

# PDIRD-E 2024



Plano de Desenvolvimento  
e Investimento  
da Rede de Distribuição

# SUMÁRIO EXECUTIVO

## ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

O setor elétrico tem um papel fundamental a desempenhar na Transição Energética a nível europeu e em Portugal em particular, em função do seu contributo para a descarbonização e eletrificação, que só será possível com redes devidamente dimensionadas e capacitadas, existindo largo consenso de que tal requer um aumento significativo de investimento nestas infraestruturas.

Em Portugal, a Rede Nacional de Distribuição (RND) tem entregado, num contexto bastante desafiante, bom desempenho e eficiência, apesar de registar um envelhecimento significativo dos seus ativos.

Para viabilizar a Transição Energética e para que o país possa cumprir as metas inscritas no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030 e Roteiro da Neutralidade Carbónica (RNC) 2050, evitando limitações a novas conexões e manter níveis de serviço, é essencial dimensionar e modernizar a RND. Adiar implicará custos e riscos significativos na capacidade de cumprimento de compromissos.

Face a este enquadramento, e na sequência da publicação do Despacho n.º 10756/2024 (Diário da República n.º 177/2024, 2ª Série, 12 de setembro), emitido pela Sra. Ministra do Ambiente e Energia, apresenta-se a presente proposta inicial de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2024) para o período 2026-2030, um documento essencial para o futuro energético de Portugal, elaborado pela E-REDES nos termos do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua qualidade de titular da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) no território do Continente.

Este plano não é apenas um documento técnico, mas sim um compromisso com o futuro do país ao definir as diretrizes para a Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND), que garantirá que as futuras gerações possam usufruir de uma rede mais eficiente, segura e resiliente. O PDIRD-E 2024 é, portanto, um marco fundamental para atingir os objetivos da política energética nacional, contribuindo para a concretização de metas de descarbonização, eletrificação e integração de energias renováveis.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o PDIRD-E passou a constituir um Programa Setorial focado no planeamento das infraestruturas da rede nacional de distribuição, seguindo o quadro de orientações e diretrizes do Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT). É um instrumento de âmbito nacional e estratégico, que materializa no território a forma de implementação das necessidades da infraestrutura da rede de distribuição. O Programa Setorial do PDIRD-E prossegue o quadro legal estabelecido como instrumento de gestão territorial, respeita as formas de integração e articulação mútua entre os diferentes instrumentos e, uma vez aprovado, vincula as entidades públicas.

Este documento integra os conteúdos indicados no Artigo 41º do Decreto-Lei n.º 80/2015, que estabelece o Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (RJIGT). O PDIRD-E 2024 constitui, assim, o relatório do programa, que apresenta no seu corpo e anexos o diagnóstico da situação territorial, bem como a fundamentação técnica das opções e dos objetivos estabelecidos. Integra ainda uma Avaliação Ambiental Estratégica que responde a exigências da legislação em vigor, nomeadamente, de identificar, avaliar e acompanhar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação e das consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito.

Esta proposta de plano representa um compromisso com o interesse nacional, assegurando que os investimentos realizados na RND contribuem para a melhoria do serviço de distribuição de eletricidade e para a construção de um futuro mais sustentável e inovador. Neste sentido, a E-REDES mantém-se firme na sua missão de garantir um serviço de excelência e confiança de norte a sul do país e de terminar todos os dias com a certeza que a nossa luz não se apaga!

No âmbito dos estudos que sustentam o Plano, foi realizado um *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países, constatando-se em todos os planos de investimento a relevância da transição energética e o compromisso comum de garantir a qualidade da rede, mantendo-a operável, eficiente e modernizada. O valor investido por cliente pela E-REDES é inferior face à maioria das suas congéneres (50% menor do que a média das empresas analisadas) e o investimento por unidade de energia distribuída é também 30% menor do que a média das empresas comparadas. Destaca-se ainda o alinhamento da E-REDES com as tendências europeias no que diz respeito aos principais drivers de investimento, refletido no compromisso comum com a eletrificação, a modernização, digitalização e eficiência das infraestruturas de distribuição de energia elétrica.

Na proposta do PDIRD-E 2024 prevê-se a realização de 1,5 mil M€ de investimento entre 2026 e 2030, destinados maioritariamente a modernizar a rede para além de outros investimentos na eletrificação, resiliência e digitalização, promovendo o desenvolvimento económico e a coesão territorial e social. O valor proposto reflete um investimento 50% superior ao identificado na proposta de PDIRD-E 2020 (ajustado de inflação), ainda que abaixo do consenso europeu (~2 vezes o investimento médio atual) e incorporando eficiências concretizadas em investimento evitado



resultante da utilização otimizada dos ativos e flexibilidade. O PDIRD é um plano elaborado atendendo aos compromissos do país e reflete o investimento necessário para, em conjunto com o enquadramento regulamentar adequado, viabilizar a Transição Energética.

Em linha com o exercício de *benchmarking* apresentado, foi elaborado também um estudo com o objetivo de realizar uma avaliação e quantificação dos impactos económicos associados à concretização dos investimentos previstos no PDIRD-E 2024.

O PDIRD impacta com relevância o tecido empresarial português, nomeadamente nos setores que suportarão a execução do investimento previsto, que se estima representado por um universo de 1194 Empresas, 28 mil empregos e valor de proveitos operacionais anuais de cerca de 3 mil milhões de euros. Quando considerado o subset de empresas parceiras da E-REDES no âmbito desta atividade, os investimentos previstos no PDIRD representam aproximadamente 27% dos seus proveitos operacionais anuais e estas empresas suportam cerca de 19% dos empregos no setor.

Para além destes efeitos essencialmente económicos, a implementação do PDIRD-E 2024 tem um conjunto de outros efeitos socioeconómicos potenciais. Reforça o potencial de acomodação de produção de energia de fonte renovável que tem impacto ambiental relevante, para além de reduzir a dependência energética nacional e contribuir tendencialmente para a redução do preço da energia elétrica.

Adicionalmente, a significativa modernização da rede prevista é determinante para o aumento da sua resiliência, permitindo controlar o envelhecimento crítico das redes, potenciador de maior frequência de incidentes e custos, preparando-as para os cada vez mais frequentes fenómenos climáticos extremos, ao mesmo tempo que permite manter os bons padrões da qualidade de serviço e reduzir assimetrias no território nacional, conferindo-lhe maior coesão e sustentabilidade.

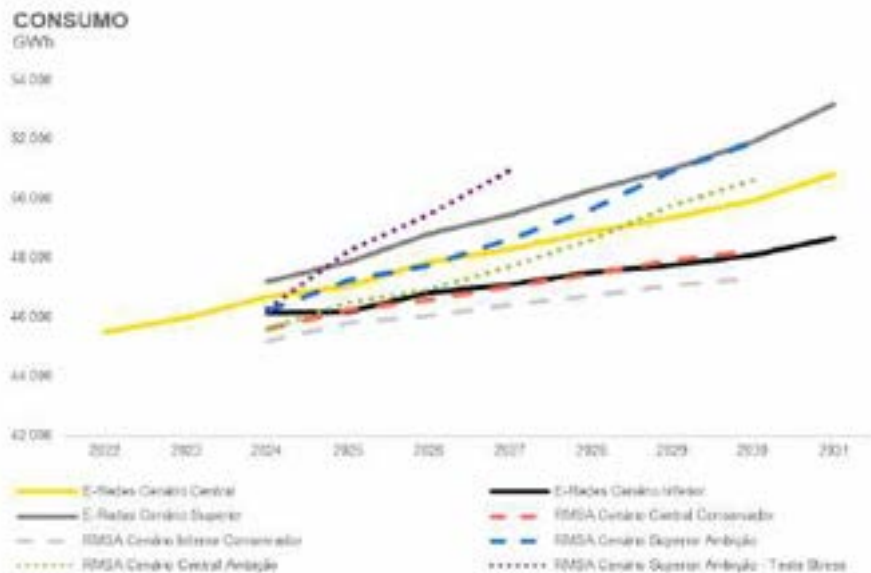
Neste contexto, o PDIRD-E é um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional.

## EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Em dezembro de 2023 foi aprovado o mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2023). O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no RMSA-E 2023 apresenta uma taxa de variação anual de 2023 ainda previsional, bem como o valor considerado pela E-REDES, na medida em que o valor final do PIB para o ano 2023, à data da elaboração dos dois estudos (RMSA e E-REDES), não era ainda conhecido.

O estudo efetuado pela E-REDES para o período 2024-2031, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2023, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

É possível observar no gráfico da figura abaixo a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2022-2031. Verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-E-2023 são menos otimistas que as previstas no estudo da E-REDES para os anos de 2023 e 2024, o que é explicado, em grande parte, pelo facto de, como acima referido, a estimativa da E-REDES considerar já o consumo real de 2023. Por este motivo, a projeção do cenário central da E-REDES é superior a todas as projeções do RMSA-E, em 2024, apresentando também valores de consumo mais elevados relativamente aos valores de consumo previstos nos cenários centrais do RMSA-E (ambição e conservador) até 2028.



**FIGURA 1: COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DE CONSUMO PELAS ESTIMATIVAS DA E-REDES E RMSA-2023**

Realça-se a similaridade das taxas de crescimento entre o cenário central conservador do RMSA-E 2023 e o cenário central da E-REDES para o período (2024-2030), demonstrado pelo paralelismo das duas projeções. Perante estes dados, nesta proposta do PDIRD-E 2024 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da E-REDES, tendo em conta que este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da E-REDES, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

## OBJETIVOS E ESTRATÉGIA

Nesta proposta inicial de PDIRD-E 2024 define-se o desenvolvimento futuro da rede nacional de distribuição em conformidade com as necessidades identificadas no âmbito do planeamento das redes e os objetivos estratégicos que se pretendem atingir.

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. Ao mesmo tempo, assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

A crescente eletrificação da economia coloca a rede elétrica de distribuição em posição de grande relevância, especialmente no contexto das ambicionadas metas de descarbonização. Em toda a Europa, incluindo Portugal, as redes elétricas estão envelhecidas, o que exige modernização para atender à crescente procura de produtores e consumidores, como reiterado no EU Grid Action Plan, no qual se estima também um aumento entre 50-70% do ritmo de investimento nas redes de distribuição de 2020 até 2030. A modernização é crucial para responder à crescente complexidade do sistema energético, que apesar de necessariamente mais descarbonizado, descentralizado e digitalizado, deverá manter padrões de qualidade, segurança e fiabilidade na distribuição de energia elétrica.

A estratégia para 2026-2030 segue a rota de adaptação às novas dinâmicas da rede, potenciando a transição energética e respondendo à crescente **eletrificação e descarbonização**, acomodando os pedidos de ligação à rede de produtores e consumidores, facilitando dessa forma o desenvolvimento das novas realidades da mobilidade elétrica, autoconsumo e armazenamento de energia. Aposta-se de forma significativa na **modernização** dos ativos, fundamental para suportar este movimento global de transformação e que permite simultaneamente que a rede responda com mais **resiliência** às alterações climáticas e aos eventos delas decorrentes, cada vez mais frequentes e severos. A **transformação digital** é também essencial em todo este processo, e por isso uma prioridade do Plano, permitindo melhorar a fiabilidade, eficiência e flexibilidade da rede, garantindo também a necessária cibersegurança dos sistemas de suporte à sua operação.

O PDIRD-E 2024 inclui mecanismos de flexibilidade para uma gestão mais eficiente da rede, reduzindo a necessidade de investimentos adicionais ao otimizar os recursos existentes, quando tal se revela mais vantajoso. A flexibilidade, juntamente com o investimento na excelência no desempenho dos ativos, fundamental para a substituição de infraestruturas antigas e a digitalização das restantes, ajuda a reduzir o investimento necessário, ao otimizar a utilização dos recursos existentes e promover uma maior eficiência operacional.

O plano para 2026-2030 assegura a manutenção dos níveis de qualidade de serviço técnica alcançados na última década, através fundamentalmente da renovação de ativos proposta, mantendo-se o foco na redução de assimetrias regionais, contribuindo assim para a coesão territorial.

A estratégia delineada para este plano assegura também o alinhamento com os objetivos da política energética nacional (designadamente o Plano Nacional Energia e Clima – PNEC 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050) e as diretrizes europeias (*Clean Energy Package*), dando resposta às necessidades da transição energética e expansão de rede esperadas, e preparando a RND para a proliferação da geração distribuída suportada em tecnologia renovável e aos novos serviços relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo.

A estratégia do Plano tem, assim, como objetivos:

- Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo, atendendo à evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- Renovar e modernizar ativos prioritários, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
- Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
- Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
- Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação;
- Melhorar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e da sociedade relativamente à energia elétrica;
- Promover a sustentabilidade socioeconómica e ambiental;
- Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a estabilidade e sustentabilidade do preço da energia elétrica;
- Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia;
- Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento incomportáveis em períodos futuros.

Verifica-se, assim, que os quatro grandes drivers de investimento na rede de distribuição e nos quais assenta a estratégia deste plano são: a **eletrificação e descarbonização da economia, a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a transformação digital**. De forma a alinhar com as novas orientações do setor e simplificar a estrutura do documento, para o PDIRD-E 2024, os investimentos na rede de distribuição passam a ser agrupados em Pilares Estratégicos de Investimento que refletem os quatro grandes drivers de investimento aos quais se adiciona o Pilar de Suporte.

## PLANO DE INVESTIMENTO

Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o Plano 2026-2030.

O investimento total a realizar pela E-REDES divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

O Investimento Específico e Não Específico encontram-se divididos em diferentes Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito bem definido, e enquadrados num dos 5 Pilares Estratégicos de Investimento delineados para este Plano: Eletrificação e Descarbonização, Modernização, Resiliência e Ambiente, Transformação Digital e Suporte.

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2026-2030 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico, acrescido dos encargos totais.

Na figura abaixo apresenta-se o CAPEX total proposto para o PDIRD-E 2024 distribuído por Pilar Estratégico de investimento:



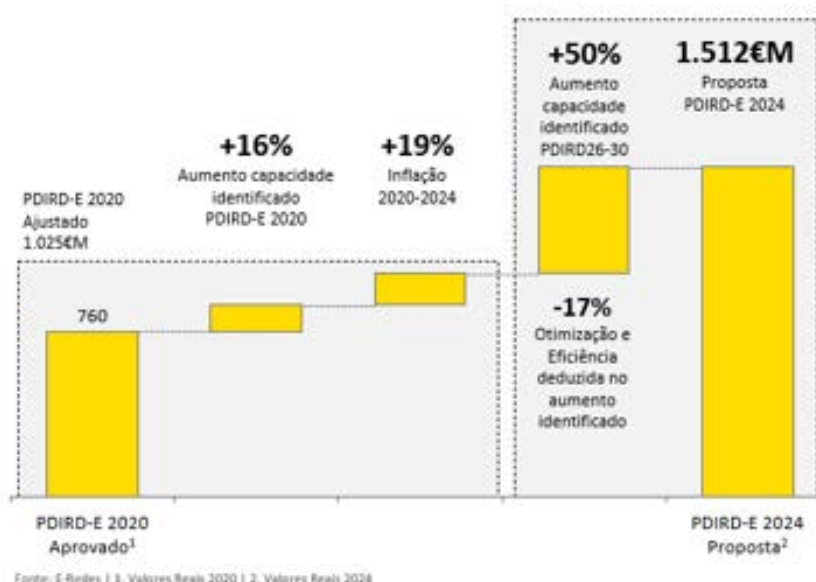
**FIGURA 2: CAPEX TOTAL A CUSTOS TOTAIS POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO**

Esta proposta inicial de PDIRD-E 2024 prevê, assim, 1,5€mM de investimento entre 2026 e 2030, destinados maioritariamente a modernizar a rede e assegurar novas ligações, promovendo o desenvolvimento económico e a coesão territorial. O valor proposto reflete um investimento 50% superior ao identificado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (ajustado de inflação), ainda que abaixo do consenso europeu (~2x o investimento atual<sup>1</sup>) e dos planos de outras empresas congéneres europeias.

O plano proposto incorpora -304€M (17%) de investimento evitado por otimização da vida útil de ativos, suportada em modelos de condição, e eficiência na gestão da Rede. Neste valor inclui-se o investimento evitado em renovação de ativos, obtida devido à estratégia adotada de controle do envelhecimento da rede, mantendo a priorização das necessidades com base na condição e risco dos ativos, em detrimento de uma estratégia com base apenas na idade dos ativos, evitando-se o investimento na renovação de 4.390 km de linha e 88 transformadores de potência AT/MT. Na vertente de eficiência na gestão da rede, incluem-se a utilização de modelos estocásticos e a elaboração de alternativas de flexibilidade ao investimento, que permitem adiar 7 projetos deste PDIRD-E 2024.

**VARIAÇÃO DO INVESTIMENTO ENTRE PDIRD-E 2024 E PDIRD-E 2020**

Milhões de euros



**FIGURA 3: INVESTIMENTO DO PDIRD-E 2024 E VARIAÇÃO FACE AO PDIRD-E 2020 - ANÁLISE**

<sup>1</sup> Fonte: Eurelectric Grids 4 Speed – Aumento de investimento médio anual 2025-2050 vs. 2019-2023

Na tabela abaixo apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o investimento proposto, por natureza e nível de tensão:

**TABELA 1: INVESTIMENTO TOTAL A CUSTOS TOTAIS**

Milhões de euros	Média Anual 2021-2025	PDIRD-E 2026-2030					Total 2026-2030
		2026	2027	2028	2029	2030	
<b>INVESTIMENTO TOTAL A CUSTOS TOTAIS</b>							
Total Realização Inv. Específico (1)	121,7	225,9	244,5	267,0	257,6	242,6	1237,6
Comp. Financeiras AT + MT (2)	24,0	19,5	19,0	18,5	18,9	19,4	95,4
<b>CAPEX Inv. Específico (1-2)</b>	<b>97,7</b>	<b>206,4</b>	<b>225,5</b>	<b>248,5</b>	<b>238,7</b>	<b>223,2</b>	<b>1142,2</b>
Investimento Não Específico (3)	19,2	28,5	24,4	20,5	20,6	19,3	113,3
<b>CAPEX Total (custos primários) (1-2+3)</b>	<b>116,9</b>	<b>234,9</b>	<b>249,8</b>	<b>269,0</b>	<b>259,3</b>	<b>242,5</b>	<b>1255,5</b>
Encargos Totais (4)	43,2	48,1	49,7	53,6	53,3	52,0	256,7
<b>CAPEX Total (custos totais) (1-2+3+4)</b>	<b>160,1</b>	<b>283,0</b>	<b>299,5</b>	<b>322,6</b>	<b>312,6</b>	<b>294,4</b>	<b>1512,2</b>
<b>Investimento Total (custos totais) (1+3+4)</b>	<b>184,1</b>	<b>302,5</b>	<b>318,6</b>	<b>341,2</b>	<b>331,5</b>	<b>313,8</b>	<b>1607,6</b>

## PILARES ESTRATÉGICOS DE INVESTIMENTO

### ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO

No Pilar Eletrificação e Descarbonização, incluem-se os investimentos necessários para garantir a ligação de produtores e consumidores, respondendo aos desafios de uma crescente eletrificação da economia com base em fontes de energia renovável e assegurando a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares. Assim, incluem-se neste pilar os investimentos necessários para garantir a segurança de abastecimento, mas também aqueles que visam repor a capacidade de receção da RND tomada pela instalação e ligação de centros electroprodutores e viabilizar a integração do autoconsumo, em alinhamento com a política energética nacional (PNEC 2030).

É também a este pilar que são alocados os investimentos necessários para a ligação de clientes e postos de carregamento de veículos elétricos, assim como os investimentos que têm como objetivo reduzir as perdas técnicas nas redes de alta e média tensão. Na eletrificação e descarbonização incluem-se ainda os investimentos que visam a coordenação com o desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte, bem como com as redes de Baixa Tensão.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

Para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento, que visam responder ao crescimento dos consumos e cargas, analisados para esta proposta de PDIRD-E 2024, foi avaliada a garantia de potência nos regimes N e N-1, com um nível de confiança de 100%. Introduziu-se também neste Plano a consideração de opções de flexibilidade como alternativa ao investimento convencional. Os requisitos da alternativa de flexibilidade são concebidos para a total eliminação dos constrangimentos de rede identificados, definindo-se o respetivo preço de reserva, isto é, o valor máximo pago pelos serviços de flexibilidade que tornem a alternativa de flexibilidade vantajosa face à alternativa tradicional. Este valor decorre do balanço de benefícios entre as duas alternativas. Para os projetos que apresentam alternativa de flexibilidade viável, indicam-se no Plano os respetivos requisitos.

A evolução do investimento no pilar Eletrificação e Descarbonização, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar (Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Investimento de Coordenação com a Rede BT), é apresentada na figura seguinte. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano proposto.



## INVESTIMENTO NO PILAR ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO M€



**FIGURA 4: INVESTIMENTO NO PILAR DE ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO, 2021-2030**

O investimento previsto no pilar de Eletrificação e Descarbonização na proposta do PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 273 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 54,6 M€/ano. A subida do valor do investimento face ao período 2021-2025, para além do contributo decorrente da inflação, está maioritariamente relacionada com a recalendarização de projetos, nomeadamente do subprograma de Reposição da Capacidade de Receção, de investimentos previstos para a integração de Autoconsumo na RND e da necessidade de acompanhar os investimentos planeados nas redes de Baixa Tensão.

De acordo com a metodologia utilizada no estudo desenvolvido pela E-REDES com o INESC-TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar, verifica-se para o pilar da Eletrificação e Descarbonização, que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento neste pilar para o período 2026-2030, fundamentando assim a sua racionalidade económica.

## MODERNIZAÇÃO

A modernização das redes de distribuição desempenha um papel crucial na ambicionada e necessária transição energética, e no contexto atual no qual se constata o envelhecimento das redes, é essencial controlar o risco, modelar o investimento ao longo das próximas décadas e gerir os custos operacionais. Para além disso, a manutenção dos atuais níveis de fiabilidade da rede, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento requer uma renovação adequada dos ativos de distribuição.

No pilar da Modernização incluem-se os investimentos necessários para garantir uma adequada modernização dos ativos da rede, considerando o risco e a necessidade de controlar o envelhecimento dos ativos da RND, e capacitá-los para os desafios da transição energética.

Ao nível estratégico a E-REDES procede à identificação da idade atual dos ativos em serviço na RND e da sua evolução esperada ao longo do período de vigência do PDIRD-E. As necessidades de investimento de renovação e reabilitação são resumidas no documento "Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT", cujo sumário executivo se anexa ao PDIRD-E. Procede-se complementarmente à monitorização do desempenho dos ativos mais críticos da RND e é da avaliação da respetiva condição e criticidade que resulta a identificação de necessidades de renovação individual de cada um. Da base analisada, garante-se que a renovação dos ativos identificados com índice de criticidade inaceitável ao abrigo das metodologias de avaliação da condição e risco em vigor, se inicia dentro do período do Plano, terminando alguns projetos já depois de 2030.

No início da década de 1980 ocorreu um esforço de investimento de expansão muito significativo, associado à eletrificação rural do território, o que justifica um avolumar significativo de ativos que irão ultrapassar os 45 anos durante o período de vigência do PDIRD-E. Existem, ainda, diversos ativos cuja data de construção é anterior a esse período. É por isso essencial e necessário acelerar o esforço de renovação de ativos em fim de vida, garantindo-se que esta é realizada de forma sustentável.

As necessidades de investimento associadas à renovação de ativos, tendo em conta a sua condição, foram avaliadas para as principais classes de ativos da RND e descritas no documento de fundamentação atrás mencionado, daí resultando os investimentos propostos neste Plano.

A evolução do investimento no pilar Modernização, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar (Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Programa de Investimento Corrente Urgente e Beneficiações Extraordinárias), é apresentada na figura seguinte. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano proposto.

O investimento previsto no pilar Modernização na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 602,8 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 120,6 M€/ano.

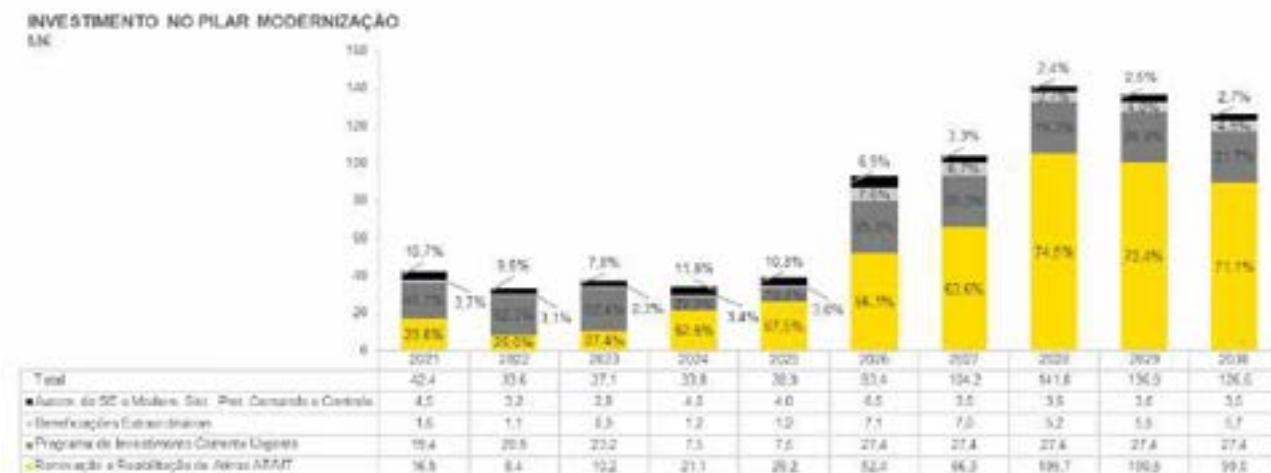


FIGURA 5: INVESTIMENTO NO PILAR MODERNIZAÇÃO 2021-2030

Verifica-se um grande aumento do período 2021 – 2025 para o período deste PDIRD-E, por se propor neste PDIRD uma mudança na abordagem à gestão dos ativos, que reflete uma estratégia robusta de investimento e que prioriza a adequação da rede de distribuição às exigências da transição energética e à garantia de qualidade de serviço. Esta nova abordagem consiste em controlar o envelhecimento da rede, mantendo a priorização das necessidades com base na condição e risco dos ativos, de forma a não comprometer o período seguinte (2031 – 2035) com o que se designa de dívida cinzenta, que poderia acontecer como resultado de subinvestimento no período 2026 - 2030.

De acordo com a metodologia utilizada no estudo desenvolvido pela E-REDES com o INESC-TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar, verifica-se para o pilar da Modernização que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa o investimento previsto para o período 2026-2030, fundamentando assim a sua racionalidade económica.

## RESILIÊNCIA E AMBIENTE

No âmbito do pilar da Resiliência e Ambiente, procura-se a manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede, assegurada também por via do cumprimento de obrigações de natureza regulamentar e legal, mantendo-se o foco nas preocupações ambientais.

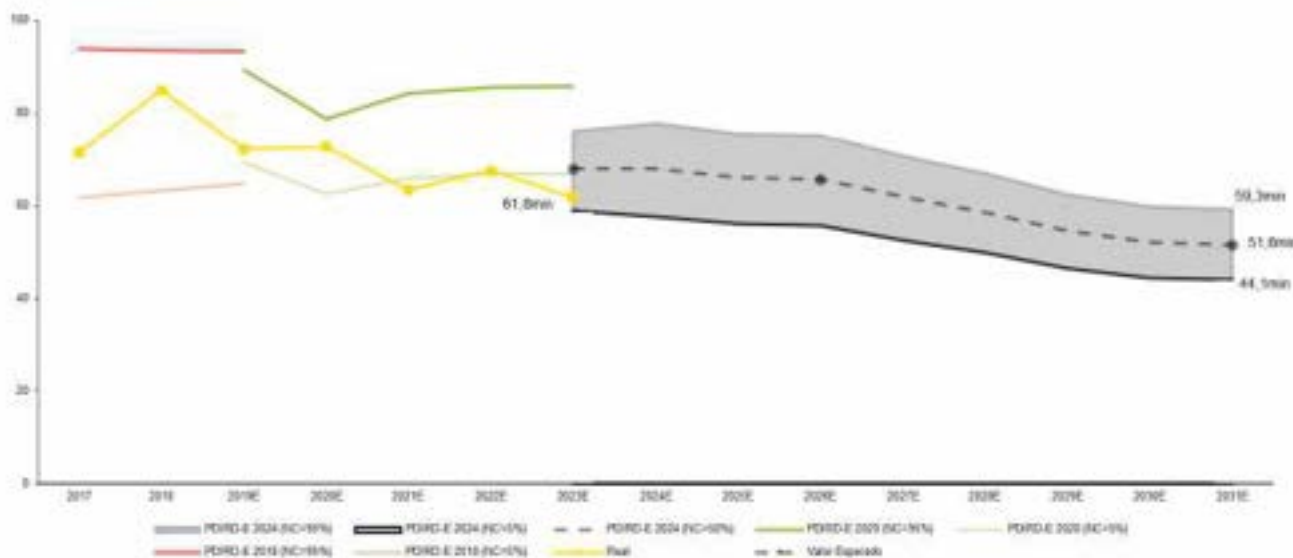
No âmbito do PDIRD-E 2024, o tema da resiliência, para além de se relacionar com a modernização de ativos e com a segurança cibernética, é endereçado maioritariamente através do objetivo de manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço, da abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível e do aumento da resiliência de redes aéreas através da adequação de redes aéreas com distâncias que podem colocar em causa as exigências regulamentares.

Refere-se que estes objetivos não deverão ser alcançados isoladamente ou à custa da proteção ambiental e da conservação dos *habitats* mais vulneráveis, pelo que se mantêm relevantes os investimentos de promoção ambiental prosseguidos em ciclos de planeamento anteriores, destacando-se igualmente a elaboração de uma nova **Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)** que acompanha o PDIRD-E 2024.

A melhoria da qualidade de serviço foi um dos principais drivers de investimento dos PDIRD-E anteriores e os resultados obtidos mostram que esse investimento produziu os efeitos desejados, apesar do contexto muito desafiante, tendo-se assistido a uma trajetória decrescente e estando neste momento numa fase mais estável, de manutenção da qualidade de serviço.

A avaliação do impacto do investimento proposto neste PDIRD-E nos indicadores de qualidade de serviço foi estimada tendo por base o modelo desenvolvido com o INESC TEC e já apresentado em PDIRD-E anteriores, a partir do qual se verifica que os valores estimados para o SAIDI MT, para o cenário central de consumos, no período 2024-2031, se situam na banda de incerteza apresentada (a sombreado) na figura abaixo:

**EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT EM 2017-2023 E PREVISÃO EM 2024-2031**  
Min



**FIGURA 6: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT EM 2017-2023 E PREVISÃO EM 2024-2031**

Verifica-se ainda que o modelo de previsão conduz a um estreitamento da banda de incerteza ao longo do período do PDIRD-E 2024, indicando que os investimentos previstos contribuem para um aumento da resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas.

Os valores estimados para o período entre 2024 e 2026 mostram a estratégia definida pelo anterior Plano, de manutenção dos indicadores de QST. Para o período entre 2027 e 2031, existe maior incerteza no comportamento do modelo e respectivos resultados, função do aumento significativo do investimento previsto. Para além disso, prevê-se também um aumento da duração e frequência de condições atmosféricas mais extremas, eventos associados aos níveis de confiança, mas que não são incorporados no modelo de estimação. Indica-se por isso como objetivo deste PDIRD-E o valor com nível de confiança de 95%, para o qual o SAIDI esperado em 2031 é de 59,3 minutos (ligeira melhoria face ao valor real registado em 2023 de 61,8 min.). Para o indicador TIEPI MT, a tendência é semelhante à descrita para o SAIDI MT.

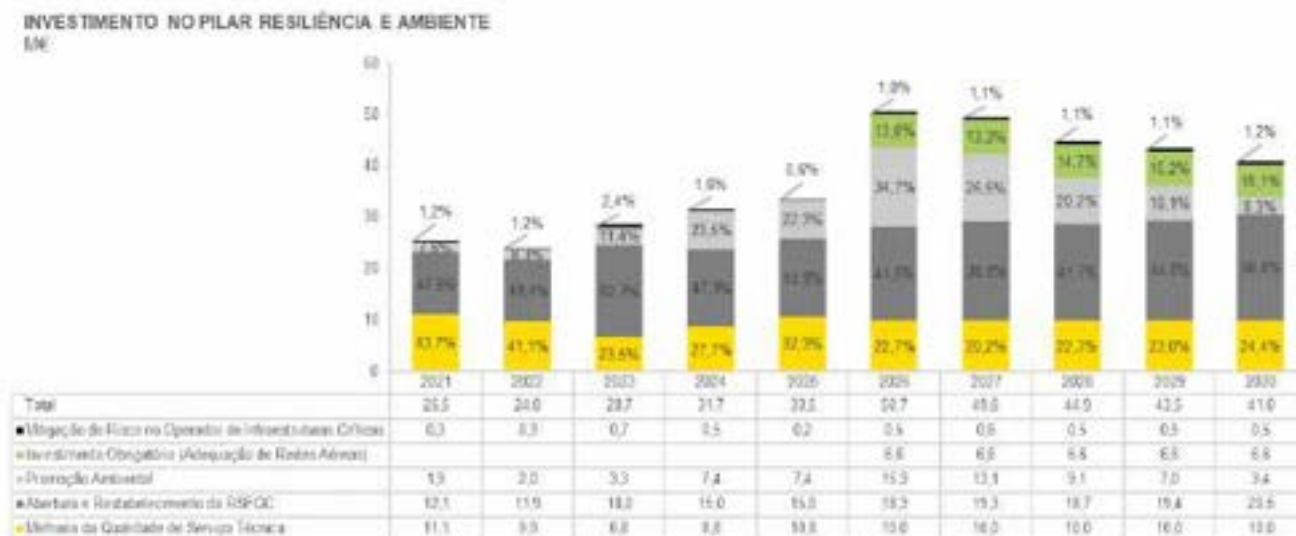
No que se refere aos objetivos por zona de qualidade de serviço RQS, mantém-se a aposta na redução de assimetrias entre regiões, canalizando-se mais investimento para os pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço das zonas C, de forma a trabalhar para os seguintes objetivos:

- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,2% relativamente ao valor real em 2023 para esta zona, para um grau de confiança de 95%);
- Manutenção dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B (-0,6% e -0,7% respetivamente, relativamente aos respetivos valores reais em 2023, e para um grau de confiança de 95%).

No presente Plano prevê-se também reforçar significativamente o investimento associado à abertura e restabelecimento da rede secundária de faixas de gestão de combustível, decorrente de previsto na legislação em vigor e orientações das entidades competentes em razão da matéria (eg: notas técnicas ICNF), através das quais foram alargadas as zonas impactadas por esta necessidade e revista a frequência das intervenções. O aumento dos custos unitários da atividade contribui também para a subida do valor de investimento previsto.

Ainda no âmbito da garantia do cumprimento da legislação aplicável, está prevista neste Plano a criação de uma nova rubrica relativa à Adequação de Redes Aéreas AT/MT, que visa a realização de investimento para adequar a rede elétrica ao cumprimento das regras de segurança relacionadas com a proximidade de obstáculos.

A evolução do investimento no pilar da Resiliência e Ambiente, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar (Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Promoção Ambiental, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas e Investimento Obrigatório AT/MT (Adequação de Redes Aéreas AT/MT)), é apresentada na figura abaixo. Os valores considerados resultam da aplicação da correspondência dos programas de investimento aos pilares. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030 correspondem ao Plano proposto.



**FIGURA 7: INVESTIMENTO NO PILAR DE RESILIÊNCIA E AMBIENTE, 2021-2030**

O investimento previsto no pilar Resiliência e Ambiente na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 229,6 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 45,9 M€/ano. O aumento do valor do investimento face ao período 2021-2025, para além do contributo decorrente da inflação, relaciona-se sobretudo com a inclusão do programa de Adequação de Redes Aéreas AT/MT, da reprogramação de projetos do subprograma de Integração Paisagística de Redes incluído no programa de Promoção Ambiental e do aumento de necessidades e custos unitários associados à Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível.

De acordo com a metodologia utilizada no estudo desenvolvido pela E-REDES com o INESC-TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar, verifica-se para o pilar Resiliência e Ambiente, que, considerando apenas os investimentos que foram alvo de monetização, os mesmos apresentam racionalidade económica.

## TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

A transformação digital é essencial para a modernização da rede elétrica de distribuição, garantindo resiliência, eficiência e flexibilidade. Este processo é crucial para integrar energias renováveis, desenvolver redes inteligentes e permitir a participação ativa dos consumidores no mercado energético. Alinhada com políticas europeias e nacionais, a digitalização é um pilar estratégico para alcançar as metas de descarbonização e sustentabilidade, sendo um veículo fundamental para a concretização da Transição Energética.

A estratégia da E-REDES aponta para uma visão de desenvolvimento progressivo, articulado e de perímetro holístico dos ecossistemas de tecnologias de informação (IT) e tecnologias de operação (OT / plataforma *mission critical*). Entre outros, foca-se no desenvolvimento de um *Digital Twin* integrado da rede nos 3 níveis de tensão, mantendo uma relação dinâmica com os atores do sistema; na modernização e reforço da infraestrutura de contagem inteligente, permitindo monitorizar em tempo real a bidirecionalidade dos fluxos de energia e de informação entre consumidores e produtores, além de prever padrões de consumo; e na continuidade do investimento em inteligência e automação da rede, visando reduzir perdas técnicas, garantir a qualidade do serviço e maximizar a eficiência operacional. Além disso, a E-REDES compromete-se a digitalizar a experiência de utilizador, transformando e elevando a qualidade das interações com todos os *stakeholders*, promovendo o seu compromisso e envolvimento crescente com a gestão eficiente do sistema e a eficiência energética.

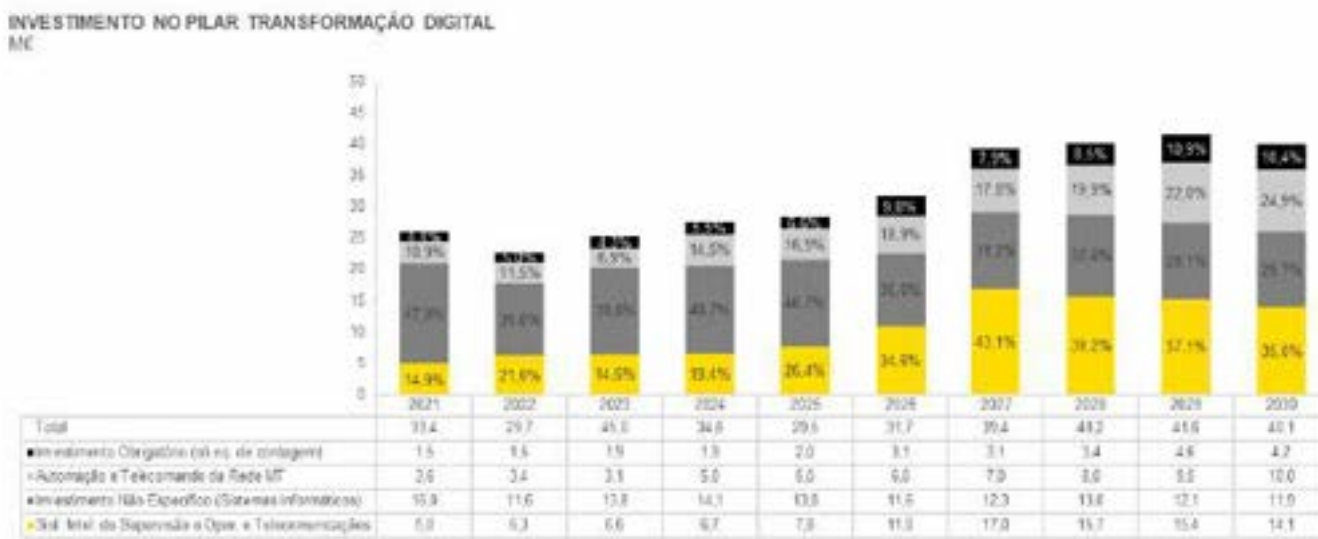
Assim, até 2030, a transformação digital do operador de rede de distribuição será marcada por avanços significativos no desenvolvimento das redes inteligentes, alicerçada em tecnologias de comunicação mais recentes (como o 5G); no desenvolvimento dos sistemas de gestão avançada de distribuição (SCADA/ADMS), que integram dados de várias fontes e proporcionam uma visão permanente dos ativos e serviços da rede de distribuição; na exploração das tecnologias emergentes como a inteligência artificial, a Internet das Coisas (IoT) e a análise de *big data*.

Complementarmente, de modo a sustentar esta evolução, é igualmente fundamental continuar a desenvolver e descentralizar as infraestruturas de computação, a expandir o portefólio de soluções de conectividade resiliente e a assegurar uma contínua gestão de risco Ciber-Físico das suas infraestruturas críticas, fornecendo as bases para a modernização e proteção do sistema elétrico, assegurando a sua adaptação às

exigências tecnológicas, a captura da evolução tecnológica em articulação com os ciclos tecnológicos e a constante adequação da proteção do ecossistema à sofisticação e complexidade das ameaças de natureza digital.

O investimento que integra este Pilar Estratégico que se pretende sistemático e congruente na sua transversalidade, é organizado em seis grandes categorias, alinhadas com as prioridades identificadas pelo setor: Ecossistema Aplicacional IT/OT, Infraestrutura e Plataformas Digitais, Computação Distribuída, Digitalização e Inovação da Rede, Conectividade Resiliente e Cibersegurança.

A evolução do investimento no pilar Transformação Digital, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar Investimento Obrigatório (só eq de contagem), Automação e Telecomando da Rede MT, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Investimento Não Específico (Sistemas Informáticos)), é apresentada na figura abaixo. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano Proposto.



**FIGURA 8: INVESTIMENTO NO PILAR TRANSFORMAÇÃO DIGITAL, 2021-2030**

O investimento previsto no pilar Transformação Digital na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 193,0 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 38,6 M€/ano. O aumento do valor do investimento neste pilar está relacionado com atualização das soluções de comunicações (4G e 5G), novas funcionalidades e modernização de equipamentos de contagem e aumento dos pontos de telecomando na rede.

De acordo com a metodologia utilizada no estudo desenvolvido pela E-REDES com o INESC-TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar, verifica-se para o pilar Transformação Digital, que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa o investimento neste pilar para o período 2026-2030, fundamentando assim a sua racionalidade económica.

## AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA TARIFA

Em função do investimento proposto efetuou-se a análise do impacto que a realização do mesmo poderá ter na evolução dos proveitos permitidos unitários associados à atividade de distribuição em AT/MT e na evolução da tarifa de Uso de Rede de Distribuição (URD) AT/MT, cujo peso tem vindo a diminuir nos últimos anos. Adicionalmente, com base no peso relativo atual das diferentes componentes tarifárias, estima-se o impacto expectável na tarifa de acesso às redes e nos custos médios finais da energia suportados pelos consumidores.

Sendo o objetivo desta análise o cálculo do impacto incremental que o plano de investimento proposto pode ter ao nível da evolução dos proveitos unitários e das tarifas, em geral, são considerados pressupostos de continuidade face à situação atual para os parâmetros necessários ao cálculo, com exceção daqueles que decorrem do plano de investimento proposto e da evolução do consumo. Deste modo a evolução dos proveitos unitários reflete essencialmente o impacto dos investimentos propostos e os cenários de evolução do consumo considerados.

Tendo em conta o disposto no número 6, alínea b), do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, e em linha com a prática que a ERSE tem seguido no passado para este tipo de análises de impacto, os pressupostos de evolução de consumo considerados têm por base os cenários de evolução de consumo previstos no RMSA, designadamente, os cenários central conservador e central ambição da última edição do RMSA disponível à data de elaboração desta proposta (RMSA 2023).



Uma vez que os cenários apresentados no RMSA incluem a totalidade do consumo, para apuramento do consumo respeitante apenas à rede de distribuição deduziu-se aos valores contantes no RMSA o valor previsto pela E-REDES para o consumo MAT em 2024. De seguida, aplicou-se ao valor resultante as taxas de crescimento do consumo previstas no RMSA para cada um dos cenários.

Dependendo do cenário de consumo considerado, o investimento proposto no PDIRD 2026-2030 poderá implicar uma variação média anual do proveito AT/MT unitário da E-REDES entre -0,5% e 0,4%, se considerarmos o proveito AT/MT total (incluindo custos não-controláveis que diminuirão significativamente nos próximos anos). Se se optar por considerar apenas a componente do proveito correspondente aos custos controláveis pelo ORD, as variações médias anuais correspondentes são de 0,1% e 0,9%.



FIGURA 9: EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT PARA OS DOIS CENÁRIOS DE CONSUMO

TABELA 2: TAXA DE EVOLUÇÃO ANUAL COMPOSTA DOS PREÇOS MÉDIOS 2025-2030

	CENÁRIO CENTRAL DE CONSUMO	CENÁRIO INFERIOR DE CONSUMO
Perímetro de custos controláveis	0,1%	0,9%
Perímetro de custos totais	-0,5%	0,4%

Em qualquer dos cenários, importa observar que as variações em causa traduzem sempre um aumento médio anual do valor nominal dos proveitos unitários muito inferior aos valores de inflação previstos para o período, pelo que os proveitos unitários resultantes do plano proposto serão sempre significativamente decrescentes em termos reais, apesar de os custos de investimento da E-REDES, como os de qualquer outra empresa, estarem sujeitos ao impacto da inflação.

Para análise do impacto que a evolução dos proveitos unitários AT/MT poderá ter na perspetiva das tarifas de acesso às redes e do preço médio de referência de venda a clientes finais, considerou-se a informação sobre a desagregação dos preços médios de referência de venda a clientes finais publicada pela ERSE nos documentos de proveitos e tarifas para 2024, na qual se verifica que as tarifas URD AT e MT de 2024 representam atualmente cerca de 20,7% do valor médio da tarifa de acesso às redes e cerca de 5,4% do preço médio de referência de venda a clientes finais.

Assumindo, como hipótese simplificadora, a manutenção destes pesos ao longo do período considerado, os impactos do investimento proposto no PDIRD 2026-2030 traduzem-se nas variações médias anuais compostas das tarifas de acesso às redes e do preço médio de referência de venda a clientes finais que se apresentam na tabela abaixo.

**TABELA 3: RESULTADOS DE IMPACTO DO PDIRD 2026-2030 SOBRE OS PROVEITOS CONTROLÁVEIS AT E MT**

TARIFA	VARIÇÃO MÉDIA ANUAL COMPOSTA DECORRENTE DA EVOLUÇÃO DO PROVEITO UNITÁRIO CORRESPONDENTE A CUSTOS CONTROLÁVEIS AT E MT ENTRE 2025 E 2030	
	CENÁRIO INFERIOR	CENÁRIO CENTRAL
URD AT e MT	0,9%	0,1%
Acesso às redes	0,2%	0,0%
Venda a clientes finais	0,1%	0,0%

Por seu lado, na tabela seguinte mostra-se o impacto do PDIRD 2026-2030 ao nível do proveito total AT e MT (incluindo as componentes não controláveis pelo ORD), assumindo os pesos do proveito total AT e MT face aos valores médios de 2024 de tarifas de acesso às redes (20,7%) e de preço médio de referência de venda a clientes finais (5,4%).

**TABELA 4: RESULTADOS DE IMPACTO DO PDIRD 2026-2030 SOBRE OS PROVEITOS TOTAIS AT E MT**

TARIFA	VARIÇÃO MÉDIA ANUAL COMPOSTA DECORRENTE DA EVOLUÇÃO DO PROVEITO UNITÁRIO TOTAL AT E MT ENTRE 2025 E 2030	
	CENÁRIO INFERIOR	CENÁRIO CENTRAL
URD AT e MT	0,4%	-0,5%
Acesso às redes	0,0%	0,0%
Venda a clientes finais	0,0%	0,0%

Importa observar que, em todos os cenários considerados, a variação do preço médio de venda a clientes finais é nula ou praticamente nula. Adicionalmente, é importante destacar que esta análise não tem em conta os expectáveis impactos positivos indiretos que o investimento proposto no PDIRD 2026-2030 deverá ter a nível da redução da fatura energética global das famílias e das empresas, ao contribuir para facilitar a incorporação de produção renovável e a eletrificação do consumo de energia, conforme é destacado em inúmeros estudos (eg: Grids For Speed).



# ÍNDICE



Página em branco

## ÍNDICE

<b>01 ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E</b>	<b>15</b>
<b>1.1 Enquadramento Legislativo</b>	<b>15</b>
<b>1.2 Observação das medidas de política energética</b>	<b>17</b>
<b>1.3 Benchmarking sobre racionais e níveis de investimento</b>	<b>18</b>
<b>1.4 Impacto na Economia</b>	<b>19</b>
<b>1.5 Conteúdo</b>	<b>20</b>
<b>02 PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO</b>	<b>22</b>
<b>2.1 Princípios básicos</b>	<b>22</b>
2.1.1 Exigências regulamentares	22
2.1.2 Restrições técnicas	22
2.1.3 Avaliação técnico-económica	23
2.1.3.1 Introdução	23
2.1.3.2 Cálculo Técnico das Perdas	25
2.1.3.3 Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END)	25
2.1.3.4 Cálculo dos Indicadores de Continuidade de Serviço (SAIDI, SAIFI, MAIFI)	25
2.1.3.5 Cálculo de outros parâmetros de avaliação de projetos de investimento	26
2.1.4 Avaliação da Condição e Risco	26
2.1.4.1 Introdução	26
2.1.4.2 Determinação da Condição	27
2.1.4.3 Determinação da Consequência da Falha	27
2.1.4.4 Determinação do Risco	27
<b>2.2 Flexibilidade</b>	<b>28</b>
<b>2.3 Critérios de Seleção de Investimentos</b>	<b>30</b>
<b>2.4 Análise de Risco</b>	<b>31</b>
2.4.1 Análise de Risco de Projetos de Investimento	31
2.4.2 Avaliação do Risco Associado à Falha de Elementos da Rede	31
<b>03 ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND</b>	<b>34</b>
<b>3.1 Pilares Estratégicos de Investimento</b>	<b>35</b>
3.1.1 Eletrificação e Descarbonização	37
3.1.2 Modernização	43
3.1.3 Resiliência e Ambiente	48
3.1.4 Transformação Digital	57
3.1.5 Suporte	60
<b>3.2 Programas de Investimento</b>	<b>61</b>
3.2.1 Investimento Obrigatório	62
3.2.2 Desenvolvimento de Rede	62
3.2.3 Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	63
3.2.4 Automação e Telecomando da Rede MT	63
3.2.5 Promoção Ambiental	64
3.2.6 Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	64
3.2.7 Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo	64
3.2.8 Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações	65
3.2.9 Redução de Perdas Técnicas AT/MT	66
3.2.10 Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	66
3.2.11 Beneficiações Extraordinárias	66



3.2.12	Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível	67
3.2.13	Investimento de Coordenação com a Rede BT	67
3.2.14	Investimento Corrente Urgente	67
3.2.15	Sistemas Informáticos	68
3.2.16	Edifícios e Outras Construções, Equipamentos de Transporte e Outros	68
<b>04</b>	<b>PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA</b>	<b>70</b>
<b>4.1</b>	<b>Pontos de Entrega da RNT</b>	<b>70</b>
4.1.1	Linhas AT e MT de Interligação Transfronteiriças	70
<b>4.2</b>	<b>Ligação de Produção Distribuída</b>	<b>70</b>
4.2.1	Situação em dezembro 2023	70
4.2.2	Processos em curso e comprometidos	71
4.2.3	Acompanhamento da Evolução das Expectativas Ligação de Nova Produção Distribuída a Nível Local	72
<b>05</b>	<b>EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS</b>	<b>74</b>
<b>5.1</b>	<b>Previsão da procura de eletricidade (E-redes)</b>	<b>74</b>
<b>5.2</b>	<b>Comparação com as Projeções do RMSA do SEN</b>	<b>74</b>
<b>5.3</b>	<b>Histórico de Evolução dos Consumos</b>	<b>76</b>
<b>5.4</b>	<b>Histórico de Evolução das Cargas</b>	<b>77</b>
<b>5.5</b>	<b>Modelo Previsão de Consumos</b>	<b>78</b>
5.5.1	Definição do modelo de previsão dos consumo	78
5.5.2	Avaliação das variáveis que condicionam a evolução do consumo	78
<b>5.6</b>	<b>Previsão de Consumos e Pontas</b>	<b>80</b>
5.6.1	Cenário de Evolução dos Consumos	80
5.6.2	Cenário de Evolução das Pontas	81
5.6.3	Análise de Sensibilidade à Ponta de Subestações	81
5.6.4	Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição	81
5.6.5	Focos de Desenvolvimento de Cargas	82
<b>06</b>	<b>AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024</b>	<b>84</b>
<b>07</b>	<b>ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2024</b>	<b>87</b>
<b>7.1</b>	<b>Análise de Risco do Plano</b>	<b>87</b>
7.1.1	Eletrificação e Descarbonização	87
7.1.2	Modernização	89
7.1.3	Resiliência e Ambiente	90
7.1.4	Transformação Digital	91
7.1.5	Conclusão	92
<b>7.2</b>	<b>Análise de Risco de Portefólio</b>	<b>94</b>
<b>08</b>	<b>CARACTERIZAÇÃO DA RND</b>	<b>96</b>
<b>8.1</b>	<b>Elementos Constituintes da Rede e Suas Características</b>	<b>96</b>
<b>8.2</b>	<b>Principais Investimentos com impacto na caraterização da RND</b>	<b>96</b>
8.2.1	Ligação de Instalações de Consumo e de Centros Eletroprodutores	97
8.2.2	Ligação à RNT	97
8.2.3	Desenvolvimento da RND	97

<b>8.3 Situação prevista em 2025 e após a conclusão plano</b>	<b>98</b>
8.3.1 Utilização da rede AT	100
8.3.2 Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT	101
8.3.3 Caracterização da rede MT	102
8.3.4 Potências de curto-circuito	103
8.3.5 Verificação da satisfação dos padrões de segurança para planejamento	103
8.3.5.1 Ligação de Clientes	103
8.3.5.2 Reserva N-1	103
8.3.5.3 Variações de Tensão	104
8.3.5.4 Monitorização da QEE na E-REDES	104
8.3.5.5 Evolução da Monitorização da QEE na E-REDES	104
<b>09 PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2026-2030</b>	<b>109</b>
<b>9.1 Investimento Específico</b>	<b>111</b>
9.1.1 Investimento Obrigatório	111
9.1.2 Investimento de Iniciativa da Empresa	112
9.1.3 Total Investimento Específico	113
<b>9.2 Investimento Não Específico</b>	<b>114</b>
<b>9.3 Plano de Investimento 2026-2030</b>	<b>115</b>
9.3.1 Investimento a Custos Primários	115
9.3.2 Investimento a Custos Totais	116
<b>9.4 Avaliação do Impacto da Tarifa</b>	<b>119</b>
9.4.1 Enquadramento	119
9.4.2 Pressupostos	119
9.4.3 Impacto do PDIRD 2026-30 na evolução do proveito permitido unitário AT/MT	122
9.4.4 Impacto nas tarifas e preço médio de venda a clientes finais	124

## ÍNDICE DE ANEXOS

### **Anexo A – Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031**

#### **Anexo B – Caracterização da rede**

Anexo B.1 – Caracterização da Rede AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.1.1 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2030

Anexo B.1.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT

Anexo B.1.2.1 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2030

Anexo B.1.3 – Caracterização das subestações AT/MT

Anexo B.1.3.1 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.3.2 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2030

Anexo B.2 – Caracterização da Rede MT

Anexo B.2.1 – Caracterização da rede MT 31.12.2025

Anexo B.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT

Anexo B.2.2.1 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.2.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT 31.12.2030

Anexo B.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT

Anexo B.3.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.3.1.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Tabela

Anexo B.3.1.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.1.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

Anexo B.3.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2030

Anexo B.3.2.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2030 – Tabela

Anexo B.3.2.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2030 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.2.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2030 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

#### **Anexo C – Caracterização e justificação dos principais investimentos específicos a realizar no período do Plano**

Anexo C.1 – Caracterização e justificação dos principais subprogramas do investimento específico a realizar no período do Plano

Anexo C.2 – Caracterização e justificação dos principais projetos do investimento específico a realizar no período do Plano

Anexo C.3 – Caracterização e justificação dos projetos de renovação de ativos motivados pela sua condição física a iniciar no primeiro triénio (2026-2028), com investimento entre 100k€ e 500k€

Anexo C.4 – Requisitos de flexibilidade

#### **Anexo D – Caracterização e justificação dos principais investimentos não específicos a realizar no período do Plano**

#### **Anexo E – Resumo dos Investimentos Específicos**

Anexo E.1 – Lista dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização

Anexo E.2 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2024 a custos primários

Anexo E.3 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2024 a custos totais

Anexo E.4 – Lista dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2020 e não incluídos no PDIRD-E 2024

#### **Anexo F – Resumo dos Investimentos Não Específicos**

## **Anexo G – Estudos de fundamentação**

Anexo G.1 – Avaliação do impacto do PDIRD-E 2024 na economia portuguesa

Anexo G.2 – Estimação do impacto do PDIRD-E 2024 nos pilares de investimento e respetiva monetização dos benefícios

Anexo G.3 – Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2024

Anexo G.4 – Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de Ativos nas redes de MT e AT

Anexo G.5 – Planeamento da rede de distribuição e gestão flexível de recursos distribuídos: paradigma, pressupostos e soluções

## **Anexo H – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2024 face ao PDIRD-E 2020 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2020 e PDIRD-E 2020 Atualização**

## **Anexo I – Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E**

## **Anexo J – Avaliação Ambiental Estratégica da proposta de PDIRD-E 2024**

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1	23
Tabela 3.1. Correspondência entre os Programas e os pilares de Investimento	36
Tabela 3.2: Impacto anual dos investimentos na redução de perdas AT e MT (GWh)	40
Tabela 3.4: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2019 a 2023	51
Tabela 3.5: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2019-2023	52
Tabela 3.6. Correspondência Subprogramas e projetos PDIRD-E 2020 Atualização vs. rubricas PDIRD-E 2024	65
Tabela 3.7. Correspondência Subprogramas PDIRD-E 2020 vs. PDIRD-E 2024	68
Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2023	76
Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais	80
Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)	80
Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)	80
Tabela 7.1: Resultado da análise de risco realizada para cada pilar de investimento	92
Tabela 8.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2025	98
Tabela 8.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2025 e 31.12.2030	98
Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2025 e 31.12.2030	100
Tabela 8.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2025 e 31.12.2030	101
Tabela 8.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica	102
Tabela 8.6: Caracterização da Rede MT em 31.12.2025-	102
Tabela 8.7: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2022-2023	105
Tabela 8.8: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2022	106
Tabela 8.9: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2023	106
Tabela 8.10: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2022	106
Tabela 8.11: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2023	106
Tabela 9.1: Encargos previstos no período 2026-2030, por natureza	110
Tabela 9.2: Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2026-2030	112
Tabela 9.3: Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2026-2030, por Programa de Investimento	113
Tabela 9.4: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para o período 2026-2030	114
Tabela 9.5: Investimento não específico previsto para o período 2026-2030 por rubrica	115
Tabela 9.6: Investimento Total a custos totais	117
Tabela 9.7: Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais	119
Tabela 9.8: Desagregação anual do investimento proposto no PDIRD 2026-2030	121
Tabela 9.9: Pressupostos usados na análise de impacto	121
Tabela 9.10: Evolução do RAB e amortizações considerada para a análise	122
Tabela 9.11: Valores de deflator de PIB considerados para a análise	122
Tabela 9.12: Proveito permitido AT/MT correspondente a custos controláveis pelo ORD, com PDIRD-E 2024	122
Tabela 9.13: Proveito permitido AT/MT total, com PDIRD-E 2024	122
Tabela 9.14: Taxa de evolução anual composta dos preços médios 2025-2030	123
Tabela 9.15: Taxa de evolução anual composta dos preços médios 2025-2030 em valores reais – preços constantes de 2024	124
Tabela 9.16: Resultados de impacto do PDIRD 2026-2030 sobre os proveitos controláveis AT e MT	125
Tabela 9.17: Resultados de impacto do PDIRD 2026-2030 sobre os proveitos totais AT e MT	125



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Benefícios comuns e exclusivos da alternativa de investimento e alternativa de flexibilidade e cálculo do preço de reserva para projetos de desenvolvimento de rede	29
Figura 2.2: Rede conceptual de média tensão – blocos típicos no domínio das redes com necessidades MQS e PRA linhas MT: exploração normal e exploração em situação de contingência N-1	29
Figura 3.1: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento no PDIRD-E 2024	36
Figura 3.2: Evolução das perdas técnicas AT/MT em relação à energia distribuída, 2009-2031	41
Figura 3.3: Investimento no pilar de eletrificação e descarbonização, 2021-2030	41
Figura 3.4: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento no pilar da eletrificação e descarbonização	42
Figura 3.5: Ano de Fabrico dos TP AT/MT e MT/MT em Exploração	43
Figura 3.6: relação entre saúde e probabilidade de falha (fonte: "DNO Common Network Asset Indices Methodology")	44
Figura 3.7: Investimento no pilar modernização 2021-2030	47
Figura 3.8: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento no pilar da modernização	48
Figura 3.9: Evolução do indicador TIEPI MT, 2009-2023	50
Figura 3.10: Evolução do indicador SAIDI MT, 2019-2023	51
Figura 3.11: Evolução do indicador TIEPI MT, 2019-2023	51
Figura 3.12: Evolução do indicador SAIDI MT em 2017-2023 e previsão EM 2024-2031	53
Figura 3.13: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS	54
Figura 3.14: Investimento no pilar de resiliência e ambiente, 2021-2030	55
Figura 3.15: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento no pilar da resiliência e ambiente	56
Figura 3.16: Investimento no pilar transformação digital, 2021-2030	59
Figura 3.17: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento no pilar da transformação digital	60
Figura 3.18: Investimento no pilar suporte 2021-2030	61
Figura 4.1: Evolução da PRE ligada na RND	71
Figura 4.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida	71
Figura 5.1: Energia DIStribuída na RND sem considerar consumo MAT (previsão E-REDES)	74
Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%) (Comparação de Estimativas E-REDES e RMSA-E 2023)	75
Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2023	75
Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2020-2023	76
Figura 5.5: Evolução da ponta síncrona da E-REDES, 2020-2023	77
Figura 5.6: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da E-REDES, 2020-2023 (Valores atualizados de acordo com o anexo 3 do artigo 18º do RARI)	77
Figura 5.7: Evolução prevista para a ponta síncrona da E-REDES, 2024-2031	81
Figura 6.1: Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024	84
Figura 7.1: Evolução do risco com o número de projetos iguais	94
Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2026-2030	100
Figura 8.2: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2022-2023	105
Figura 9.1: Evolução dos encargos, 2021-2030	110
Figura 9.2: Evolução do Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros) realizado e previsto realizar pela E-REDES na RND, 2021-2030	111
Figura 9.3: Evolução das participações financeiras AT/MT, 2021-2030	111
Figura 9.4: Evolução do investimento de iniciativa da empresa realizado e previsto realizar pela E-REDES na RND, 2021-2030	112
Figura 9.5: Evolução do investimento médio na RND no período 2021-2025 e previsão do investimento anual a realizar no período 2026-2030	113
Figura 9.6: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2021-2025 e previsão do investimento anual por twh a realizar no período 2026-2030	114
Figura 9.7: Investimento não específico realizado e previsto realizar pela E-REDES na RND, 2021-2030	115
Figura 9.8: Investimento médio por período e por pilar estratégico de investimento	116
Figura 9.9: CAPEX total a custos totais por pilar estratégico de investimento	117
Figura 9.10: CAPEX TOTAL a custos totais por natureza	118
Figura 9.11: Investimento do PDIRD-E 2024 e variação face ao PDIRD-E 2020 - análise	118
Figura 9.12: Cenário RMSA central conservador de produção líquida deduzida das perdas	120
Figura 9.13: Cenário RMSA central ambição de produção líquida deduzida das perdas	120
Figura 9.14: Cenário central conservador RMSA 2023 excluindo o consumo MAT (cenário inferior)	121
Figura 9.15: Cenário central ambição RMSA 2023 excluindo o consumo MAT (cenário central)	121
Figura 9.16: Evolução do proveito permitido unitário AT/MT para os dois cenários de consumo	123
Figura 9.17: Evolução do proveito permitido unitário AT/MT para os dois cenários de consumo (em valores reais – preços constantes de 2024)	124
Figura 9.18: Decomposição do preço médio de referência de venda a clientes finais para 2024 (FONTE: ERSE- documento de tarifas e preços para 2024 publicado em Dezembro de 2023)	124

## ÍNDICE DE ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- b) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- c) BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- d) BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- e) CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de participações financeiras;
- f) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- g) DTC – *Distribution Transformer Controller*;
- h) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- i) INE – Instituto Nacional de Estatística;
- j) I-O – Input-Output – Ferramenta analítica que descreve as interações entre diferentes setores económicos;
- k) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV);
- l) MPQS – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico;
- m) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV);
- n) OPEX (*Operational Expenditure*) – Despesas Operacionais
- o) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);
- p) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);
- q) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- r) PDIRD-E – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, para a Rede Nacional de Distribuição (RND) AT+MT, a elaborar de 2 em 2 anos, para um período de 5 anos;
- s) PdE – Ponto de Entrega;
- t) PRE – Produtor em Regime Especial;
- u) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- v) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- w) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- x) RESP – Rede Elétrica de Serviço Público (conjunto de instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a RNT, a RND e as RDBT);
- y) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;
- z) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta tensão e média tensão;
- aa) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- bb) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;
- cc) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- dd) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- ee) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- ff) RT – Regulamento Tarifário do Setor Elétrico;
- gg) SABI – Sistema de Análise de Balanços Ibéricos;
- hh) SE – Subestação (posto constituído por um conjunto de instalações elétricas destinado a fins específicos, tais como: transformação da tensão por um ou mais transformadores estáticos, compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, corte ou seccionamento de linhas);
- ii) SEN – Sistema Elétrico Nacional (conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no território nacional);
- jj) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- kk) TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- ll) ZEC – Zona Especial de Conservação;
- mm) ZPE – Zona de Proteção Especial.

Para efeitos do presente documento, observaram-se as seguintes definições de conceitos:

- a) Agente de exploração – profissional qualificado para operar as instalações da rede de distribuição;
- b) Agente de mercado – entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, cogenerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogenerador, estes dois últimos se adquirirão energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral;
- c) Barramento – ponto de ligação ou nó de uma rede elétrica o qual interliga centros de produção de energia, ativa e reativa, cargas ou terminos de linhas de transmissão de energia;

- d) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- e) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;
- f) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir -se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;
- g) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- h) Caso fortuito ou de força maior – consideram -se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade excepcional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeteira (vandalismo), intervenção de terceiros devidamente comprovada, bem como outros que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade e irresistibilidade;
- i) Cava da tensão de alimentação – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 1% da tensão declarada,  $U_c$  (ou da tensão de referência deslizante,  $U_{rd}$ ), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo. Por convenção, uma cava de tensão dura de 10 ms a 1 min;
- j) Centro de Condução (CC) – órgão de condução da RND e das RDBT encarregue da vigilância e condução das instalações e equipamentos da rede de distribuição;
- k) Cliente – o comprador grossista e o comprador final de eletricidade;
- l) Cogeração – entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previsto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março;
- m) Comercializador – entidade cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental;
- n) Comercializador de último recurso – entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica sujeita a obrigações de serviço público universal;
- o) Participação Financeira – valor monetário entregue ao ORD por um requisitante de uma ligação à rede para realização da obra necessária à ligação de instalação à rede;
- p) Consumos sazonais – consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação;
- q) Corrente de curto-circuito – corrente elétrica entre dois pontos em que se estabeleceu um caminho condutor ocasional e de baixa resistência;
- r) Custo Primário – representado pela soma do custo de mão-de-obra direta e de material direto;
- s) Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- t) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;
- u) Distribuição – veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- v) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- w) Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- x) Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- y) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores cujas instalações estão ligadas fisicamente à RND;
- z) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;
- aa) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- bb) Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- cc) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente de um comercializador;

- dd) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- ee) Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- ff) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- gg) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;
- hh) Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
- ii) Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
- jj) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
- kk) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;
- ll) Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co-geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
- mm) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;
- nn) Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
- oo) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
- pp) Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada  $U_c$ , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
- qq) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
- rr) Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
- ss) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes de BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade;
- tt) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases da Concessão e do respetivo contrato;
- uu) Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;
- vv) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
- ww) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;
- xx) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;
- yy) Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;
- zz) Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- aaa) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- bbb) Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1);
- ccc) Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente);

- ddd) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;
- eee) Produção distribuída – a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;
- fff) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- ggg) Receção de energia eléctrica – entrada física de energia eléctrica;
- hhh) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelas centrais até aos consumidores;
- iii) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e as RDBT;
- jjj) Segurança "N-1" – critério de segurança que permite garantir que um sistema eléctrico se mantém em funcionamento normal, no caso de saída de serviço de um qualquer dos elementos que o constituem;
- kkk) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;
- lll) Tempo de interrupção equivalente (TIE) – quociente entre a energia não fornecida (ENF) num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período;
- mmm) Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI) – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição;
- nnn) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI – *System Average Restoration Index*) – quociente da soma dos tempos de interrupção em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período;
- ooo) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- ppp) Tensão de alimentação declarada ( $U_c$ ) – tensão nominal  $U_n$ , entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada  $U_c$ ;
- qqq) Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão) – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede eléctrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava;
- rrr) Trabalho em tensão (TET) – trabalho realizado em instalações eléctricas em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou penetra na zona de trabalho em tensão, quer com partes do seu corpo ou com ferramentas, quer com equipamentos ou com dispositivos que manipule;
- sss) Transporte – veiculação de energia eléctrica numa rede interligada de muito alta tensão e alta tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores, a comercializadores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização;
- ttt) Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;
- uuu) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;
- vvv) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%).



01

# ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E

# 01 Enquadramento e âmbito do PDIRD-E

Nos termos do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a E-REDES, na qualidade de titular da concessão de Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) no território do Continente, deve proceder à elaboração da proposta de plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição (PDIRD).

Face a este enquadramento, e na sequência da publicação do Despacho n.º 10756/2024 (Diário da República n.º 177/2024, 2ª Série, 12 de setembro), emitido pela Sra. Ministra do Ambiente e Energia, apresenta-se a presente proposta inicial de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2024) para o período 2026-2030, um documento essencial para o futuro energético de Portugal

Este despacho determina que o PDIRD-E deve estar alinhado com os objetivos de política climática e energética, em conformidade com os respetivos instrumentos legais em vigor, nomeadamente com o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030) e com o Roteiro de Neutralidade Carbónica (RNC2050).

Este plano não é apenas um documento técnico, mas sim um compromisso com o futuro do país ao definir as diretrizes para a Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) que suportará a transição energética e garantirá que as futuras gerações possam usufruir de uma rede mais eficiente, segura e resiliente. O PDIRD-E 2024 é, portanto, um marco fundamental para atingir os objetivos da política energética nacional, contribuindo para a concretização de metas de descarbonização, eletrificação e integração de energias renováveis.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o PDIRD-E passou a constituir um Programa Setorial focado no planeamento das infraestruturas da rede nacional de distribuição, seguindo o quadro de orientações e diretrizes do Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT). É um instrumento de âmbito nacional e estratégico, que materializa no território a forma de implementação das necessidades da infraestrutura da rede de distribuição. O Programa Setorial do PDIRD-E prossegue o quadro legal estabelecido como instrumento de gestão territorial, respeita as formas de integração e articulação mútua entre os diferentes instrumentos e, uma vez aprovado, vincula as entidades públicas.

Este documento integra os conteúdos indicados no Artigo 41º do Decreto-Lei n.º 80/2015, que estabelece o Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (RJIGT). O PDIRD-E 2024 constitui, assim, o relatório do programa, que apresenta o diagnóstico da situação territorial no seu capítulo 8 e também nos mapas dos Anexos B.1.1.1 e B.1.2.1, apresentando-se no capítulo 3.1 a fundamentação técnica das opções e dos objetivos estabelecidos. Nas fichas dos Anexos C.1 e C.2 encontra-se informação adicional com mais detalhe sobre os subprogramas de investimento e projetos incluídos neste programa setorial. A Avaliação Ambiental Estratégica encontra-se no Anexo J, contendo o Relatório Ambiental e o Resumo Não Técnico, apresentando-se um breve resumo no capítulo 6 deste documento. A Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024 responde a exigências da legislação em vigor, nomeadamente, de identificar, avaliar e acompanhar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação e das consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito.

Esta proposta de plano representa um compromisso com o interesse nacional, assegurando que os investimentos realizados na RND contribuam para a melhoria do serviço de distribuição de eletricidade e para a construção de um futuro mais sustentável e inovador. Neste sentido, a E-REDES mantém-se firme na sua missão de garantir um serviço de excelência e confiança de norte a sul do país e que a nossa luz não se apaga.

Para elaboração desta proposta foram tidos como base o PDIRD-E 2020, aprovado em junho de 2022, e o PDIRD-E 2020 Atualização, aprovado em maio de 2023.

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento legislativo, o âmbito e o conteúdo do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E).

## 1.1 ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO

O planeamento da Rede Nacional de Distribuição em Alta e Média Tensão (RND) encontra-se disciplinado a diversos níveis na legislação portuguesa, em particular na legislação que regula o setor elétrico, destacando-se os seguintes diplomas:

- **Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro**, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de

eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Nos termos do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, os operadores das redes de distribuição devem elaborar um plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD).

No processo de elaboração do PDIRD, o operador da RND deve ter em consideração, nomeadamente, os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA) mais recente, a caracterização da RND, os padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares e o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT), que inclui, designadamente, as solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes de BT devidamente articuladas com os respetivos concedentes, bem como as licenças de produção atribuídas, e outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores (cfr. art. 128º n.º 6 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

O referido plano reveste a natureza de programa setorial, nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, e deverá estar coordenado com o planeamento da rede de transporte (cfr. artigo 128.º n.ºs 3 e 7 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

Conforme artigo 130.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, os prazos de revisão e de atualização são, respetivamente, de cinco anos e nos anos pares, devendo o PDIRD ser apresentado até 15 de outubro à DGEG e à ERSE.

Recebida a proposta do PDIRD, a DGEG promove as consultas às entidades conforme previsto no artigo 48.º n.º 1 do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio (cfr. artigo 129.º n.º 2 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

Adicionalmente, o PDIRD é submetido a consulta pública pela ERSE e posteriormente sujeito a discussão na Assembleia da República (cfr. artigo 129.º n.ºs 4 e 13 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

Conforme disposto no artigo 129.º n.º 14 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o PDIRD é aprovado por resolução do Conselho de Ministros, aplicando-se o disposto no artigo 51.º e no capítulo IX do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

- **Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio**, que aprova a revisão do Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 380/99, de 22 de setembro, na sua redação atual.

Conforme supramencionado, o art. 128.º n.º 3 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece que o PDIRD reveste a natureza de programa setorial, sujeitando o mesmo à aplicação do Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial, conforme remissão expressa para a alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio.

Nos termos do artigo 46.º n.º 1 do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, a elaboração do PDIRD é determinada por despacho do membro do Governo competente em razão da matéria, em articulação com o membro do Governo responsável pela área do ordenamento do território. No âmbito do PDIRD-E 2026-2030, e conforme supramencionado, foi publicado no Diário da República nº 177/2024, 2ª Série, de 12 de setembro, o Despacho nº 10756/2024, emitido pela Sra. Ministra do Ambiente, que determina a elaboração de uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) para o período de 2026-2030, com a finalidade de assegurar o desenvolvimento adequado e eficiente da rede, garantindo a segurança do abastecimento e da sua operação, e assegurando a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço,

O artigo 51.º n.º 1 do supramencionado diploma estabelece que o PDIRD, enquanto programa setorial, é aprovado por resolução do Conselho de Ministros.

Acresce que a eficácia do referido programa está dependente da respetiva publicação no Diário da República (cfr. artigo 191.º n.º 1 do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio) e deve ser objeto de publicitação na página da internet das entidades responsáveis pela sua elaboração (cfr. artigo 192.º n.º 1 do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio).

- **Portaria n.º 596/2010, de 30 de junho**, que aprovou, no anexo I, o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e, no anexo II, o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).

O RRD estabelece as condições técnicas de exploração da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) afetas à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), bem como as condições de relacionamento entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas.

No seu capítulo 11 o RRD define os critérios de planeamento e desenvolvimento da RND, referindo que tais critérios têm como objetivo garantir que as redes satisfazem, em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, as necessidades das entidades com instalações a elas ligadas, ou que a elas se pretendam ligar, procurando o aumento de eficiência das redes com níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança. Adicionalmente, o referido capítulo estipula os princípios gerais de planeamento, as



restrições técnicas, os padrões de segurança para planeamento, os princípios de avaliação técnico-económica dos principais projetos e as questões ambientais.

- **Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho**, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, que estabelece o regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho, e Diretiva n.º 2003/35/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de maio.

A realização da avaliação ambiental prevista neste decreto-lei não prejudica a aplicação do Regime de Avaliação de Impacte Ambiental previsto no Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, sem prejuízo da articulação dos dois regimes prevista no artigo 13º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho.

Em relação à temática ambiental, de destacar ainda que a E-REDES tem o seu Sistema de Gestão Ambiental certificado desde 2009, de acordo com a Norma NP EN ISO 14001:2015, sendo o âmbito de certificação aplicável a atividades de distribuição de energia elétrica em alta, média e baixa tensão, em Portugal Continental.

## 1.2 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

A elaboração do PDIRD tem em consideração as medidas e metas de política energética nacionais, sendo esse um dos aspetos sobre os quais incide o parecer a emitir pela DGEG relativamente a este plano.

Nesse pressuposto, a proposta inicial de PDIRD-E 2024 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento mais recente com horizonte 2024-2040 (RMSA-E 2023), bem como as que se encontram consignadas em diversos diplomas legais, de entre os quais se destacam:

- **Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril**, na versão republicada pelo Anexo II do Decreto-lei n.º 90/2014, de 11 de junho e com as alterações previstas na Lei n.º 82-D/2014, de 31 de dezembro, e na Lei n.º 19/2024, de 5 de fevereiro, que estabelece o Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, e respetivas portarias que o regulamentam, definindo, entre outros aspetos, os requisitos para atribuição de licença para o exercício da atividade, as potências mínimas e as regras de segurança a observar nas instalações.
- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho**, que aprovou o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030), que estabelece medidas para assegurar a concretização dos objetivos e metas em matéria de energia e clima, definidos para Portugal no horizonte 2030.

Neste sentido, o PDIRD-E 2024 está alinhado com as metas do Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030), para o horizonte 2030, considerando também a versão final da sua revisão, nomeadamente, no que se refere à contribuição para a redução dos GEE, o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética.

- **Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho**, que aprovou o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), que estabelece a visão estratégica e as trajetórias para que Portugal consiga atingir a neutralidade carbónica em 2050.
- **Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro**, que estabelece metas relativas ao consumo de energia proveniente de fontes renováveis, transpondo parcialmente a Diretiva (UE) 2018/2001.
- **Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril**, na sua redação atual, que estabelece disposições em matéria de eficiência energética e produção em cogeração, transpondo a Diretiva n.º 2021/27 (UE), do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética.
- **Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro**, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que estabelece o regime jurídico de acesso e exercício da atividade de produção de eletricidade a partir da energia das ondas, definindo o estabelecimento de uma zona piloto para o efeito localizada ao largo do concelho da Marinha Grande e estipulando que a concessionária da rede nacional de distribuição (RND) de energia elétrica deve garantir a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80MW.
- **Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro**, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que aprova as bases da concessão para a exploração, em regime de serviço público, da zona piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas e atribui a respetiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, S.G.P.S., S.A.

O RMSA-E 2023 foi publicado pela DGEG a 22 de dezembro de 2023 e remetido ao membro de Governo responsável pela área da energia e à ERSE e comunicado à Comissão Europeia, conforme estabelecido no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Neste documento, a data de projeção para o consumo do ano 2024 é anterior à das estimativas da E-REDES. Assim, para este PDIRD-E ajustaram-se as necessidades tendo em consideração o estudo elaborado pela E-REDES, conforme detalhado no capítulo 05 e no Anexo A .

Importa sublinhar que o PDIRD-E 2024 não será o responsável exclusivo por todos estes efeitos, pois haverá que ter em conta a contribuição dos restantes agentes económicos, no entanto, dentro de sistemas crescentemente complexos, este instrumento assume-se como determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional e naquele período.

Deste modo, a execução de projetos de investimento na RND decorrentes de medidas de política energética seguirá uma calendarização adequada e alinhada com o desenvolvimento dessas medidas. O Plano para 2026-2030 assegura o enquadramento, na RND, destas orientações, devidamente acompanhado, revisto e atualizado, conforme previsto e articulado com as entidades competentes.

A eventual necessidade de se realizarem investimentos significativos para dar resposta a medidas relacionadas com a política energética – e designadamente com a realização de infraestruturas para interligar produção renovável – poderá conduzir a reajustes futuros na composição e programação dos projetos agora previstos para este período.

### 1.3 BENCHMARKING SOBRE RACIONAIS E NÍVEIS DE INVESTIMENTO

No âmbito da elaboração do PDIRD-E 2024, a E-REDES, manteve o alinhamento com o PDIRD-E 2020 e realizou um exercício de *benchmarking* sobre os racionais e níveis de investimento nas redes de distribuição em outros operadores de redes de distribuição.

Os resultados deste exercício são apresentados no Anexo G.1, apresentando-se de seguida as conclusões principais.

#### CONCLUSÕES PRINCIPAIS

De acordo com a visão dos diferentes operadores de distribuição europeus, os volumes de investimento previstos visam principalmente a manutenção, modernização e expansão das redes de forma a suportar a transição energética, que trouxe desafios acrescidos devido ao crescente volume de novas conexões.

Nos últimos anos, o foco principal dos operadores europeus analisados tem sido a manutenção da operabilidade da rede, com investimento na reposição e reforço da qualidade de serviço e a substituição de equipamentos obsoletos, elevando a resiliência da rede.

No entanto, a preocupação em servir a transição energética, coloca um peso significativo em investimentos em tecnologias de rede, como contadores inteligentes e a digitalização. O uso de dados em tempo real e a inteligência artificial são outras estratégias emergentes que permitem melhorar a eficiência e resiliência da rede, assim como permitem dar proactivamente uma resposta eficaz ao aumento da procura, na medida em que a necessidade de incentivar e suportar novas ligações exige uma rede mais robusta e eficiente e reflete uma das maiores preocupações atuais.

Não obstante as limitações na comparação entre os diferentes operadores de distribuição, seja pela metodologia apresentada, organização da informação ou pelas nomenclaturas aplicadas, verifica-se bem presente em todos os planos de investimento a relevância da transição energética e o compromisso comum de elevar a qualidade da rede, mantendo-a operável, eficiente e modernizada.

Os drivers de investimento da E-REDES, quando comparados com as suas congéneres europeias, refletem um alinhamento estratégico com as principais tendências do setor de distribuição de energia elétrica. Ainda que o investimento proposto no PDIRD-E 2024 seja superior ao inscrito no PDIRD-E 2020, o valor investido por cliente pela E-REDES continua a ser inferior face à maioria das suas congéneres, à exceção de quando comparada com a IBERDROLA, sendo cerca de 50% menor do que a média das empresas analisadas (122,12€/cliente vs 83,13€/cliente). Considerando a dimensão da energia distribuída em 2023 em vez do número de clientes, a conclusão revela-se a mesma. A E-REDES apresenta um investimento por unidade de energia distribuída inferior à maioria das suas congéneres, sendo cerca de 30% menor que a média das empresas comparadas (14,96€/TWh vs 11,57€/TWh).

Tendo em consideração o desfasamento de períodos regulatórios entre a E-REDES e as congéneres e a expectativa crescente de investimento das redes a nível europeu, é expectável que as congéneres atinjam volumes de investimento superiores num próximo período regulatório evidenciando a distância da E-REDES aos restantes parceiros europeus.

De forma transversal, o maior volume de investimento das diferentes empresas do setor, cerca de 30-40%, será direcionado para a Modernização, tendo em vista a preocupação com o envelhecimento das infraestruturas e o consequente aumento do risco de falhas. Em seguida, aproximadamente 20-30% do investimento será alocado para a eletrificação e descarbonização, impulsionado pela necessidade de renovação das redes existentes e a construção de novas infraestruturas, pelo crescimento da procura e a mobilidade elétrica, a descarbonização e o desenvolvimento das energias renováveis. Adicionalmente, 20-25% será destinado à transformação digital, com o objetivo de gerir de forma mais eficiente a crescente complexidade das redes elétricas, mitigando a vulnerabilidade das infraestruturas digitais e comunicações. Por fim, 15-20% do investimento será aplicado em Resiliência e Ambiente, visando sustentar o aumento da fiabilidade das redes e a manutenção dos atuais bons níveis globais de qualidade de serviço.

Em resumo, a E-REDES está alinhada com as tendências europeias no que diz respeito aos principais drivers de investimento, refletindo um compromisso com a modernização, digitalização e eficiência das infraestruturas de distribuição de energia elétrica. Este alinhamento estratégico

com as congéneres europeias demonstra a capacidade da E-REDES de se adaptar e evoluir num contexto de transformação do setor energético, garantindo a qualidade do serviço, a resiliência das redes e a integração de fontes de energia renovável.

## 1.4 IMPACTO NA ECONOMIA

Em linha com o exercício de *benchmarking* apresentado foi elaborado também um estudo com o objetivo de realizar uma avaliação e quantificação dos impactos económicos associados à concretização dos investimentos previstos no PDIRD-E 2024 (2026-2030). A elaboração desta análise, que pode ser consultada com maior detalhe no Anexo G.1, consistiu:

- na elaboração de um exercício de benchmarking relativo aos racionais de investimento nas redes de distribuição nas diferentes geografias;
- na avaliação dos impactos económicos associados à concretização do PDIRD-E 2024.

Este estudo foi realizado tendo por referência a metodologia utilizada para o PDIRD-E 2020, mas desenvolvida com equipas internas da E-REDES.

De seguida, apresenta-se uma breve descrição da metodologia utilizada, assim como as principais conclusões no âmbito deste estudo.

### METODOLOGIA UTILIZADA E CONCLUSÕES PRINCIPAIS

A par dos argumentos técnicos que justificam o PDIRD-E apresentado, importa caracterizar os impactos dos investimentos previstos ao nível da economia portuguesa.

Neste contexto foram realizadas duas análises: uma análise tendo por base o Modelo I-O e com o objetivo de estimar financeiramente os impactos; e uma análise descritiva do mercado em que a maioria dos investimentos irá incidir, com recurso a informação extraída da base de dados SABI.

As estimativas de impacto económico dos investimentos previstos no PDIRD-E foram calculadas com base na metodologia I-O, que se apresenta como uma abordagem robusta e amplamente utilizada para análises desta natureza, que se baseia em matrizes que refletem as relações intersetoriais de uma economia, e permite identificar e quantificar os efeitos diretos, indiretos e induzidos do aumento da despesa num setor nas diferentes variáveis económicas com recurso aos multiplicadores que resultam deste modelo. Nesta análise foi utilizado o Modelo I-O para a economia portuguesa, desenvolvido pelo INE e com referência a 2017.

Para efeitos da análise ao mercado mais diretamente impactado pelos investimentos previstos no PDIRD-E, foi conduzida uma pesquisa na base de dados SABI. Os critérios utilizados tiveram como objetivo refletir a potencial base de fornecedores que suportará a maior componente dos investimentos previstos no que respeita à mão-de-obra / serviços.

De forma agregada, estima-se que o investimento de 1,61 mil milhões de euros previsto no PDIRD-E terá um reflexo no PIB Português de aproximadamente 1,26 mil milhões de euros, no horizonte de 5 anos.

De acordo com a ótica do rendimento, o impacto nos salários e nas receitas fiscais (líquidas de subsídios) rondará os 572,8 milhões de euros e 71,9 milhões de euros, respetivamente. O Excedente Bruto de Exploração representa a maior parcela com impacto de 610,5 milhões de euros.

Por outro lado, de acordo com a ótica da produção, o impacto no VAB rondará os 1,20 mil milhões de euros, o que representa um acréscimo de 66% face ao projetado no PDIRD-E 2020 aprovado (2021-2025), que se situou nos 723,4 milhões de euros.

Ademais, e não obstante o significativo impacto nos indicadores macroeconómicos supra detalhado, importa também refletir sobre o impacto do PDIRD-E no tecido empresarial que suportará a execução deste investimento, em particular, no que respeita aos setores: Trabalhos engenharia civil e Trabalhos de construção especializados sobre os quais cerca de 70% dos investimentos recairão e onde operam praticamente a totalidade das empresas parceiras da E-REDES.

De acordo com a análise realizada, conduzida com recurso à base de dados SABI, este setor representa um universo de 1194 Empresas, 28 mil empregos e apresenta um valor de proveitos operacionais anuais de cerca de 3 mil milhões de euros.

Assim, o investimento anual do PDIRD-E 2024 representa cerca de 5% dos proveitos operacionais totais do setor, um investimento relevante para a sustentabilidade, estabilidade e dinâmica de crescimento desenvolvimento do setor.

Quando considerado o subset de empresas parceiras da E-REDES no âmbito desta atividade, os investimentos previstos no PDIRD-E representam aproximadamente 27% dos seus proveitos operacionais anuais. Estas empresas suportam cerca de 19% dos empregos no setor.

Para além destes impactos, investir na rede de distribuição gera também diversas externalidades positivas, que beneficiam a sociedade em geral, das quais se destacam:

- **Manutenção dos atuais níveis de Qualidade de Serviço** – no PDIRD-E 2024 é prevista a manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço global, que contribui para a atratividade e fixação de empresas, para a produtividade e para a qualidade de vida das pessoas;
- **Coesão Social e Territorial** - o foco na redução de assimetrias de qualidade de serviço contribui para a coesão social e territorial ao contribuir para que todas as comunidades e setores da sociedade tenham acesso a um serviço de energia elétrica de qualidade;
- **Redução de Perdas Técnicas** – o investimento previsto no PDIRD-E 2024 contribui para a redução das perdas técnicas de energia, tornando o sistema mais eficiente. Isso pode resultar em economia de recursos naturais e menores custos para consumidores e fornecedores; e
- **Apoio à Sustentabilidade e Energia Renovável** – os investimentos previstos no PDIRD-E 2024 aumentam a capacidade de recepção da rede de distribuição, o que possibilita uma maior integração de fontes de energia renovável, facilitam a transição para uma matriz energética mais limpa. Isso contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e a mitigação das alterações climáticas.

## 1.5 CONTEÚDO

Referindo os capítulos do PDIRD-E 2024 proposta inicial, para além do presente capítulo 01, o capítulo 02 define os princípios e os critérios de planeamento que serviram de base à identificação e justificação das necessidades de investimento na Rede Nacional de Distribuição.

O capítulo 03 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os Pilares Estratégicos de Investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico e não específico, incluindo também a descrição dos programas de investimento.

O capítulo 04 identifica os pontos de entrega da RNT a estabelecer no período de vigência do Plano e indica as infraestruturas que o operador da rede de distribuição estabelecerá para assegurar a ligação desses pontos de entrega à RND. Refere ainda as interligações transfronteiriças e a ligação de PRE à RND.

O capítulo 05 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o quinquénio 2026-2030 considerada na elaboração do presente Plano.

No capítulo 06 é apresentado um resumo da Avaliação Ambiental Estratégica realizada à carteira de projetos do PDIRD-E 2024, cujo relatório se anexa.

O capítulo 07 apresenta uma análise ao risco de não se cumprirem os objetivos globais do Plano, bem como ao risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos Pilares Estratégicos de Investimento definidos.

No capítulo 08 é feita a caracterização da rede, apresentando-se os elementos constituintes da rede e suas características. São também apresentados os investimentos a realizar na rede. Por fim, é caracterizada a rede, com os seus elementos mais significativos, nos anos de 2025 e 2030, ou seja, antes e após a conclusão do período de vigência deste Plano. Evidencia ainda a satisfação dos padrões de segurança e identifica os constrangimentos na rede.

O capítulo 09 apresenta o plano de investimento para o período 2026-2030, descrevendo a divisão entre investimento específico e não específico. Para o investimento específico são indicadas as verbas atribuídas por natureza de obra, por nível de tensão e por programa de investimento, e para o investimento não específico são apresentados os montantes de investimento por programa de investimento e por nível de tensão. Por fim, é apresentada a avaliação do impacto do Plano na tarifa.

Os valores de investimento, apresentados neste Plano, são a custos primários. Nas tabelas resumo finais, incluídas no capítulo 9.3, são incorporados os valores relativos aos encargos diretos, transversais e financeiros e apresentados os custos totais resultantes. As fichas de caracterização dos principais investimentos específicos e não específicos, constantes do Anexo C e Anexo D respetivamente, são apresentadas a custos totais<sup>1</sup>, sendo também referido o respetivo valor previsto a custos primários.

<sup>1</sup> No capítulo 9.3.2 encontra-se a explicação sobre o modo como são determinados os custos totais por projeto/grupo de projetos.



# 02 PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

# 02 Princípios e critérios de planeamento

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2024 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2026-2030). O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

## 2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS

Os princípios básicos de planeamento adotados neste Plano assentam em quatro vertentes, especificamente:

### 2.1.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

Conforme descrito no capítulo 11 do Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá:

- Garantir a existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS;
- Ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída;
- Observar as orientações de política energética;
- Coordenar o planeamento da RND com o planeamento da RNT, assegurando a coerência entre os projetos de investimento nas suas redes, designadamente no que diz respeito às ligações entre as mesmas;
- Igualmente, o Planeamento das redes de distribuição BT deve ser coordenado com o planeamento da RND.

Devem, ainda, ser observados os padrões de segurança para planeamento, descritos em 2.1.2.

### 2.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

Neste âmbito, consideram-se as limitações decorrentes das características de fabrico dos equipamentos de rede (como transformadores, linhas, equipamento de manobra, e outros) e os níveis de utilização respetivos, por forma a respeitar os padrões de segurança para planeamento da rede de distribuição.

## PADRÕES DE SEGURANÇA

Os padrões de segurança para planeamento considerados neste Plano são os seguintes:

### • Capacidade dos equipamentos

É assegurado que os equipamentos e materiais instalados nas redes não são sujeitos a solicitações que ultrapassem os seus valores nominais ou as suas características de projeto, exceto em situações de contingência, e desde que não ponham em causa a segurança de pessoas e bens.

### • Ligação de clientes

É garantida a disponibilidade da potência requisitada, sem sobrecargas e sem variações de tensão não regulamentares, bem como a preservação da qualidade da onda de tensão, nomeadamente no que se refere a variações rápidas, assimetrias de fase e harmónicas.

### • Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pelas restantes alimentações AT ou transformadores da subestação, considerando ainda a possibilidade de apoio pela rede MT alimentada por subestações adjacentes (ou seja, recorrendo à reserva de rede MT existente).

A alimentação da totalidade dos consumos é igualmente assegurada nas linhas MT, em redes com possibilidade de bialimentação, em caso de indisponibilidade da alimentação MT normal (as linhas MT são estabelecidas entre duas saídas de uma mesma subestação ou entre duas saídas de subestações diferentes).

- **Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço**

Nas subestações AT/MT é assegurada a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de um dos transformadores, pela reserva de rede MT existente ou por recurso à instalação de uma subestação móvel de reserva.

Adicionalmente, e em caso de falha de um circuito (reserva N-1), para os blocos de carga superiores a 70 MW é assegurada a reposição imediata da carga do bloco, menos 20 MW, cuja alimentação será restabelecida no tempo máximo de 3 horas. Para blocos de carga superiores a 100 MW é assegurada, em 3 horas, a alimentação de, pelo menos, a carga que excede 100 MW, ou de um terço da carga do bloco, no caso de falha de um segundo circuito (reserva N-2).<sup>2</sup>

- **Limites de sobrecarga admissível em regime N-1**

**TABELA 2.1: LIMITES DE SOBRECARGA ADMISSÍVEL EM REGIME N-1**

	INVERNO	VERÃO
Transformadores	120%	105%
Rede AT	110%	110%
Rede MT	110%	110%

(valores dos transformadores em relação à potência nominal e valores das linhas e cabos de acordo com as características dos materiais e tipo de instalação)

Condições: Inverno – temp. ar 20°C, vento 0,6 m/s, temp. solo 10°C

Verão – temp. ar 35°C, vento 1,0 m/s temp. solo 20°C

Duração: Transformadores – horas de ponta (2h)

Rede AT – 30 minutos

Rede MT – 30 minutos

Salienta-se que, nos transformadores a aplicação de uma carga superior à nominal ou de uma temperatura ambiente mais elevada do que a considerada na sua conceção, implica um certo grau de risco de envelhecimento acelerado. Os valores adotados em planeamento no caso de socorro em contingência N-1, indicados no quadro anterior, foram convenientemente escolhidos por forma a não ultrapassar os limites entendidos como adequados e considerando uma margem de segurança em termos de operação da rede.

- **Reposição dos valores regulamentares de tensão**

É garantido que as variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes estarão dentro dos limites admissíveis no RQS, bem como na norma NP EN 50160.

Nos estudos de desenvolvimento da rede de distribuição a incluir neste Plano foram analisadas as solicitações futuras previstas para o período considerado em termos de evolução da produção e dos consumos e, tendo em conta os objetivos de qualidade de serviço, foram definidos os investimentos necessários para a estruturação e o dimensionamento da rede, de modo a assegurar o seu funcionamento dentro dos limites estabelecidos nos padrões de segurança para planeamento atrás descritos.

## 2.1.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

### 2.1.3.1 INTRODUÇÃO

Um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica válida no âmbito da atividade da empresa. No caso do Operador da Rede de Distribuição (ORD) a remuneração do seu investimento é definida por ação regulatória. Neste contexto, são avaliados os benefícios dos projetos de investimento para o SEN e para a sociedade.

Os estudos técnicos de planeamento das redes englobam as conceções de engenharia referentes à topologia, com particular incidência na redução de perdas de energia e na melhoria da qualidade de serviço, assegurando a sustentabilidade do sistema e a minimização de impactes

---

<sup>2</sup> Independentemente da zona de qualidade de serviço, a carga de algumas redes atinge dimensão significativa, cuja interrupção, ainda que momentânea, causa grande perturbação na operação do SEN. Para obviar este constrangimento, o ORD passou a incluir critérios adicionais de reserva N-1 instantânea e reserva N-2 para blocos de carga de dimensão superior a 70 MW, à semelhança de critérios em uso noutros países (por exemplo, Reino Unido) e acompanhando os Padrões de Segurança para Planeamento da RNT em situações especiais de cargas monoalimentadas (alínea b do ponto 9.6.1 do capítulo 9 do RRT).

ambientais e sociais. Estes estudos respondem a problemas identificados na rede, sendo analisadas alternativas de investimento diferentes cuja avaliação de mérito económico, por meio de análise de benefício/custo, permite ao operador da rede de distribuição a seleção da alternativa mais adequada.

Os estudos técnicos de planeamento baseiam-se na simulação digital das redes em aplicações informáticas específicas. Na E-REDES é utilizado como meio de cálculo o *DPlan – Distribution Planning*.

No passado, a rede de distribuição desempenhava a função de levar energia aos pontos de consumo. Estes pontos de consumo eram caracterizados por diagramas de carga, genericamente caracterizados por pontas (valor de carga máxima) e fatores de carga. Com recurso a fatores de simultaneidade, procurava-se simular o funcionamento da rede num regime de cargas máximas, frequentemente assíncronas. O objetivo era então avaliar a condição da rede em garantir o abastecimento dos consumos de acordo com os critérios de segurança de planeamento acima referidos.

Face à crescente penetração da produção distribuída na RND, o ORD passou a simular vários regimes extremos e intermédios de carga, baseados nos diagramas reais de produção e de consumo. Procurou-se assim avaliar o cumprimento dos critérios de segurança de planeamento nos diversos regimes a que as redes de distribuição pudessem, teoricamente, estar sujeitas. O desempenho da rede de distribuição passou a ser avaliado em resultado da combinação de diversos regimes de produção e consumo.

Para lidar com a incerteza nos regimes de produção e consumo, a E-REDES, em conjunto com a comunidade científica nacional, desenvolveu metodologias de planeamento probabilístico, por forma a aumentar o nível de confiança das suas previsões e melhor adequação dos investimentos às necessidades de desenvolvimento da RND. Estes métodos foram incorporados na ferramenta de cálculo *DPlan – Distribution Planning*.

Baseada nos seus diagramas reais de consumos/produção e utilizando ferramentas de data analytics, tais como clustering baseado na densidade (DBSCAN) e clustering hierárquico, foi segmentado o universo de instalações da rede de distribuição por diagramas diários tipificados por dia da semana (dia útil, sábado e domingo) e por estação do ano (inverno, primavera, verão e outono). A partir dos diagramas tipo que resultam da segmentação efetuada e no histórico das medidas dos diagramas de consumo/produção, foram caracterizadas as dinâmicas intra-diárias das cargas/geração de cada tipo de instalação, através da parametrização das matrizes de probabilidades de transição entre estados (Cadeias de Markov). Esta metodologia foi aplicada ao universo das instalações da rede de distribuição (subestações, postos de transformação, produtores e pontos de entrega AT, MT e BT). Para simulação são gerados diagramas diários de carga aleatórios, de acordo com as probabilidades de transição, para cada um dos dias tipificados. A avaliação do mérito económico das alternativas estudadas é efetuada com recurso à aplicação INVESTE – Programa de Análise Económica de Investimentos. Considera preços constantes e uma taxa de atualização definida. Os indicadores económicos são calculados considerando-se os custos com materiais e mão-de-obra acrescentados de encargos diretos, transversais e financeiros. Isto é, os indicadores económicos dos projetos de investimento são calculados a custos totais.

Os benefícios dos projetos são calculados para as diferentes grandezas físicas consideradas (nomeadamente redução do nível de perdas por efeito de Joule e melhoria da qualidade de serviço na área em estudo quando comparadas com um cenário base), sendo essas grandezas quantificadas em euros.

Para efeitos de avaliação económica dos projetos de investimento, considera-se também que os benefícios da eliminação de sobrecargas e de quedas de tensão não regulamentares são contabilizados como energia não distribuída (a energia que seria distribuída com sobrecarga dos elementos da rede ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar).

As avaliações económicas dos projetos de investimento incluem uma análise de sensibilidade à evolução da procura. Essa avaliação é realizada para três cenários de evolução da procura (Inferior, Central e Superior), sendo determinado o momento mais adequado de realização dos investimentos em cada um dos cenários. Este é função dos indicadores económicos associados a cada cenário, bem como da utilização da ponta para esses mesmos cenários.

A análise de sensibilidade permite avaliar a robustez da solução em presença de diversos cenários de evolução da procura, aumentando a garantia de cumprimento dos padrões de segurança e do resultado económico esperado dos projetos.

O resultado económico para as diversas alternativas e cenários dos projetos de investimento exprime-se por meio das grandezas B/C (relação benefício/custo), VAL (valor atualizado líquido), TIR (taxa interna de rentabilidade) e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

Um conjunto de projetos destinados ao cumprimento de determinados objetivos, como sejam a reposição das condições regulamentares de projeto, a melhoria de qualidade de serviço e redução de assimetrias, ou o aumento da disponibilidade da rede para novas ligações de produção ou de consumo, podem ser avaliados através da contabilização de outros benefícios específicos, descritos mais à frente neste capítulo.

Os projetos de investimento motivados pelo cumprimento das obrigações regulatórias e regulamentares do ORD são selecionados, de um conjunto de soluções alternativas analisadas, pelo menor custo, considerando ainda os benefícios complementares que estas soluções possam eventualmente aportar ao sistema.



A nova lei de bases do setor elétrico (Decreto-Lei n.º 15/2022) determina que devem ser consideradas alternativas de flexibilidade no âmbito do planeamento das redes de distribuição. Desta forma, neste PDIRD-E 2024 foram estudadas e incluídas opções de flexibilidade como alternativa ao investimento convencional. O mecanismo de flexibilidade abordado neste documento é descrito no ponto 2.2 deste capítulo.

### 2.1.3.2 CÁLCULO TÉCNICO DAS PERDAS

As perdas nos elementos de uma rede podem ser essencialmente constantes, dependendo apenas do facto de o equipamento estar ou não ligado (caso das perdas no circuito magnético dos enrolamentos dos transformadores), ou variar com o quadrado da corrente elétrica que percorre o equipamento (caso das perdas por efeito de Joule nos enrolamentos de cobre dos transformadores e nas linhas).

O cálculo da energia de perdas na rede é feito com recurso aos meios de cálculo de análise de redes (*DPlan – Distribution Planning*). Tradicionalmente, considera-se a ponta máxima das saídas das subestações e o fator de perdas do diagrama anual de perdas.

No cálculo do fator de perdas é utilizada a equação estabelecida por F.H. Buller e C.A. Woodrow<sup>3</sup> que é uma equação simples binomial que envolve a potência de ponta e o fator de carga do diagrama anual de cargas. Considera-se um diagrama anual de cargas em dois patamares, em que 20% da energia consumida se verifica à ponta máxima e os restantes 80% se obtêm à ponta média, podendo existir uma fração do tempo total durante o qual se tem carga nula.

Com a utilização da metodologia probabilística, as perdas são calculadas para todos os regimes probabilísticos de cargas acumuladas anualmente. O valor das perdas assim calculado considera diversos regimes de consumo e de produção resultantes dos diagramas diários de carga aleatórios construídos de acordo com as probabilidades de transição, conforme anteriormente descrito.

A valia unitária de perdas, isto é, o preço a atribuir a cada kWh perdido, é estabelecido para cada um dos níveis de tensão AT, MT e BT, com base no preço médio de venda da tarifa transitória no nível de tensão imediatamente superior, procurando assim refletir o acréscimo de utilização das infraestruturas da rede.

### 2.1.3.3 CÁLCULO TÉCNICO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA (END)

A Energia Não Distribuída (END) associada à falha de um determinado elemento da rede é devida, por um lado, aos incidentes aleatórios que o poderão afetar (tipicamente incidentes que têm por causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de material, manobras, derrube ou perfurações acidentais, etc) e, por outro, pelas interrupções necessárias a trabalhos programados (trabalhos de manutenção, trabalhos de ligação de novas instalações, etc).

Na análise de uma determinada rede no sistema *DPlan – Distribution Planning*, a END é calculada simulando defeitos sobre todos os ramos da rede. Para cada defeito, a END é calculada em cada momento do diagrama de cargas gerado e acumulada no período de um ano. No cálculo é considerado uma taxa média de incidentes por km e uma duração média das interrupções (valores baseados no tratamento de dados reais).

A potência afetada num incidente não é igual durante toda a duração da interrupção, desde o início do incidente até à sua reparação, no caso de haver elementos danificados. Através de religações automáticas, isolamento do defeito e reconfiguração da rede, é possível restabelecer parte da alimentação antes de terminada a reparação. O cálculo da END é efetuado somando várias parcelas, onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada, fazendo-se uma reconstrução cronológica do defeito.

Para efeito de cálculo da END, as ocorrências de curta duração (inferiores a 3 minutos) são consideradas como interrupções equivalentes com a duração de 8 minutos.

Na valia unitária da END é utilizado o valor que consta no incentivo e penalização da qualidade de serviço estabelecido pela Entidade Reguladora.

### 2.1.3.4 CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO (SAIDI, SAIFI, MAIFI)

Investimentos específicos na área da melhoria da qualidade de serviço técnica (QST) são maioritariamente avaliados através da estimativa do impacto de cada projeto na redução dos indicadores de continuidade de serviço. Resultado do modelo de impacto dos investimentos na qualidade de serviço técnica são estimados os volumes de investimento necessários para atingir os objetivos de QST no PDIRD-E.

Para cada projeto de investimento é calculado o seu impacto na evolução dos indicadores de continuidade de serviço, tendo como base o valor médio dos indicadores observados na rede que é afetada por esse projeto, nos três últimos anos conhecidos. Desta forma, procura-se reduzir a influência da aleatoriedade das interrupções. Não é considerado um período maior de observação, por forma a não atenuar o efeito de eventuais outros investimentos realizados, entretanto, nessa rede. A E-REDES, em conjunto com a comunidade científica nacional, desenvolveu metodologias de cálculo probabilístico dos indicadores de continuidade de serviço, com níveis de confiança definidos e procura agora desenvolver os sistemas de cálculo por forma a aplicar essas metodologias.

---

<sup>3</sup> Engenheiros da General Electric Company que desenvolveram a equação empírica do fator de perdas de tempo equivalente, do tipo  $\square = X \cdot \square + (1-X) \cdot \square^2$ , no artigo intitulado "Load Factor-Equivalent Hour Values Compared", publicado na edição de *Electrical World* de Nova Iorque em 14 de julho de 1928.

O parâmetro de avaliação dos projetos incluídos nesta categoria é o valor do custo do investimento por unidade de redução do indicador escolhido para objetivo, maioritariamente o SAIDI MT, que compara com um valor de referência para cada região, obtido a partir do modelo de impacto do investimento na continuidade de serviço e que tem em consideração as zonas de qualidade de serviço, assegurando a racionalidade económica do projeto. Os projetos assim avaliados e concorrentes na mesma região são selecionados para integrar os planos de melhoria de qualidade de serviço técnica por ordem decrescente do valor de custo de investimento por unidade de redução do indicador de continuidade de serviço.

### **2.1.3.5 CÁLCULO DE OUTROS PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO**

Certos projetos de investimento que integram planos de investimento criados com objetivos específicos, tais como, o aumento da capacidade de entrega, ou de receção, de energia, ou a integração paisagística das linhas aéreas, são avaliados pelo custo do investimento por unidade que quantifica o objetivo pretendido.

No caso de projetos para aumento da capacidade de ligação à rede de distribuição de novas instalações de consumo/ produção, também designada por capacidade de hospedagem, o parâmetro de avaliação é o custo do investimento no projeto, por unidade de potência de entrega/receção adicionada à rede.

Para os projetos de integração paisagística de linha aéreas é considerado o impacto na população residente na proximidade das linhas. Os parâmetros quantitativos de avaliação baseiam-se na densidade populacional da área abrangida e numa estimativa do número de habitantes localizados na faixa envolvente da linha aérea. Nessa estimativa é utilizada a georreferenciação dos códigos dos pontos de entrega, CPE, conhecida pelo ORD. As zonas prioritárias de intervenção são definidas pela razão da densidade de rede aérea pela densidade populacional da área abrangida e os projetos de investimento são selecionados pelo custo do investimento por unidade de CPE localizado na faixa envolvente da linha aérea.

Para este PDIRD-E, foi desenvolvida uma metodologia de cálculo dos custos evitados com as ações de reabilitação previstas em subestações, estando ainda em processo de consolidação o alargamento da metodologia a outras intervenções de renovação de ativos. Entre os custos contabilizados estão: os custos com a energia não distribuída em caso de falha prolongada do equipamento, o custo da deslocação e instalação de uma unidade móvel de reserva para repor o serviço, os custos de substituição de equipamentos conexos que potencialmente possam ser danificados pela falha (como componentes de painéis de TP AT/MT, cabos MT, reatâncias de neutro, disjuntores AT e MT, e SPCC) e ainda a desvalorização do equipamento danificado (sucata). No caso dos projetos de substituição de Transformadores de Potência por alcance do seu RUL, os custos evitados foram calculados apenas para os investimentos programados entre os anos 2026 a 2028, pelo motivo descrito na ficha do subprograma. O resultado deste cálculo para cada projeto pode ser consultado na respetiva ficha (Anexo C.2).

## **2.1.4 AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO E RISCO**

### **2.1.4.1 INTRODUÇÃO**

Os ativos da RND, apesar das constantes e programadas ações de manutenção e de conservação de que são alvo, poderão ver a sua condição alterada com a passagem do tempo, pelos fatores internos e pela sua utilização, mas sobretudo devido aos fatores externos influenciadores da sua condição, que não podem ser evitados ou antecipados. Como resultado da alteração da condição dos ativos, a respetiva probabilidade de falha poderá aumentar, resultando numa alteração do risco de falha do ativo. Após avaliação, caso o risco de falha do ativo seja considerado inaceitável, é determinada uma ação de reabilitação ou de renovação do mesmo.

Uma vez que os recursos não são ilimitados, a atuação do operador de redes deve pautar-se, nos termos das bases do setor elétrico, pela manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, gerindo de forma eficiente as instalações. Nessa medida, uma das metodologias atualmente utilizadas pela E-REDES para garantir a eficiência no contexto da monitorização regular dos ativos da RND, passa por priorizar as necessidades de renovação e reabilitação de ativos, sendo efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade associado às falhas dos ativos técnicos da RND e na utilização de uma Matriz de Risco.

Uma vez identificados os ativos que apresentam um nível de risco considerado inaceitável (maiores índices de criticidade), são estudadas alternativas que permitam mitigar o risco de forma a trazê-lo para níveis moderados ou aceitáveis. Os ativos em que esta mitigação possa ser conseguida através da atuação na condição são objeto de estudo, para identificação de propostas a integrar o programa de investimento Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT.

Por outro lado, são priorizadas para efeitos de intervenção as situações em que se identifique que os ativos apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares. Pode estar em causa, numa primeira fase, uma intervenção de âmbito mais limitado, realizada com a urgência adequada, e podendo ser necessário acrescentar uma intervenção mais profunda, de forma programada, a curto/médio prazo. Esta metodologia permite efetuar uma melhor alocação dos recursos, renovando os ativos ou prolongando a sua vida, assegurando o bom desempenho da RND com custos justificados e risco controlado.

#### 2.1.4.2 DETERMINAÇÃO DA CONDIÇÃO

Numa primeira fase de aplicação desta metodologia são identificados, com base nos históricos de falhas e na informação relativa à condição dos ativos recolhida pelas áreas operacionais, os ativos técnicos que apresentam uma condição técnica menos satisfatória e/ou com piores performances ao nível do seu desempenho.

Realizada a seleção de ativos descrita, procede-se então à determinação dos respetivos indicadores de condição - Índice de Saúde (IS) e Índice de Falha (IF), por forma a caracterizar e hierarquizar, segundo um método quantitativo e uniforme, a condição dos ativos.

O Índice de Saúde caracteriza a condição técnica de um dado ativo num determinado momento, no que se refere à avaliação da sua capacidade para cumprir as funções para o qual foi concebido, e do grau de robustez dos seus componentes.

Para o seu cálculo e para cada tipo de ativo foram identificados os parâmetros intrínsecos ao ativo que traduzem, de forma direta ou indireta, a sua condição: idade, tecnologia, resultados de inspeções, ensaios e sensorização, taxas de utilização e alarmes, entre outros.

A falha de um ativo não depende apenas da sua condição, sendo também influenciada pela envolvente em que o ativo está inserido, ou seja, por fatores externos (vegetação, poluição, avifauna, temperatura, entre outros).

O Índice de Falha resulta de uma ponderação do Índice de Saúde com os fatores externos representando o grau de desadequação do ativo para a função que desempenha.

A E-REDES, tendo como objetivo assegurar a melhoria contínua das suas metodologias de avaliação de necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos, tem vindo a desenvolver modelos e ferramentas de análise da condição e probabilidade de falha com instituições académicas e consultores externos, com o objetivo de aperfeiçoar as existentes e aplicar de forma sistemática a todos os ativos de uma determinada classe. Neste contexto, foi desenvolvido um modelo de avaliação da vida útil restante de TP AT/MT e MT/MT, cujos resultados têm vindo a ser considerados desde a elaboração do PDIRD-E 2020. Atualmente, encontram-se em fase de desenvolvimento e aprimoramento, modelos de avaliação da condição ainda mais robustos, com base na metodologia Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (Ofgem), designadamente para Disjuntores e Linhas Aéreas AT e MT, e Baterias de Corrente Contínua.

#### 2.1.4.3 DETERMINAÇÃO DA CONSEQUÊNCIA DA FALHA

Os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado são então selecionados para avaliação da consequência da falha, nos valores de negócio da Empresa: Segurança de Pessoas, Ambiente, Sociedade, Qualidade de Serviço, Económicos.

A avaliação da consequência da falha dos ativos em cada valor de negócio é efetuada através de indicadores quantitativos, garantindo-se a uniformidade de critérios.

A consequência final da falha do ativo corresponde à maior consequência de cada um dos valores de negócio.

#### 2.1.4.4 DETERMINAÇÃO DO RISCO

A combinação do Índice de Falha e da consequência da falha é classificada numa matriz de risco de dimensão 5x5 (25 quadrantes), correspondendo cada um a um dado nível de risco (qualitativo), agrupados em três tipos: inaceitável, moderado ou aceitável.

Adicionalmente, determina-se o Índice de Criticidade que corresponde à quantificação do nível de risco associado à falha de um determinado ativo, permitindo ordenar de forma inequívoca um determinado conjunto de ativos, por criticidade decrescente.

De forma a garantir a melhoria contínua do método de quantificação do risco e crescente automatização e agilidade do seu cálculo a E-REDES está a desenvolver um módulo específico para o efeito no sistema *DPlan – Distribution Planning*. A metodologia de avaliação de risco encontra-se em fase de revisão, garantindo-se o seu alinhamento com as melhores práticas (designadamente a metodologia DNO Common Network Asset Indices Methodologies – CNAIM – desenvolvida na Grã-Bretanha e reconhecida pelo Regulador britânico (Ofgem).

Atualmente está também em desenvolvimento, em conjunto com uma entidade externa, uma metodologia de projeção de longo prazo da evolução do risco de falha dos ativos, tendo em conta restrições técnicas e financeiras, que nos vai permitir otimizar os volumes de investimento de modernização no longo prazo, atuando sobre o trade-off risco/custo.

## 2.2 FLEXIBILIDADE

Em linha com o Decreto de Lei nº15/2022, que assegura a transposição da Diretiva (EU) 2019/944, o ORD tem vindo a desenvolver trabalho no sentido de incorporar no planeamento de redes a conceção de alternativas ao investimento baseadas na contratação de serviços de flexibilidade em mercado.

Neste contexto, o plano de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição passa a apresentar requisitos de flexibilidade em alternativa ao investimento na RND, designadamente através do recurso à contratação em mercado de serviços flexibilidade de recursos distribuídos, como por exemplo a resposta da procura, a resposta da produção de eletricidade ou a gestão de armazenamento.

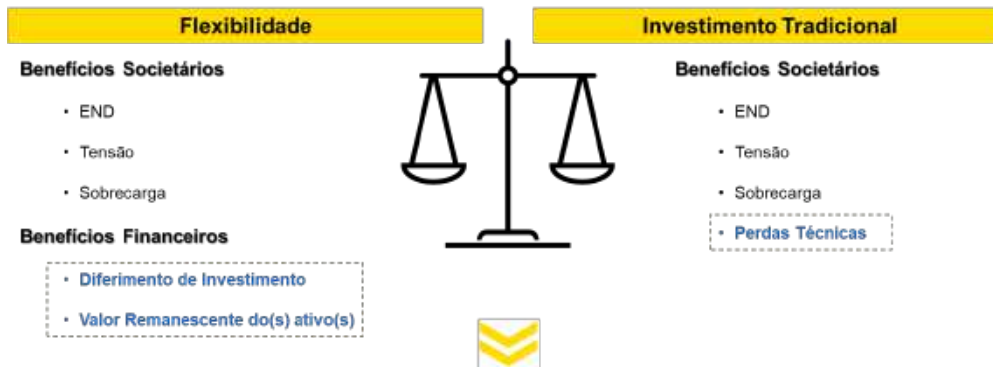
Em antecipação ao disposto legal, no final de 2022, a E-REDES lançou o projeto FIRMe com o objetivo de conceptualizar e explorar oportunidades de gerar soluções eficientes de flexibilidade, de se adaptar à necessidade de especificação de requisitos de flexibilidade e por fim estimular o mercado, aumentando a consciencialização dos agentes de mercado (Fornecedores de Serviços de Flexibilidade - FSF) e promovendo a participação no novo mercado local de flexibilidade.

O desenvolvimento de alternativas de flexibilidade assenta em dois pilares, o uso de dados das redes inteligentes para realização de diagramas sintéticos realistas e o desenvolvimento de metodologias de análise probabilística no planeamento de redes. A análise probabilística dos diagramas sintéticos e consequente definição de constrangimentos permite o apuramento dos requisitos de flexibilidade das cargas, os quais têm como objetivo descrever as necessidades de contratação em mercado, definindo, entre outros parâmetros, as quantidades máximas de potência requerida para garantir a eliminação de constrangimentos, as janelas temporais de ativação de serviço, as instalações e níveis de tensão com capacidade para atuar na resolução de constrangimentos e a selecionar para participação em leilão do mercado local de flexibilidade. Os requisitos de flexibilidade correspondentes às alternativas encontram-se especificados individualmente no Anexo C.4. No âmbito do PDIRD-E 2024 (2026-2030), a E-REDES encetou esforços na procura de oportunidades de desenvolvimento de alternativas de flexibilidade para os principais investimentos a realizar no período entre 2026 e 2030 (projetos descritos no Anexo C.2). Dado que estes projetos apresentam, consoante o programa de investimento em que se inserem, justificação de diferente génese, é necessário analisar o impacto da solução de flexibilidade na justificação destes projetos de forma alinhada com as metodologias em vigor e já descritas no capítulo 2.1.

O **Programa de Desenvolvimento de Rede (DDR)** pretende assegurar o desenvolvimento da RND, garantindo a manutenção dos padrões regulamentares e de segurança, através de identificação de constrangimentos de rede e outras oportunidades de investimento, tendo por base a satisfação do desenvolvimento expectável das cargas ao longo de um horizonte temporal. A justificação de iniciativas de investimento no âmbito do programa de desenvolvimento de rede é realizada através da análise custo-benefício de diferentes alternativas de desenvolvimento de rede, selecionando-se a alternativa respeitando os princípios de desenvolvimento das redes com indicadores técnico-económicos mais eficientes.

Os requisitos da alternativa de flexibilidade são concebidos para a total eliminação dos constrangimentos de rede identificados. A par da definição de requisitos de flexibilidade é necessário definir o respetivo preço de reserva, isto é, o valor económico de equilíbrio entre a solução de flexibilidade e a alternativa tradicional., o valor máximo pago pelos serviços de flexibilidade que tornem a alternativa de flexibilidade vantajosa face à alternativa tradicional. Este valor decorre do balanço de benefícios entre as duas alternativas. De ambos os lados das alternativas concorrem de igual forma a eliminação de constrangimentos, do lado da flexibilidade concorrem exclusivamente os benefícios do diferimento de investimento e do aumento do valor residual no horizonte de avaliação técnico-económica. Do lado do investimento tradicional concorre exclusivamente a redução de perdas técnicas, variável para a qual a flexibilidade tem contributo inexpressivo.

Porque os investimentos de desenvolvimento de rede apresentados em PDIRD-E são eficientes, têm maioritariamente relação B/C superior à unidade, a análise de um leque variado de alternativas de flexibilidade permitiu constatar que os benefícios específicos da flexibilidade são inferiores aos benefícios capturados exclusivamente pelo investimento tradicional, a redução de perdas técnicas, conduzindo à perda de valor na opção pela flexibilidade, isto é, o preço de reserva da alternativa de flexibilidade é tendencialmente negativo. Esta circunstância foi verificada mesmo em casos expectavelmente favorecedores da flexibilidade, nomeadamente na hipótese da adoção da alternativa de flexibilidade ser para poucos anos e também para os casos nos quais os investimentos geram parte significativa dos benefícios afastados do início do horizonte temporal de análise (portanto menor valor atualizado ao ano zero). O facto de o valor de reserva da flexibilidade ser tendencialmente negativo, decorre dos investimentos de desenvolvimento de rede eficientes gerarem benefícios abrangentes para a rede e não apenas benefícios para os quais são originalmente concebidos. Por exemplo, o estabelecimento de uma subestação por motivo de segurança de abastecimento, não só concorre para a segurança de abastecimento das redes incapazes de abastecer o consumo, mas também para a redução de perdas técnicas, para melhoria de qualidade de serviço, não só das redes identificadas no diagnóstico original, mas também para redes sem constrangimentos para as quais se identificam oportunidades de melhoria de desempenho adicionais.



$$\text{Preço de Reserva} = \text{Benefícios Flexibilidade} - \text{Benefícios Perdidos}$$

**FIGURA 2.1: BENEFÍCIOS COMUNS E EXCLUSIVOS DA ALTERNATIVA DE INVESTIMENTO E ALTERNATIVA DE FLEXIBILIDADE E CÁLCULO DO PREÇO DE RESERVA PARA PROJETOS DE DESENVOLVIMENTO DE REDE**

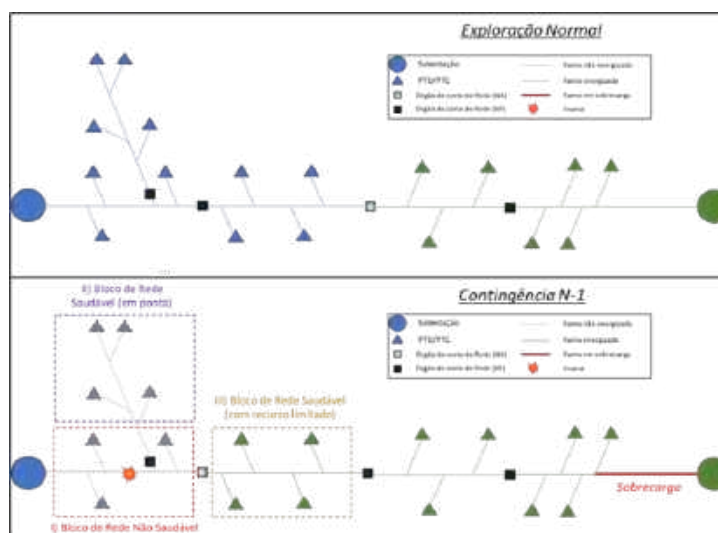
Não obstante as vicissitudes das alternativas de flexibilidade a investimentos eficientes, por forma a permitir apresentar alternativas de flexibilidade concebeu-se uma metodologia de planeamento assente na gestão do risco de segurança de abastecimento combinando planeamento probabilístico com flexibilidade. Tradicionalmente são planeados para execução os investimentos eficientes que assegurem a segurança de abastecimento, i.e., investimentos que asseguram a satisfação da ponta, potência máxima de consumo, ou seja, o percentil 100 da potência consumida. Esta metodologia, justificando-se pela obrigação da segurança de abastecimento, conduz a investimentos e desenvolvimentos de rede percebidos como pouco eficientes, pois a rede é dimensionada para a ponta anual, a qual é um valor pontual, ou repetindo-se, é normalmente pouco frequente.

Para mitigar o dimensionamento da rede a um valor pouco frequente, mas simultaneamente assegurar cumprimento da obrigação de satisfazer consumos, o ORD propõe-se adiar os investimentos cuja satisfação de consumos esteja assegurada na rede base para 95% do tempo (este limite poderá ser ajustado com a experiência) e gerir o risco acima deste limiar socorrendo-se de serviços de flexibilidade, sendo apresentados no presente documento os respetivos requisitos de flexibilidade. Naturalmente, não havendo satisfação pelo mercado para os requisitos de flexibilidade publicados, deve o ORD cumprir a sua obrigação de assegurar a satisfação de consumos, sendo executados os investimentos apresentados em PDIRD-E, em conformidade com o previsto no enquadramento legal. Nestes termos, são identificados seis projetos justificados por segurança de abastecimento (Ficha n.º 51, 52, 53, 54, 55, 57 do Anexo C.2).

O subprograma **Melhoria das redes MT de Alimentação a Pontos de entrega com pior QST** tem como objetivo a implementação de ações estruturantes na RND que impactem positivamente nos indicadores de QST de circuitos de MT.

São três os casos típicos de avaria que resultam em interrupção de serviço de longa duração com conseqüente degradação da qualidade de serviço:

- I) Avaria num bloco de rede, bloco de rede definido não saudável, com interrupção longa duração das cargas alimentadas pelo próprio bloco;
- II) Interrupção de longa duração num bloco de rede em antena, saudável, devida pela avaria num troço de rede montante (bloco não saudável);
- III) Interrupção de longa duração num bloco de rede, saudável, devida pela avaria em troço montante, cuja alimentação plena de forma recursiva seria não regulamentar por excesso de carga.



**FIGURA 2.2: REDE CONCEPTUAL DE MÉDIA TENSÃO – BLOCOS TÍPICOS NO DOMÍNIO DAS REDES COM NECESSIDADES MQS E PRA LINHAS MT: EXPLORAÇÃO NORMAL E EXPLORAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA N-1**

No caso I), na avaria num bloco não saudável, por motivo da persistência da avaria no bloco, não é possível energizar as cargas ligadas, caso contrário estaria também a energizar-se a avaria, com prejuízo de segurança de pessoas e bens. No caso particular dos postos de transformação MT/BT (serviço público ou serviço particular), não existe à data, tecnologia normalizada que permita efetuar a manobra automática ou remota do interruptor-seccionador tetrapolar por forma a realizar o isolamento do QGBT da rede de média tensão em defeito. Por esta razão, não é considerada a possibilidade de alimentação da rede BT isolada da MT.

As causas de degradação de QS nas redes versadas pelos investimentos descritos, enquadram-se essencialmente no caso I) não sendo, por conseguinte, passíveis de alternativa de flexibilidade.

Nos casos II) e III), casos em que a degradação da Qualidade de Serviço (QS) ocorre pela interrupção de alimentação em blocos saudáveis, é concebível que a gestão flexível de cargas concorra para a melhoria de QS, porque sendo o bloco saudável, é possível manter as cargas energizadas sem alimentação do defeito. Porém, no universo de investimentos descritos nominalmente neste plano, no âmbito de MQS, nenhum se enquadra nos casos II) e III). Esta ausência de casos tipo III) justifica-se pelo facto de que não havendo pleno recurso, i.e., as cargas serem elevadas, é expectável que tais constrangimentos tenham sido previamente resolvidos em sede de investimento justificado de Desenvolvimento de Rede. Conceptualmente o caso III) é o mais adequado à aplicação de serviços de flexibilidade de cargas, pois é neste que a interrupção de serviço poderia ser mitigada pela gestão flexível das cargas de modo a manter o serviço com padrões regulamentares e de segurança. Neste caso, sendo a causa da interrupção o excesso de carga, este é naturalmente mitigado pela gestão flexível das cargas. Já no caso II), a causa da interrupção é o isolamento do bloco saudável, em ponta e cuja alimentação depende exclusivamente do bloco não saudável.

O **Programa de Renovação e Reabilitação de Ativos (PRA)** apresenta forma de priorização assente na avaliação do Risco de falha de um ativo, sendo que, em caso de falha deste ativo, a consequência para a rede é do ponto de vista elétrico, em tudo análoga à já descrita para os casos de Melhoria de Qualidade de Serviço. No caso de PRA linhas MT, ilustrado pela Figura 2.2, é prevalente o caso do tipo I) supra descrito, onde a avaria de um troço de rede MT, não saudável, impede a sua energização e consequente gestão flexível das cargas. Por este motivo não se identificam alternativas de flexibilidade alternativas a PRA de linhas MT. Por outro lado, o contexto do PRA de Subestações ou PRA Linhas AT, enquadra-se predominantemente no caso III), dado que é possível isolar automática e/ou remotamente o ativo em avaria, por exemplo na falha de uma subestação, isola-se o QMMT da rede MT, permitindo o recurso às cargas, sem alimentação do defeito a montante do QMMT. Não excluindo a existência de casos do tipo II), estes são menos recorrentes na RND - por exemplo uma rede MT cuja alimentação dependa exclusivamente de um barramento MT- não se identificando necessidades em carteira que se adequem.

Do ponto de vista das iniciativas priorizadas no PRA, como referido em 2.1.4, a avaliação do Índice de Saúde (IS) e do Índice de Falha (IF) de um ativo depende de parâmetros intrínsecos à condição do ativo ou do ambiente onde este se insere, não se considerando que a flexibilidade possa produzir impacto no resultado do cálculo destes índices.

Por outro lado, a flexibilidade pode impactar na consequência de falha de um ativo (vide 2.1.4.3), com (e só com) repercussão direta no valor de negócio Qualidade de Serviço (avaliado através do TIEPI atribuído à falha do ativo em análise), sempre que seja maior que os restantes: Segurança de Pessoas, Ambiente, Sociedade e Económico. Caso algum destes valores de negócio seja maior ou igual ao valor de negócio Qualidade de Serviço, a alternativa de flexibilidade deixa de atuar como redutor da consequência de falha. Dado que a consequência final da falha do ativo corresponde à maior consequência de cada um dos valores de negócio, bastará que se contratem serviços de flexibilidade suficientes, para reduzir o TIEPI necessário, para igualar o valor de negócio Qualidade de Serviço, ao segundo maior valor de negócio. Ao mesmo tempo, deve verificar-se a condição já indicada em III) para que a alternativa de flexibilidade seja eficaz.

Nestes termos, avaliadas as carteiras de avaliação do risco no âmbito do programa de Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, identificou-se uma única necessidade cuja gestão flexível das cargas conduz à redução do nível de risco, o projeto de Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT da SE Valença, descrito na Ficha n.º 140. Neste caso, a alternativa de flexibilidade permitiu o adiar da iniciativa de investimento de 2026 para 2029. Em todas as outras necessidades, a redução do valor de negócio de Qualidade Serviço, é ineficiente na redução da consequência de falha, pois a manutenção dos outros valores de negócio mantém inalterada a consequência de falha.

## 2.3 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

Os critérios de priorização adotados na seleção dos projetos de investimento a incluir no PDIRD-E 2024 foram os seguintes:

- obrigações legais e regulamentares;
- projetos em curso no início do período de abrangência do Plano;
- compromissos assumidos com outras entidades;
- satisfação dos padrões de segurança;
- adequação da condição e desempenho dos ativos, nomeadamente considerando o seu rejuvenescimento;
- aumento da resiliência da rede;
- expansão da rede inteligente;
- manutenção e melhoria da qualidade de serviço técnica, tendo em conta a redução de assimetrias,
- redução de perdas técnicas;
- promoção ambiental.

A E-REDES, em conjunto com uma entidade externa, está atualmente a desenvolver uma metodologia de otimização da seleção/priorização de projetos que permitirá o desenvolvimento de um cenário de investimento estratégico que maximize o valor do portefólio de projetos, respeitando um conjunto de restrições técnicas e financeiras.

## 2.4 ANÁLISE DE RISCO

A análise de risco ao PDIRD-E 2024 compreende 4 (quatro) níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- I. Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos Pilares de Investimento;
- II. Risco de portefólio – risco económico associado a um portefólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- III. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas;
- IV. Risco de falha de elementos da rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço.

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às duas últimas dimensões que estão relacionadas com o não cumprimento dos critérios de planeamento no que diz respeito ao abastecimento das cargas e à existência de reserva N-1 das diversas zonas de qualidade de serviço. As duas primeiras dimensões relacionadas com o risco de não cumprimentos dos objetivos do plano serão detalhadas no capítulo 07.

### 2.4.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Conforme referido na secção anterior, a seleção de investimentos decorre da escolha das melhores alternativas a serem implementadas entre as várias opções, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo. Estas alternativas, são avaliadas com base numa estimativa do custo do investimento associado e dos benefícios a serem obtidos. Nesse sentido, o valor de cada projeto será condicionado pelas incertezas relacionadas com essas mesmas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição foi realizado, para o PDIRD-E 2014, um estudo com o apoio científico do Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), intitulado “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”, descrito no PDIRD-E 2014<sup>4</sup>.

Foi desenvolvida uma metodologia, baseada nesse estudo, de análise de sensibilidade da rede quanto à segurança de abastecimento para cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência.

A metodologia parte do pressuposto de que os projetos, considerados individualmente, apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho.

Foram considerados cenários de evolução de consumos para cada concelho, coerentes com os cenários Inferior, Central e Superior previstos para os consumos em Portugal Continental. Estes cenários, a nível concelhio, têm uma probabilidade de não excedência de, respetivamente:

- 33% para o cenário inferior;
- 50% para o cenário central;
- 66% para o cenário superior.

Esta metodologia é então aplicada aos projetos previstos iniciar no período de vigência deste Plano, suportando a decisão de calendarização dos investimentos, que tem em conta o risco de não assegurar a alimentação das cargas em presença desse cenário de evolução de consumos mais exigente.

O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, logo o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento nas redes que beneficiam desses investimentos é negligenciável.

### 2.4.2 AVALIAÇÃO DO RISCO ASSOCIADO À FALHA DE ELEMENTOS DA REDE

O conceito de risco diferencia-se do conceito de fiabilidade, complementando-o com uma avaliação quantitativa ou qualitativa, facilitando a definição de indicadores e de padrões de ameaça, vulnerabilidade ou incerteza associados a determinados cenários, geralmente com impacto negativo.

---

<sup>4</sup> João Santana, Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição, Cie3, IST, dezembro de 2013

A avaliação de risco reconhece não só a probabilidade de eventos de falha, mas também os respetivos graus de severidade das suas consequências.

A avaliação do risco destes eventos analisou duas topologias frequentemente utilizadas nas subestações AT/MT da RND e duas topologias de rede AT, para diferentes situações de disponibilidade de recurso, tratadas de forma independente.

O resultado dessa avaliação permitiu suportar, do ponto de vista do risco de falha dos componentes, os critérios de planeamento no que diz respeito à existência de reserva N-1 das diversas zonas de qualidade de serviço.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> A metodologia foi apresentada no paper Prata, R., Carvalho, P., Ferreira, Luís AFM, Santos, CA, "Failure Risk Associated with Different Substation and HV Network Configurations, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution, Jun. 2011, Frankfurt.





03

# ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND

# 03 Estratégia de desenvolvimento da RND

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível para a receção e entrega de eletricidade, com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede, bem como as boas práticas ambientais. Ao mesmo tempo, assegura que a rede satisfaz as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações.

Nesta proposta inicial de PDIRD-E 2024 define-se o desenvolvimento futuro da rede nacional de distribuição em conformidade com as necessidades identificadas no âmbito do planeamento das redes e os objetivos que se pretendem atingir.

As ambições e necessidades futuras da sociedade, confirmam a crescente eletrificação da economia, colocando a rede elétrica de distribuição em posição de decisiva relevância. Na estratégia de descarbonização da economia, é consensual a importância das redes elétricas, no entanto, é evidente em toda a Europa o envelhecimento das mesmas. A rede de distribuição em Portugal não foge a esta regra, apresentando também registos de degradação da condição dos seus ativos. Num contexto em que se assiste a um elevado número de pedidos de ligação à rede tanto de produtores como de consumidores, que coloca uma grande pressão sobre a rede de distribuição, é fundamental conseguir-se tirar partido da capacidade dos ativos existentes, tornando-se assim imperativa a sua modernização.

Esta pressão acrescida resultante da maior dependência da economia da Rede Elétrica de Distribuição, impõe, assim, o compromisso de modernizar a rede de distribuição elétrica e de responder à crescente complexidade do sistema energético, que apesar de necessariamente mais descarbonizado, descentralizado e digitalizado, deverá manter padrões de qualidade, segurança e fiabilidade na distribuição de energia elétrica.

A ambição de liderar esta transição implica estabelecer uma estratégia de investimento significativo na modernização, expansão, resiliência e digitalização das redes elétricas, que acompanhe o rápido crescimento das principais tecnologias de energia verde, da eletrificação do consumo e da mobilidade elétrica. Como reiterado no EU Grids Action Plan, cerca de 40% das redes europeias, têm mais de 40 anos e estima-se que seja necessário um aumento entre 50-70% do ritmo de investimento nas redes de distribuição de 2020 até 2030 para se atingirem as metas de descarbonização estabelecidas, o que dá relevo a uma realidade que não é exclusiva da E-REDES, mas sim partilhada por vários Operadores de Rede de Distribuição Europeus.

A estratégia delineada para o período 2026-2030 segue a rota de adaptação necessária às novas dinâmicas a que a rede de distribuição estará sujeita, de forma a facilitar os objetivos da transição energética, dando uma resposta adequada à crescente **eletrificação e descarbonização da economia**, que permita acomodar os pedidos de ligação à rede de consumidores e produtores e que facilite o desenvolvimento das novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia.

A **modernização dos ativos** é também essencial para esta transição, pois assegura a eficiência, resiliência e capacidade da rede de distribuição para suportar a crescente eletrificação e a integração de fontes de energia renovável, preocupação aliás partilhada pela generalidade dos outros ORD, como já mencionado no capítulo 1.2.

Esta adaptação às novas dinâmicas traz consigo também a necessidade de investir na **transformação digital**, essencial para apoiar a transição energética, ao permitir melhorar a fiabilidade, eficiência e flexibilidade da rede e integrar fontes de energia renovável, garantindo ao mesmo tempo a cibersegurança necessária.

A utilização de mecanismos de flexibilidade é uma peça integrante da estratégia do PDIRD-E 2024, e pretende ser mais uma resposta para enfrentar os desafios da transição energética, permitindo uma gestão mais eficiente e adaptável da rede, nos casos em que tal se revela mais vantajoso. A flexibilidade, juntamente com o investimento na excelência no desempenho dos ativos, fundamental para a substituição de infraestruturas antigas e a digitalização das restantes, ajuda a reduzir o investimento necessário, ao otimizar a utilização dos recursos existentes e promover uma maior eficiência operacional.

Neste contexto de maior dependência da rede, impõe-se também uma necessidade de aumento da **resiliência**, preocupação que este plano endereça. As alterações climáticas, previsivelmente cada vez mais frequentes e de maior severidade, são um fator crítico na eletrificação da economia, sendo fundamental capacitar as redes de distribuição para o futuro e atender aos seus impactos **ambientais**. Os investimentos na modernização, na expansão e na inteligência das redes são absolutamente necessários para garantir a sua adaptação e aumentar a sua resiliência, destacando-se ainda a digitalização e a correspondente cibersegurança das redes.

O plano delineado para 2026 - 2030 assegura a manutenção dos níveis de qualidade de serviço técnica alcançados na última década, os quais foram obtidos devido a um investimento direcionado para este fim. Para atingir este objetivo, a maior contribuição no período de 2026 a 2030 virá da renovação dos ativos que atingem o fim da sua vida útil, mantendo-se o foco na Redução de Assimetrias entre Regiões.

A estratégia delineada para este plano assegura também o alinhamento com os objetivos da política energética nacional (designadamente o Plano Nacional Energia e Clima – PNEC 2030 e o Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050) e as diretrizes europeias (*Clean Energy Package*), dando resposta às necessidades da transição energética e expansão de rede esperadas, e preparando a RND para a proliferação da geração distribuída suportada em tecnologia renovável e aos novos serviços relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo.

A estratégia do Plano tem, assim, como objetivos:

- Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo, atendendo à evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- Renovar e modernizar ativos prioritários, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
- Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
- Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
- Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação;
- Melhorar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e da sociedade relativamente à energia elétrica;
- Promover a sustentabilidade socioeconómica e ambiental;
- Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a estabilidade e sustentabilidade do preço da energia elétrica;
- Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia;
- Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento inoportunos em períodos futuros.

Verifica-se, assim, que os quatro grandes drivers de investimento na rede de distribuição e nos quais assenta a estratégia deste plano são: a **eletrificação e descarbonização da economia, a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a transformação digital**, bem diferentes dos drivers do passado.

De forma a alinhar com as novas orientações do setor e simplificar a estrutura do documento, para o PDIRD-E 2024, os investimentos na rede de distribuição passam a ser agrupados em Pilares Estratégicos de Investimento que refletem os quatro grandes drivers de investimento aos quais se adiciona o Pilar de Suporte, abandonando a estrutura utilizada nas anteriores edições do Plano, que assentava em vetores de investimento.

### 3.1 PILARES ESTRATÉGICOS DE INVESTIMENTO

A proposta de PDIRD-E 2024, agora divulgada, apresenta os seguintes cinco Pilares Estratégicos de Investimento, de forma a dar cobertura aos objetivos estratégicos definidos para o próximo período 2026-2030:

- Eletrificação e Descarbonização
- Modernização
- Resiliência e Ambiente
- Transformação Digital
- Suporte

Na atual organização por Pilares, mantêm-se os anteriores programas de investimento, que integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo. No entanto, com a alteração de Vetores para Pilares Estratégicos, abandona-se a anterior Matriz de Contribuições, que distribuía os investimentos dos diversos programas percentualmente pelos diferentes vetores.

Nesta nova estrutura, cada programa de investimento (e como tal cada projeto) contribuirá de forma exclusiva para um único Pilar de Investimento, permitindo assim uma melhor compreensão dos objetivos que se pretende atingir em cada um desses Pilares. Esta contribuição exclusiva é, obviamente, uma simplificação da realidade para que seja de mais fácil compreensão a motivação dos diferentes projetos de investimento e os objetivos principais que se pretendem atingir. Na realidade, um projeto realizado num pilar pode contribuir para os objetivos de outro pilar.

Outra alteração a assinalar relativamente à anterior organização por Vetores, prende-se com a inclusão do investimento não específico nos Pilares Estratégicos, ficando assim mais visível o seu contributo para a estratégia e o atingimento dos objetivos do Plano. De facto, nos vetores de investimento apenas era incluído o investimento específico, ou seja, referente aos investimentos diretamente efetuados para desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição, não se incluindo o investimento em atividades de suporte à atividade (denominado de não específico).

A criação destes novos pilares de investimento permitiu ainda eliminar a rubrica existente anteriormente denominada de “Outros”, sendo agora possível atribuir a cada tipo de investimento um Pilar Estratégico com objetivos concretos.

A correspondência entre os programas de investimento e os Pilares Estratégicos é a indicada na tabela seguinte, sendo que o somatório dos montantes alocados a cada programa permite determinar os investimentos por Pilar. De salientar uma alteração na lista de programas de investimento a incorporar no Plano, relacionada com o Programa de Investimento Inovador. Os valores realizados ao abrigo deste programa passam a ser incorporados nos programas de investimento de Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, conforme explicado em mais detalhe no ponto 3.2, pelo que a partir do ano de 2026, deixa de se considerar a existência deste programa de investimento.

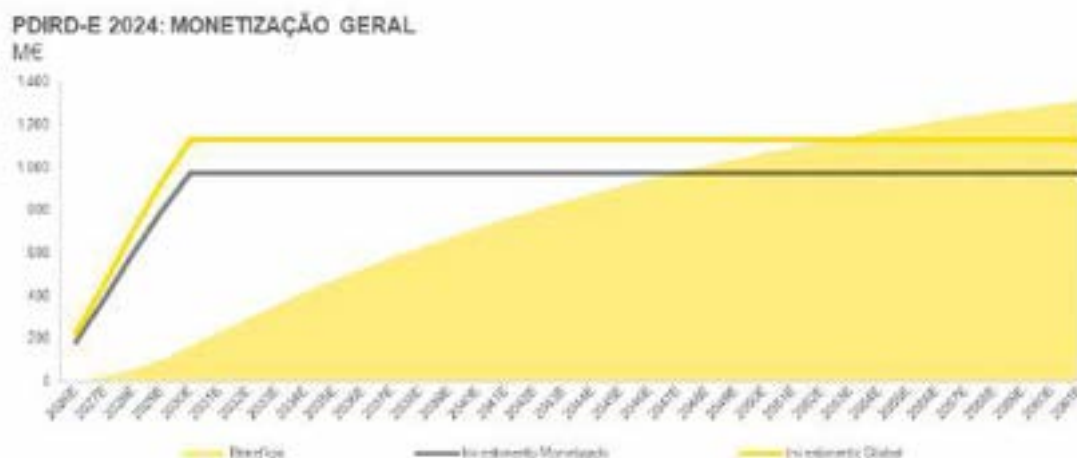
**TABELA 3.1. CORRESPONDÊNCIA ENTRE OS PROGRAMAS E OS PILARES DE INVESTIMENTO**

PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	PILARES DE INVESTIMENTO				
	MODERNIZAÇÃO	ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO	TRANSFORMAÇÃO DIGITAL	RESILIÊNCIA E AMBIENTE	SUORTE
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)		x			
Investimento Obrigatório (Só Eq. de Contagem)			x		
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)				x	
Desenvolvimento de Rede		x			
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica				x	
Automação e Telecomando da Rede MT			x		
Promoção Ambiental				x	
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas				x	
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	x				
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações			x		
Redução de Perdas Técnicas AT/MT		x			
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	x				
Beneficiações Extraordinárias	x				
Abertura e Restabelecimento da RSFGC				x	
Investimento de Coordenação com a Rede BT		x			
Investimento Corrente Urgente	x				
Investimento Não Específico (Excluindo Sistemas Informáticos)					x
Investimento Não Específico (Sistemas Informáticos)			x		

O investimento proposto no PDIRD-E 2024, no seu total e para cada programa de investimento (conforme capítulo 09), é o que se entende adequado para responder às necessidades da RND no período respetivo (2026-2030), cumprindo os Princípios e Critérios de Planeamento, consubstanciando os Objetivos Estratégicos descritos neste documento.

De forma a monetizar os benefícios resultantes do impacto produzido por esses investimentos propostos no Plano, a custos primários, aplicou-se o modelo desenvolvido com o INESC TEC e já anteriormente apresentado em PDIRD-E anteriores. Este estudo foi atualizado e adaptado para o PDIRD-E 2024, tendo como objetivo utilizar as metodologias já consolidadas para a nova estrutura assente em Pilares de Investimento (Anexo G.2).

A figura seguinte mostra a monetização dos benefícios a longo prazo decorrente dos investimentos do PDIRD-E 2024. Esta monetização é obtida para um horizonte temporal de 30 anos após o término do plano.



**FIGURA 3.1: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PDIRD-E 2024**

Para a obtenção destes resultados foram considerados os investimentos globais do plano, assim como o investimento monetizado conforme explicação dada no estudo presente no Anexo G.2. A diferença entre estas duas grandezas deve-se ao facto de, no estudo, não ser monetizado

o investimento no vetor "Outros". A monetização do PDIRD-E 2024 é atingida em 2047 e 2052, respetivamente, considerando o investimento monetizado ou o global.

Perante os resultados desta análise benefício/custo, evidencia-se a racionalidade técnico-económica do PDIRD-E 2024 proposto.

Seguidamente são apresentados os objetivos estratégicos, divididos por cada um dos Pilares, assim como os níveis de investimento respetivos, a custos primários, e a monetização dos benefícios resultantes do impacto respetivo. Nas tabelas finais de investimento (Capítulo 9.3) são adicionados os restantes encargos, obtendo-se os custos totais.

No capítulo 08 é efetuada a Caracterização da Rede, descrevendo-se no subcapítulo 8.2 os investimentos com impacto nesta caracterização. Esta informação é complementada pelos Anexos C e D no qual estão incluídas as fichas de caracterização dos principais investimentos (projetos e subprogramas) considerados no Plano. As fichas são apresentadas a custos totais e com a calendarização adotada neste Plano.

Nos Anexos E e F estão identificados todos os investimentos previstos no PDIRD-E 2024.

### **3.1.1 ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO**

No atual contexto de transição energética, é evidente por toda a Europa a necessidade de aumentar a capacidade da rede de distribuição, especialmente face à crescente procura por eletrificação e descarbonização, e Portugal não é exceção. O veículo elétrico e a produção distribuída trazem novos desafios, para os quais a rede tem de estar preparada para responder, em alinhamento com a política energética nacional, nomeadamente o PNEC 2030. Prever as necessidades para os próximos anos e controlar o risco são passos fundamentais para garantir que a rede vai estar preparada para enfrentar os desafios futuros e dará uma resposta adequada.

No Pilar Eletrificação e Descarbonização, incluem-se os investimentos necessários para garantir a ligação de produtores e consumidores, respondendo aos desafios de uma crescente eletrificação da economia com base em fontes de energia renovável e assegurando a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares. Assim, incluem-se neste pilar os investimentos necessários para garantir a segurança de abastecimento, mas também aqueles que visam repor a capacidade de receção da RND tomada pela instalação e ligação de centros electroprodutores e viabilizar a integração do autoconsumo, em alinhamento com a política energética nacional (PNEC 2030).

É também a este pilar que são alocados os investimentos necessários para a ligação de clientes e postos de carregamento de veículos elétricos, assim como os investimentos que têm como objetivo reduzir as perdas técnicas nas redes de alta e média tensão. Na eletrificação e descarbonização incluem-se ainda os investimentos que visam responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com o desenvolvimento das redes BT, que resultam da coordenação necessária com os operadores da rede BT.

Considera-se, portanto, o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RND, que asseguram a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares. Isto garante que a RND tenha capacidade compatível com as solicitações de produtores e consumidores, bem como com o abastecimento das redes de baixa tensão (BT). Desta forma, é garantida a ligação de novos clientes e produtores, assim como a alimentação dos já existentes.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

Dado que a E-REDES mantém o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede, a este pilar são ainda alocados os investimentos que têm como principal motivação a redução de perdas técnicas. Neste contexto de transição energética, com o aumento da produção distribuída e o consequente impacto nas perdas da rede, estes investimentos continuam a merecer um papel de destaque.

### **SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO**

O pilar Eletrificação e Descarbonização tem como premissa de base a evolução da procura e sua previsão para o período do PDIRD-E.

Na elaboração do PDIRD-E 2024 foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal continental (inferior, central e superior), de acordo com o estudo da previsão da procura de eletricidade 2024-2031 realizado pela E-REDES, e que consta do Anexo A. No capítulo 05 é feita uma análise geral à evolução dos consumos e cargas na RND e são apresentados o modelo e os resultados obtidos.

Nesta proposta do Plano tomou-se como cenário de referência o cenário central de consumos deste estudo, que apresenta uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 1,1% no período 2025-2030. Esta taxa é ligeiramente superior à prevista para o período homólogo no cenário central conservador do RMSA, que é de 0,9%, mas inferior à verificada no período de 2021 a 2023 que foi de 1,4%.

Foi efetuado um estudo com o apoio de uma entidade académica para análise de sensibilidade ao nível da ponta de carga, com a identificação das variáveis mais relevantes que permitam estimar a sua evolução, não se tendo obtido resultados satisfatórios. Por outro lado, os estudos de

avaliação de projetos consideram análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo do consumo e da produção, conforme descrito no capítulo 2.1.3.1. Este tema continuará, assim, a ser desenvolvido pela E-REDES, procurando-se promover novos estudos, cujos desenvolvimentos serão incorporados em futuras edições de PDIRD-E.

Assim, na presente proposta de Plano manteve-se a metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação. Os projetos de investimento considerados individualmente apresentam um impacto local, pelo que a unidade relevante para a previsão dos consumos na sua área de influência é o concelho.

A adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com uma análise de sensibilidade para três cenários de consumo, refletidos ao nível de concelho (com probabilidade de não excedência de, respetivamente, 33% para o cenário inferior, 50% para o cenário central e 66% para o cenário superior), e tendo em consideração a respetiva área de influência de cada projeto (capítulo 2.4.1).

Desta análise verificou-se que, independentemente do cenário de procura considerado, a necessidade de execução dos projetos de segurança de abastecimento a realizar nos três primeiros anos deste PDIRD-E (2026-2028) se mantém. Uma vez que a variação entre os cenários não é significativa os projetos foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (cenário de referência). Tomando em consideração que este Plano será atualizado em 2026, será nessa altura reavaliada a oportunidade e calendarização dos projetos a iniciar nos três últimos anos do Plano (2028 – 2030).

Para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento, que visam responder ao crescimento dos consumos e cargas, analisados para esta proposta de PDIRD-E 2024, foi avaliada a garantia de potência nos regimes N e N-1, com um nível de confiança de 100%. Foram também consideradas opções de flexibilidade como alternativa ao investimento convencional.

Optou-se pela inclusão, nesta proposta de Plano, de todos os projetos que permitem eliminar a potência não garantida em regime N, assegurando o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento (quatro subestações e um reforço de rede MT descritas nas Fichas n.º 51, 52, 55, 56 e 57). Destes cinco projetos, a flexibilidade é uma alternativa viável em quatro, pelo que os investimentos foram calendarizados para início no ano de 2028, tendo em conta a possibilidade de contratação, a curto prazo, de serviços de flexibilidade no mercado.

Adicionalmente, foram considerados os projetos coordenados com o ORT, bem como os projetos em curso ou previstos iniciar no PDIRD-E 2020 Atualização após reavaliado o seu interesse.

Deste modo, no Plano proposto serão efetuados os reforços na rede necessários para resolver situações identificadas de utilização previstas das instalações acima dos valores de referência definidos para a rede em regime normal de funcionamento (90% da potência instalada em subestações e 70% da capacidade nominal das linhas), nos casos em que tal seja necessário.

Estes reforços na rede poderão passar pela instalação de novas subestações ou reforços de potência em subestações existentes, ou pela implementação de medidas mitigadoras de reforço da rede MT que permitam adiar a instalação de potência de transformação, de acordo com a melhor solução técnica e económica.

No capítulo 08 efetua-se uma análise à utilização da rede antes do início do período deste Plano e após a sua conclusão. Os níveis de utilização das principais instalações podem ser consultados no Anexo B.

Face à importância da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), devido à concentração de serviços prioritários, foi ainda definido o objetivo de garantir a alimentação dos consumos, mesmo na situação de indisponibilidade total de uma subestação AT/MT. Esta ação destina-se a ultrapassar situações de carência após incidentes graves em subestações, como incêndios, que, não sendo frequentes, provocam constrangimentos significativos.

Deste objetivo resulta que as capitais de distrito devam ser alimentadas, pelo menos, por duas subestações distintas. Atualmente, não cumprem este critério as alimentações das cidades de Beja, Bragança e Portalegre. Nas edições anteriores de PDIRD-E, a concretização do objetivo definido foi adiada devido às limitações dos valores de investimento que surgiram no âmbito dos projetos de desenvolvimento da rede.

No que respeita à garantia de alimentação para a cidade de Portalegre, já está em curso a construção de uma subestação de 60/30 kV no Parque Industrial de Portalegre (Ficha n.º 43), no âmbito do subprograma para reposição da capacidade de receção na RND.

Para avaliar a possibilidade de garantir a alimentação das cidades de Beja e Bragança, recorrendo a serviços de flexibilidade, foram publicados no mercado os requisitos de flexibilidade, contudo, não houve propostas que os preenchessem plenamente. Assim, este Plano prevê investimentos para alcançar o objetivo através da construção de duas novas subestações: uma de 60/30 kV em Bragança e outra de 60/15 kV no Parque Industrial de Beja (Ficha n.º 54, Ficha n.º 53).

Adicionalmente, foi atualizada a análise da rede que alimenta cada capital de distrito para o caso da falha total do barramento MT nas subestações AT/MT. A estimativa das cargas nas capitais de distrito que não se conseguem alimentar na indisponibilidade do andar MT de uma subestação, embora com garantia de alimentação com reserva N-1, é apresentada no Anexo B.2.2. para os anos de 2025 e 2030. Esta potência não garantida

resulta, geralmente, de cargas monoalimentadas, das configurações particulares da rede MT em que as interligações se estabelecem na mesma subestação, e da insuficiência de potência de transformação em algumas subestações para socorro da subestação em falha.

Continuarão, assim, a desenvolver-se estudos com o objetivo de criar projetos para mitigar os casos de potência não garantida, que serão incluídos em Plano ponderando a sua racionalidade econômica e benefícios para o ISSO.

Para garantir a continuidade do fornecimento de energia, a existência de unidades móveis de reserva revela-se essencial, especialmente em situações de avaria ou durante intervenções programadas na rede. Estas unidades móveis permitem uma resposta rápida e eficaz em caso de incidentes que afetem infraestruturas, minimizando os tempos de interrupção e assegurando o fornecimento de energia aos consumidores afetados.

Além disso, as unidades móveis facilitam a realização de intervenções programadas na rede, permitindo que os trabalhos de manutenção ou modernização sejam realizados sem comprometer o fornecimento de energia. Este fator é particularmente importante para melhorar a eficiência operacional, reduzir os impactos nos consumidores e assegurar que a rede continue a funcionar de forma segura e estável durante os períodos de intervenção.

Atualmente, a E-REDES dispõe de um conjunto de 12 unidades móveis de recurso de média tensão (UMR MT), com a exigência de assegurar a disponibilidade mínima de 8 UMR MT para responder a avarias na rede, sendo as restantes utilizadas para ações de manutenção e remodelação de andares de MT em subestações. Considerando este cenário, bem como o volume de projetos de investimento previsto para o período deste Plano, foi realizada uma consulta a especialistas das áreas responsáveis pela manutenção e pela execução de investimentos, com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de reforçar o parque de UMR MT, de forma a garantir que as intervenções de manutenção e os investimentos planeados neste Plano não fiquem comprometidos.

Como resultado dessa consulta, o presente Plano prevê um investimento na aquisição de 5 novas UMR MT (uma aquisição por ano) no âmbito do subprograma “Unidades Móveis de Reserva”, incluído no programa de investimento de Desenvolvimento da Rede e descrito no Anexo C.1 (Ficha n.º 3).

Adicionalmente, atendendo-se à existência na RND de 21 subestações de 30/15 kV e 5 subestações AT/MT com um único transformador de potência de 30/15 kV, e mantendo-se o objetivo de assegurar o fornecimento de energia na situação de indisponibilidade de algumas destas instalações, foi previsto neste Plano um projeto de investimento para aquisição de uma subestação móvel 30/15 kV, incluída no subprograma referido, e que se descreve no Anexo C.2 (Ficha n.º 49).

Nos casos em que o impacto no fornecimento de energia é resultante da avaria de um transformador de potência AT/MT, podendo traduzir-se na interrupção de um elevado número de consumidores e normalmente com tempos de reparação longos e necessidade urgente de investimento, o planeamento adequado da RND deve prever uma reserva operacional de transformadores. A E-REDES tem vindo a realizar estudos com o objetivo de identificar e fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT, conforme apresentado em anteriores edições de PDIRD-E.

Para o PDIRD-E 2020 Atualização, os resultados do estudo indicaram a necessidade de reforçar, no período de 2023-2027, a reserva operacional com 12 transformadores de potência AT/MT e 7 transformadores de potência MT/MT. Assim, para o período de atualização do PDIRD-E 2020 (2023-2025), foi prevista a aquisição de 5 transformadores de potência AT/MT e 1 transformador de potência MT/MT. A aquisição dos restantes transformadores seria reavaliada no estudo subsequente, a realizar para o PDIRD-E 2024.

A revisão do estudo de dimensionamento da reserva operacional para o PDIRD-E 2024 apresentado no Anexo G.3, que considerou um cenário de substituição de 103 transformadores de potência devido ao alcance do seu RUL até 2030, assim como a utilização das subestações AT/MT móveis disponíveis na E-REDES, indica que não é necessário reforçar a reserva operacional de transformadores AT/MT no período de 2026 - 2030. Conforme detalhado no capítulo 3.1.2, neste Plano propõe-se, no subprograma de Renovação de Transformadores AT/MT, a substituição de 88 transformadores de potência até 2030. Os restantes transformadores estão previstos substituir ou abater no âmbito de outros projetos de investimento em curso ou previstos neste Plano.

Por essa razão, não foi considerado qualquer investimento no âmbito do subprograma “Reserva Operacional de Transformadores de Potência AT/MT” nesta proposta de Plano.

## **CAPACIDADE DE RECEÇÃO DA RND**

Após uns anos de uma certa estagnação na quantidade de novas ligações de instalações produtoras na RND, observou-se nos últimos anos o recrudescimento das intenções de novas ligações de produção renovável, principalmente solar fotovoltaica. Atualmente, temos compromissos de receção na RND de 4.288 MVA de potência de ligação, dos quais 96% se prendem com ligações de produção solar fotovoltaica.

A assunção destes compromissos não pode deixar de ter impacto na RND com a redução da capacidade de receção, verificando-se em algumas redes o seu esgotamento.

Para aumentar a capacidade de recepção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu para o PDIRD-E 2020 um subprograma específico para a reposição da capacidade de recepção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de recepção se esgotará, contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

Este subprograma tem o foco, simultaneamente, na rede AT, através do reforço de capacidade de linhas antigas e de menor secção, para ligação de novos centros electroprodutores de média dimensão, e na rede MT, através do reforço de transformação nas subestações existentes e na construção de novas subestações AT/MT.

As ações deste plano foram desenvolvidas com o objetivo principal de aumentar a capacidade de recepção. Em simultâneo, foram capitalizadas sinergias com os objetivos de renovação das redes mais antigas e com reduzida capacidade, de melhoria da qualidade de serviço técnica e de aumento da eficiência da rede, por exemplo, através da construção de novas subestações em zonas pior servidas.

No PDIRD-E 2020, considerou-se que o investimento deste subprograma deveria estar alinhado com participações devidas pelos produtores, de forma a que não resultassem custos adicionais para o ISSO. De forma a dar cumprimento à mais recente proposta de PNEC 2030, nomeadamente a nova linha de ação 3.1.9 *Promover o aumento da capacidade de recepção nas redes energéticas*, considera-se neste Plano que este subprograma deve ser continuado para além do valor estimado das participações, em alinhamento com a necessidade de investir na criação de capacidade para recepção de energia. Assim, neste Plano inclui-se o investimento necessário para a execução dos projetos já apresentados em anteriores edições de PDIRD-E, atualizado face à subida de preço entretanto verificada, e será mantida a monitorização para eventuais necessidades de projetos que possam vir a ser identificados na atualização do PDIRD-E 2024.

A realização dos projetos de investimento considerados nesta proposta de PDIRD-E 2024, direcionados para a reposição de capacidade de recepção, conduz ao aumento de cerca de 720 MVA de capacidade de recepção que, em conjunto com outros projetos de investimento previstos neste subprograma, aumentam a capacidade de recepção na RND em aproximadamente 874 MVA. No Anexo C.1 é apresentada a ficha respetiva (Ficha n.º 2).

Adicionalmente, como consequência da integração de geração distribuída nas redes observada nos últimos anos e perspetivando-se um aumento ao longo do período deste Plano, a potência de transformação em algumas subestações começa a apresentar-se como limitadora para a injeção de potência resultante do autoconsumo local. Deste modo, torna-se necessário reforçar a capacidade de transformação em algumas subestações.

Para cumprir os objetivos de integração de autoconsumo previstos no PNEC 2030, foram desenvolvidos cenários de integração de autoconsumo nas subestações AT/MT, com horizonte até 2030, com o intuito de avaliar a capacidade de recepção para autoconsumo. Decorrente da análise identificaram-se 23 transformadores AT/MT que necessitam de reforço de transformação e que se propõe resolver no período deste PDIRD, investimento que se encontra no Subprograma Integração de Autoconsumo, descrito na Ficha n.º 1.

Para os anos de 2026 – 2027, está previsto o reforço de potência em 3 subestações AT/MT, através da substituição de 3 transformadores de potência por outros de maior capacidade, estimando-se com esta substituição um aumento de 33,9 MVA na capacidade de recepção nessas subestações. A aquisição dos restantes transformadores será reavaliada em estudo subsequente, a realizar para a atualização do PDIRD-E 2024.

## REDUÇÃO DE PERDAS

Estima-se que os investimentos previstos no Plano contribuam com 119,11 GWh para a redução da energia de perdas, com a distribuição anual apresentada na tabela abaixo, que resulta da consideração dos benefícios anuais médios de redução de perdas dos principais projetos do programa de investimento direcionado a esse fim, aplicado ao restante investimento, tendo em consideração o seu impacto na eficiência de rede.

**TABELA 3.2: IMPACTO ANUAL DOS INVESTIMENTOS NA REDUÇÃO DE PERDAS AT E MT (GWH) <sup>6</sup>**

GWh	
Ano	Redução de Perdas
2026	25,6
2027	25,8
2028	23,2
2029	22,2
2030	22,3
TOTAL	119,1

<sup>6</sup> O valor de redução de perdas é reportado ao ano em que são realizados os investimentos, mas a redução só é efetiva no ano seguinte.



De acordo com o estudo de Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031 (Anexo A), prevê-se uma redução de 0,07 p.p. na taxa de perdas globais (técnicas e comerciais) em relação à energia entrada, no período de 2026 a 2031. Esta redução deve-se, principalmente, à diminuição da componente comercial (-0,24 p.p.), em linha com as medidas de combate à fraude que têm vindo a ser implementadas pela E-REDES, bem como à redução das perdas técnicas, por via do investimento a realizar, resultantes dos consumos na rede (-0,2 p.p.). Estes fatores combinados deverão compensar o aumento previsto (+0,37 p.p.) resultante do impacto da geração distribuída.

O aumento do consumo e da produção distribuída impactam a eficiência da rede aumentando as perdas técnicas. A produção distribuída e o seu aumento significativo no passado recente e previsão de crescimento futuro, destacam-se pelo seu contributo crescente no aumento das perdas técnicas. Os investimentos previstos neste Plano atenuam esse crescimento, permitindo manter as perdas técnicas na rede AT/MT em níveis considerados adequados, como indicado na Figura 3.2.

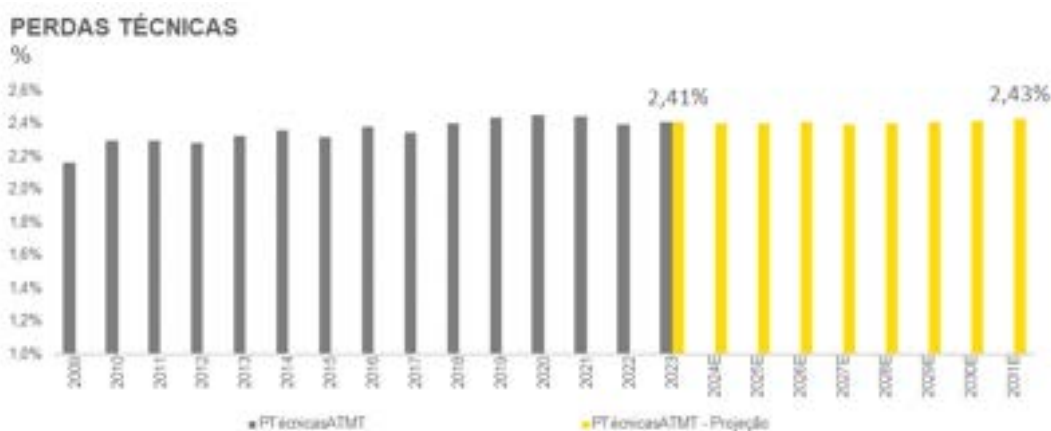


FIGURA 3.2: EVOLUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS AT/MT EM RELAÇÃO À ENERGIA DISTRIBUÍDA, 2009-2031

### INVESTIMENTO PREVISTO NO PILAR ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO

A evolução do investimento no pilar Eletrificação e Descarbonização, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar (Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Investimento de Coordenação com a Rede BT), é apresentada na figura seguinte. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano proposto.



FIGURA 3.3: INVESTIMENTO NO PILAR DE ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO, 2021-2030

O investimento previsto no pilar de Eletrificação e Descarbonização na proposta do PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 273 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 54,6 M€/ano, que compara com um investimento médio de 35,2 M€/ano no período 2021-2025.

Prevê-se uma subida do investimento do período do PDIRD anterior (2021 – 2025) para o período deste PDIRD (2026 – 2030), principalmente devido a dois fatores:

- Aumento do valor do programa Desenvolvimento de Rede, motivado pela revisão em baixa da realização entre os anos de 2021 e 2025, relacionada com dificuldades na obtenção de materiais, na aquisição de terrenos para novas subestações, assim como na obtenção de autorizações para a execução dos projetos. Estes fatores impuseram a necessidade de reprogramação de projetos, nomeadamente do subprograma de Reposição da Capacidade de Receção, o que explica também o investimento superior nos anos de 2026 e 2027, face ao elevado volume de projetos de que se encontram a terminar nestes anos. O investimento previsto neste pilar estabiliza depois nos anos de 2029 e 2030. Em 2026 será atualizado o valor do investimento necessário nos anos finais do Plano, em função da evolução da necessidade de reposição de capacidade que se verifique. Para o aumento do investimento no programa de Desenvolvimento de Rede contribui também o novo subprograma de Integração de Autoconsumo.
- Aumento do valor do programa Investimento de Coordenação com a Rede BT, para acompanhar as necessidades planeadas de crescente investimento nas redes de baixa tensão, também pressionadas pela transição energética e pela necessidade da sua modernização.

Relativamente ao Investimento de Solicitação de Terceiros, realça-se que os valores apenas são realizados perante o aparecimento dos respetivos pedidos. Desta forma, garante-se que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que o valor possa ser diferente do inicialmente previsto. Este investimento é compensado parcialmente por intermédio de comparticipações financeiras e portanto, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

### MONETIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS NO PILAR ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO

No estudo desenvolvido com o INESC TEC, que se encontra detalhado no Anexo G.2, com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar no pilar Eletrificação e Descarbonização, foram tidos em consideração os investimentos que integram os programas de investimento Investimento Obrigatório (solicitações de terceiros), Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Investimento de Coordenação com a Rede BT.

Tendo em conta a metodologia utilizada neste estudo, todos os investimentos previstos para 2026-2030 para este pilar tiveram os seus benefícios monetizados, sendo neste caso, o investimento global considerado igual ao investimento monetizado.

Os resultados obtidos apontaram que os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, são suficientes para atingir o investimento previsto no pilar Eletrificação e Descarbonização previsto no PDIRD-E 2024, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2048 (para o cenário central de consumos), tal como se pode observar na figura seguinte:



**FIGURA 3.4: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO**

Verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento neste pilar para o período 2026-2030, fundamentando assim a sua racionalidade económica. Atendendo às conclusões obtidas no estudo, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o pilar Eletrificação e Descarbonização apresentam-se adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste pilar. Destaque para os programas Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros) e Investimento de Coordenação com a Rede BT pelo maior impacto introduzido nos benefícios obtidos para o pilar, face aos restantes programas de investimento.

### 3.1.2 MODERNIZAÇÃO

Constata-se por toda a Europa um envelhecimento das redes, sendo que a rede de distribuição em Portugal não foge a esta regra, começando o ritmo de degradação da condição dos ativos a ser preocupante. A modernização das redes de distribuição desempenha assim um papel crucial na atual transição energética sendo essencial controlar o risco, modelar o investimento ao longo das próximas décadas e gerir os custos operacionais. Para além disso, uma renovação adequada dos ativos de distribuição permite manter os níveis de fiabilidade da rede, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento.

Neste pilar incluem-se os investimentos necessários para garantir uma adequada modernização dos ativos da rede, considerando o risco e a necessidade de controlar o envelhecimento dos ativos da RND, e capacitá-los para os desafios da transição energética.

A base de ativos específica da RND que se encontra totalmente amortizada atinge os 37% do total da base de ativos específica (valores de 2022). Destacam-se os ativos de subestações, pela sua importância, em que 53% do total se encontra completamente amortizado.

A E-REDES procede à monitorização do desempenho dos ativos mais críticos da RND e é da avaliação da condição e criticidade dos ativos que resulta a identificação de necessidades de renovação individual de cada um. Da base de ativos analisada, garante-se que a renovação dos ativos identificados com índice de criticidade inaceitável ao abrigo da metodologia de avaliação da condição e risco descrita no capítulo 2.1.4, se inicia dentro do período do Plano, terminando alguns projetos já depois de 2030. Ao nível mais estratégico, a E-REDES procede à identificação da idade atual dos ativos em serviço na RND e da sua evolução esperada ao longo do período de vigência do PDIRD-E. As necessidades de investimento de renovação e reabilitação são assim resumidas no documento “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT”, cujo sumário executivo se anexa ao PDIRD-E (Anexo G.4).

No início da década de 1980 ocorreu um esforço de investimento de expansão muito significativo, associado à eletrificação rural do território. Os ativos então constituídos irão ultrapassar os 45 anos durante o período de vigência do PDIRD-E. Existem, ainda, diversos ativos cuja data de construção é anterior a esse período. Adivinha-se, como resultado, a necessidade de acelerar o esforço de renovação de ativos em fim de vida, garantindo-se que esta é realizada de forma sustentável.

A título de exemplo, a Figura 3.5 apresenta o histograma do ano de fabrico dos TP AT/MT e TP MT/MT em serviço na RND. A idade média destes TP AT/MT e MT/MT é de 33,5 anos, sendo que 45% dos TP AT/MT e MT/MT têm mais de 40 anos (são anteriores a 1983). Fica evidenciada a expansão ocorrida durante a primeira metade da década de 1980, no que diz respeito a estes ativos.

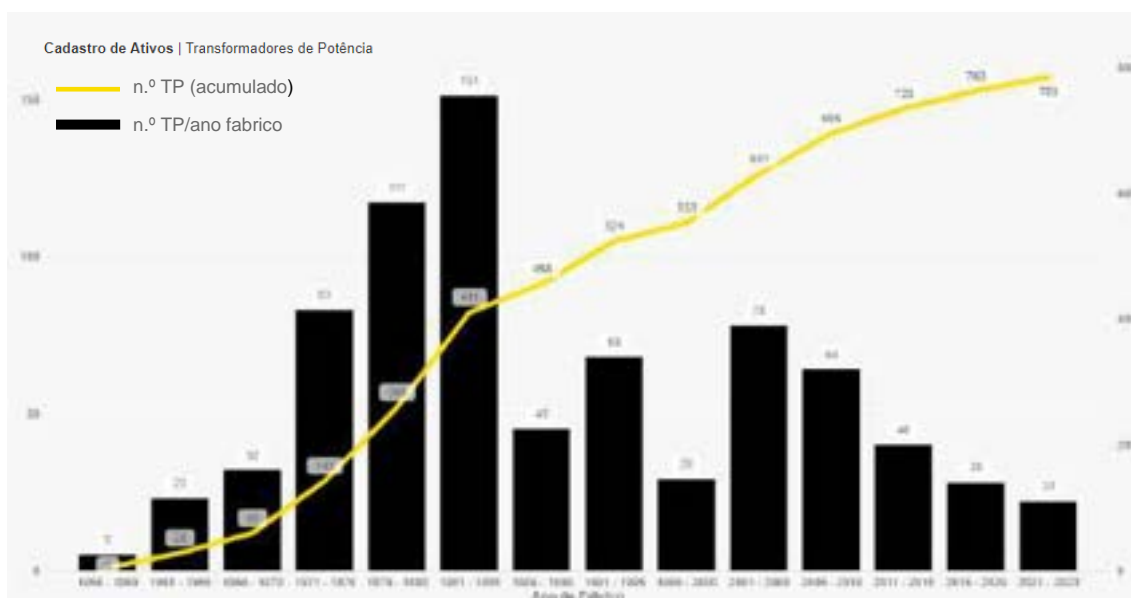
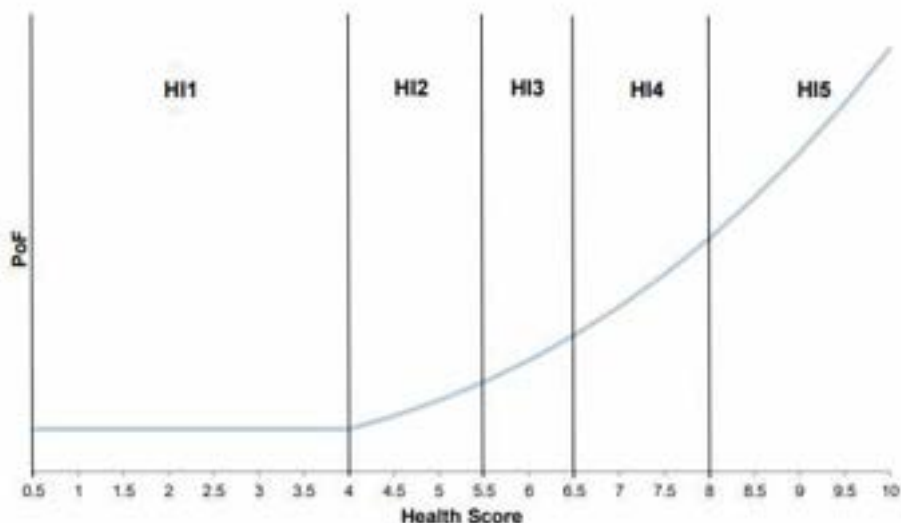


FIGURA 3.5: ANO DE FABRICO DOS TP AT/MT E MT/MT EM EXPLORAÇÃO

Para a generalidade dos ativos, o envelhecimento traduz-se numa degradação da condição e numa maior probabilidade de falha. A não substituição de ativos em fim de vida útil irá, assim, resultar na ocorrência dessas falhas, originando a necessidade de proceder à renovação de ativos com carácter de urgência. A título ilustrativo, apresenta-se na Figura 3.6 uma curva relacionando a probabilidade de falha (PoF) com o índice de saúde (Health Score) dos ativos (fonte: “DNO Common Network Asset Indices Methodology”, uma metodologia de avaliação de risco de ativos de redes de distribuição usada pelos operadores de rede britânicos e reconhecida pelo regulador britânico (ofgem). A probabilidade de falha de um ativo apresenta um comportamento exponencial em função da sua condição, sendo que esta é influenciada pela idade, modificada por parâmetros relacionados com a utilização e condições de uso.



**FIGURA 3.6: RELAÇÃO ENTRE SAÚDE E PROBABILIDADE DE FALHA (FONTE: “DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY”)**

As necessidades de investimento associadas à renovação de ativos, tendo em conta a sua condição, foram avaliadas para as principais classes de ativos da RND e descritas no documento “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT”<sup>7</sup>, cujo sumário executivo se anexa ao PDIRD-E (Anexo G.4). A análise aos ativos incidiu sobre:

#### a) Redes AT

A idade média dos troços AT aéreos em exploração é de cerca de 30 anos, sendo a idade média dos troços AT subterrâneos em exploração de cerca de 22 anos. A rede AT apresenta um desempenho adequado sendo, contudo, de sublinhar que cerca de 25% da rede aérea tem 40 ou mais anos, sendo necessário investir pontualmente em troços de rede com maior risco ou próximos do seu fim de vida.

Foi contemplado neste plano um investimento de 25,8 M€ para a renovação de 276 km de rede aérea AT, com o intuito de garantir um envelhecimento de 4 anos da idade média deste ativo no final do período do plano. No caso da rede subterrânea AT, prevê-se que o investimento de 11,2 M€ permitirá renovar 27 km de rede e garantir que a sua idade média não aumentará mais de 3 anos.

#### b) Redes MT

A idade estimada dos troços MT aéreos em serviço é de cerca de 25,4 anos, sendo a idade média estimada dos troços subterrâneos de cerca de 19 anos.

As necessidades de investimento associadas a renovação de rede aérea MT, no pressuposto de que a sua idade média aumenta cinco anos de 2023 até 2030, implicou a consideração de investimento de 53 M€ para a renovação de 1.145 km no período 2026 – 2030. Embora a rede subterrânea MT tenha vindo a registar um desempenho adequado, existem alguns cabos que têm vindo a registar taxas anuais de avarias crescentes nos últimos anos em determinadas zonas geográficas (Lisboa, Loures e Algarve) pelo que se deu continuidade neste Plano ao subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias” (8,8 M€).

A substituição de rede aérea antiga por redes dimensionadas de acordo com as atuais exigências de projeto, aumenta a resiliência da rede face fenómenos atmosféricos adversos.

As necessidades de investimento associadas à renovação de rede subterrânea MT, no pressuposto de que a sua idade média aumenta três anos até 2030, implicou o planeamento da renovação de 803 km no período 2026 – 2030, o que representa um investimento de 59,6 M€.

#### c) Rede de Fibra Ótica

A instalação de fibra ótica iniciou-se nos anos 90 pelo que no período 2026-2030 torna-se necessário realizar investimento que permita a sua renovação. O coeficiente de atenuação do sinal vai piorando à medida que a idade aumenta, sendo que a resiliência, disponibilidade e qualidade das comunicações depende da boa condição da fibra ótica.

<sup>7</sup> Neste estudo, para o cálculo do envelhecimento dos ativos no final do período do plano foi utilizado como referência a idade média verificada no ano de 2023. Assim, os investimentos a realizar entre 2024 e 2025 também influenciarão a idade média dos ativos prevista em 2030.

Nesta proposta de PDIRD-E 2024 está previsto um investimento de 26,5 M€ para renovação de 50% da Fibra Ótica com mais de 30 anos (240 km) e de 25% de situações com idade compreendida entre os 25 e 30 anos em 2030 (1.080 km). Este investimento para além de melhorar a condição degradada deste ativo vai também diminuir a pressão de investimento no período posterior ao deste plano (2031 – 2035). Releva-se que relativamente ao investimento previsto em fibra ótica apenas se considera 50% do total, que corresponde à parcela regulada.

#### **d) Transformadores AT/MT e TP MT/MT**

Conforme já referido neste documento, a idade média dos transformadores de potência AT/MT e MT/MT em exploração é de 33,5 anos. Embora os TP em serviço apresentem um desempenho adequado, registam-se preocupações com o envelhecimento de 45% do parque de TP (com mais de 40 anos), agravadas com o elevado tempo que se tem verificado para a aquisição deste tipo de equipamento (24 meses).

De acordo com o modelo de estimativa da vida útil restante (RUL) dos transformadores de potência (PATH), desenvolvido entre o INESC TEC e a E-REDES e apresentado no PDIRD-E 2018, espera-se que 103 transformadores de potência AT/MT e MT/MT atinjam o final da sua vida ao longo do período 2026-2030.

Para a substituição dos transformadores de potência identificados deu-se continuidade neste Plano ao subprograma criado em anterior edição do PDIRD-E designado por Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT. Neste subprograma prevê-se a substituição de 88 transformadores de potência sendo os restantes substituídos ou abatidos por outras motivações.

Assim, as necessidades de investimento associadas à substituição da totalidade de transformadores de potência que tenham RUL a terminar no período 2026 – 2030 são de 55 M€. A realização deste investimento irá permitir que a idade média dos transformadores de potência passe dos 33,5 anos para os 31,3 anos em 2030.

A não realização do investimento proposto neste plano resultaria num aumento do número de unidades a serem substituídas e do investimento a ser realizado após 2030. Isso seria de difícil execução, colocando em risco a segurança de abastecimento e o alcance das metas definidas no PNEC 2030. De referir ainda que o tempo estimado para a substituição de um transformador AT/MT é de 2 anos, o que reforça a necessidade de um plano para substituição deste ativo tão valioso para a Rede Nacional de Distribuição.

#### **e) Disjuntores AT e MT e URT/SPCC**

Relativamente às necessidades de renovação dos disjuntores AT e MT e de URT/SPCC instalados em subestações e postos de corte, foram considerados os objetivos que seguidamente se apresentam para dimensionamento da verba a alocar à renovação destes ativos, e que corresponde a um investimento de cerca de 120M€. No entanto, as intervenções de renovação de ativos em subestações têm que ser vistas de forma holística, procurando sinergias sempre que possível entre as intervenções no andar de MT, no andar de AT e no SPCC, pelo que a verba identificada foi distribuída de acordo com a priorização destas necessidades com base na condição e risco dos ativos e considerando a necessidade de coordenação entre intervenções na mesma subestação.

A título de exemplo, no caso das URT/SPCC, considerou-se como objetivo o envelhecimento de 3 anos, pelo que seria necessário efetuar a renovação de 48 URT/SPCC no período 2026 – 2030. No entanto, o investimento considerado no plano supera o estimado no estudo de “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT”, o que advém da necessidade acrescida de substituição/instalação deste tipo de equipamento associada à instalação e remodelação de subestações previstas neste Plano, prevendo-se a substituição de um total de 56 SPCC durante o período do Plano, conforme indicado na Ficha n.º 28.

- **Disjuntores AT**

A idade média dos disjuntores AT em exploração é de 26,7 anos. Embora estes ativos tenham uma idade média inferior à vida útil e apresentem um desempenho adequado, verifica-se que existem alguns disjuntores com idade superior a 40 anos (19%). Assim, a renovação de disjuntores AT será feita atendendo à sua condição e dando-se prioridade à eliminação dos disjuntores a óleo devido à falta de peças para se efetuar uma manutenção adequada.

Neste PDIRD-E 2024, considerou-se a verba indicada para manter a idade média deste ativo até 2030, o que em teoria permitirá a renovação de 183 disjuntores AT.

- **Disjuntores MT**

A idade média dos disjuntores MT em exploração é de 23,4 anos. A renovação de disjuntores MT será feita atendendo à sua condição e deverá incidir prioritariamente sobre os disjuntores a óleo e SF6, estes últimos com impacto positivo na sustentabilidade e ambiente.

Neste PDIRD-E 2024, considerou-se a verba indicada para envelhecimento de um ano até 2030 durante o período 2026-2030, o que corresponde em teoria a renovar 703 disjuntores MT.

Considerando a necessidade de iniciar o fase-out do SF6 no período deste PDIRD-E, estima-se um sobrecusto para a substituição de disjuntores AT e MT, que foi também incluído neste PDIRD-E.

- URT/SPCC

A idade média das URT/SPCC em exploração é de 13,3 anos. Ainda que a idade seja um indicador relevante para aferição da condição e eventual obsolescência dos SPCC, foram utilizados critérios adicionais na identificação de unidades a modernizar. Nomeadamente, a perda de assistência a eventuais reparações de unidades e a impossibilidade de obtenção de peças de reserva para substituição, por descontinuidade da assistência a modelos obsoletos por parte dos respetivos fabricantes. Entre os modelos já descontinuados pelos seus fabricantes e que se mantêm em serviço, foi prevista a remodelação de algumas destas unidades para libertar peças de reserva para as restantes.

Neste PDIRD-E 2024, considerou-se a verba indicada para o envelhecimento de 3 anos das URT/SPCC, pelo que seria necessário efetuar a renovação de 48 URT/SPCC no período 2026 – 2030.

**f) Equipamentos Acessórios em Subestações**

Existem necessidades de intervenção de renovação em outros ativos instalados nas subestações e postos de corte da RND, que representam um investimento mais reduzido no pilar da modernização e que se sintetizam na Tabela 3.3:

**TABELA 3.3: INVESTIMENTO PREVISTO EM OUTROS ATIVOS QUE CONSTITUEM AS SE E PC ENTRE 2026 E 2030**

ATIVO	IDADE MÉDIA (ANOS)*	QUANTIDADES A RENOVAR	OBJETIVO (2030)
Escalões de baterias de condensadores	22,7	23	Envelhecer 4 anos
Baterias e Sistemas de Alimentação em CC	9,8	97	Envelhecer 2 anos
Sistema de Neutro (reatância e resistência)	18,8	26	Envelhecer 4 anos

\* Situação em dezembro de 2023

A necessidade de substituição de Sistemas de Climatização, fundamentais para garantir o prolongar da vida útil dos sistemas de alimentação em corrente contínua, sistemas de proteção, comando e controlo e sistemas de telecomunicações, é uma preocupação mais recente, dado que as novas gerações de alguns ativos passaram a ser microprocessados e por isso mais sensíveis à temperatura. Estas necessidades estão a ser acompanhadas e serão incluídas para execução sempre que necessário, dentro das verbas previstas em Plano.

Para além dos equipamentos acessórios já mencionados, inclui-se neste Plano a necessidade de Substituição de Transformadores de Corrente do tipo SEV 60 (EFACEC), atendendo-se aos incidentes nos Posto de Corte de Trajouce e Fanhões que impactaram na segurança de bens e na continuidade do fornecimento de energia.

Neste Plano, dá-se continuidade ao subprograma que contempla as intervenções em sistemas de alimentação em corrente contínua, e é criado um subprograma para a renovação dos restantes ativos referidos, com o nome de Renovação de Equipamentos Acessórios em Subestações (Ficha n.º 23).

Para além dos investimentos descritos anteriormente, para os quais estão definidos objetivos relativamente ao seu envelhecimento no período do PDIRD-E 2024, estão propostas intervenções noutros ativos devido à sua condição, dos quais se destaca a renovação das celas MT de PTD e PS, uma vez que se tem verificado nos últimos anos um crescimento de necessidades de intervenções nestes ativos. Neste campo, inclui-se também a necessidade de promover a melhoria de terras das instalações das redes de alta e média tensão, nomeadamente em subestações, postos de seccionamento e apoios com OCR.

Com o envelhecimento dos ativos da rede, tem-se verificado em alguns casos uma degradação mais acelerada que o expectável, tornando-se necessária a sua substituição. Para isso, neste PDIRD é proposta a criação de um subprograma para renovação de ativos com degradação acelerada, que possibilite a incorporação em plano de projetos de renovação de ativos não identificados nominalmente. Estes projetos serão indicados anualmente, de acordo com os mecanismos em vigor para a sua comunicação.

Neste PDIRD-E 2024, dá-se ainda continuidade ao plano de renovação dos equipamentos de telecomando da rede aérea MT, através da renovação de equipamentos obsoletos e amortizados na sua totalidade (IAR, OCR1, IAT e SAT), por equipamentos mais atuais com outras funcionalidades que permitem contribuir para manter os atuais bons níveis de qualidade de serviço.

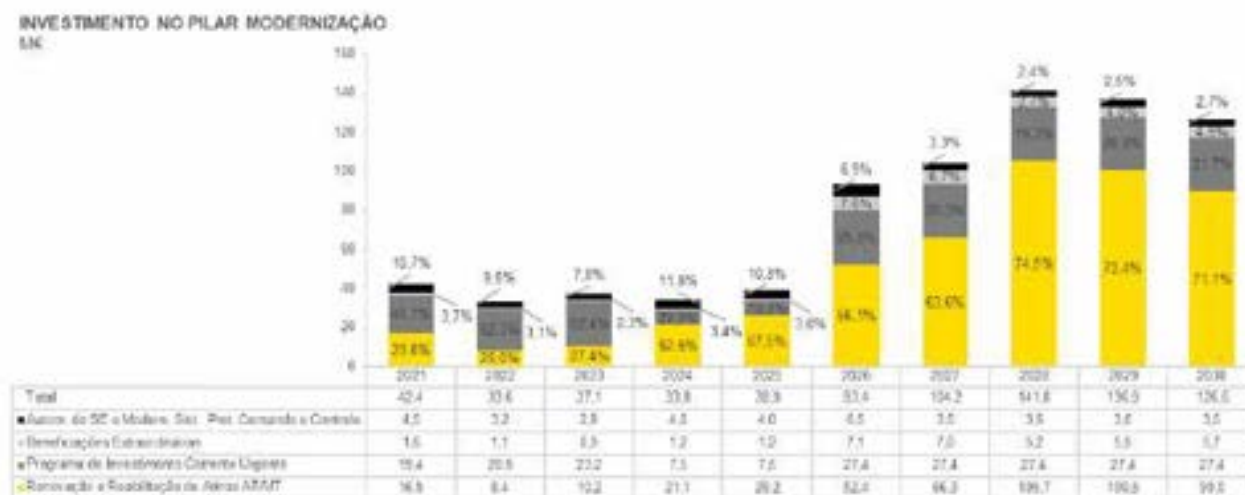
Outra das apostas deste plano está na automação de subestações pela instalação ou melhoria de automatismo e proteções afetos às instalações da RND. São exemplos deste tipo de automatismo os Sistemas de Detecção de Defeitos Resistivos (SDDR) ou a funcionalidade de deslastre de frequência. Para além de melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número de incidentes, estes automatismos facilitam a operação e condução da rede e o aumento da eficiência operacional.

Por fim, reforça-se o investimento corrente urgente relacionado, em parte, com o envelhecimento da rede. A avaria de um ativo não renovado antecipadamente, traduz-se numa degradação do desempenho da rede, com o aumento do número de falhas e dos custos associados a intervenções de investimento de natureza corrente urgente e de manutenção corretiva.



## INVESTIMENTO PREVISTO NO PILAR MODERNIZAÇÃO

A evolução do investimento no pilar Modernização, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar (Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Programa de Investimento Corrente Urgente e Beneficiações Extraordinárias), é apresentada na figura seguinte. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano proposto.



**FIGURA 3.7: INVESTIMENTO NO PILAR MODERNIZAÇÃO 2021-2030**

O investimento previsto no pilar Modernização na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 602,8 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 120,6 M€/ano, que compara com um investimento médio de 37,2 M€/ano no período 2021-2025.

Verifica-se um grande aumento do período 2021 – 2025 para o período deste PDIRD-E, por se estar a propor neste PDIRD uma mudança na abordagem à gestão dos ativos, que reflete uma estratégia robusta de investimento e que prioriza a adequação da rede de distribuição às exigências da transição energética e à garantia de qualidade de serviço. Esta nova abordagem consiste em controlar o envelhecimento da rede, mantendo a priorização das necessidades com base na condição e risco dos ativos, de forma a não comprometer o período seguinte (2031 – 2035) com o que se designa de dívida cinzenta, que poderia acontecer como resultado de subinvestimento no período 2026 – 2030.

Esta estratégia tem o seu principal impacto no programa de Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, mas também nas Beneficiações Extraordinárias. Propõe-se, neste Plano, a desaceleração do envelhecimento da rede, com a renovação de 2.255 km, o que representa cerca de 3% do total da rede AT e MT, e para o qual serão investidos um total de 150 M€. Propõe-se ainda o rejuvenescimento do parque de transformadores de potência, com a substituição de todos os transformadores que atingem o final da sua vida útil até 2030, num investimento de 55M€. De destacar também o investimento na renovação de subestações, a atingir cerca de 145M€, investimento significativo em modernização que permite igualmente dotar alguns ativos de novas funcionalidades, como é o caso dos SPCC. O aparecimento de novas rubricas, como a renovação da rede de fibra ótica (13M€), contribuem também para a subida do valor do investimento neste programa.

No período deste PDIRD, continuará, no entanto, a verificar-se a necessidade de subida do Investimento Corrente Urgente, em resposta ao envelhecimento da rede que conduz a um maior número de solicitações.

Nos anos de 2026 e 2027, pretendeu-se começar a dar resposta às necessidades de investimento em modernização, mas permitindo uma transição face ao período anterior. O investimento máximo em renovação de ativos é atingido no ano de 2028, verificando-se um decréscimo até 2030 motivado pela redução do investimento previsto na renovação de transformadores e na renovação de subestações.

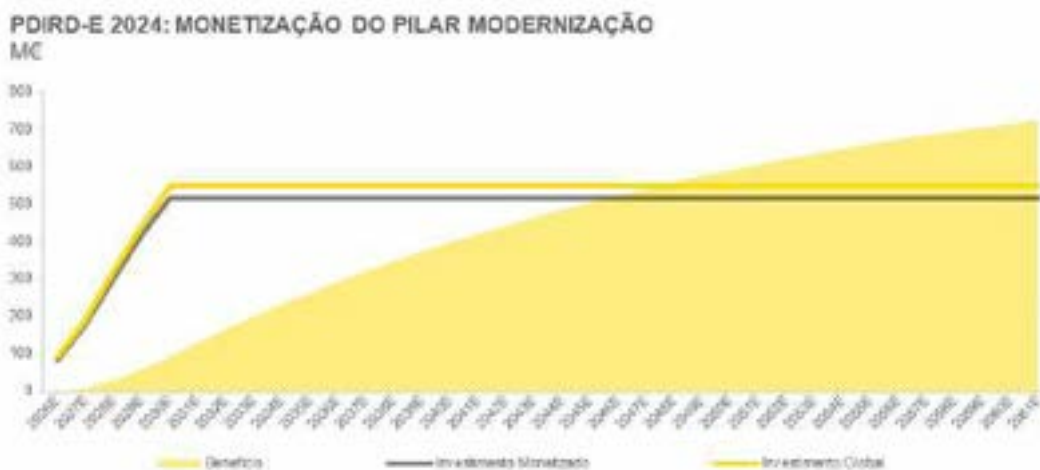
## MONETIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS NO PILAR DE MODERNIZAÇÃO

No estudo desenvolvido com o INESC TEC, usado para caracterizar os impactos dos investimentos e identificar e monetizar os benefícios decorrentes desses investimentos a realizar no pilar Modernização, foram tidos em consideração os investimentos que integram os programas de investimento "Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Programa de Investimento Corrente Urgente e Beneficiações Extraordinárias.

Os benefícios decorrentes dos investimentos para este pilar são obtidos pelo somatório das contribuições a 100% de cada um dos programas de investimento elencados anteriormente.

Para a obtenção destes resultados foram considerados os investimentos globais do plano, assim como o investimento monetizado conforme explicação dada no estudo presente no Anexo G.2.

Na figura seguinte apresentam-se os resultados obtidos, verificando-se que os investimentos para este pilar se caracterizam por uma rápida monetização.



**FIGURA 3.8: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA MODERNIZAÇÃO**

Os resultados obtidos apontaram que os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, são suficientes para atingir o investimento previsto neste pilar, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2046 e 2048, respetivamente, considerando o investimento monetizado ou o global.

Atendendo às conclusões do estudo, acima referidas, sobre a racionalidade técnico-económica dos investimentos, com benefícios para a sociedade, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o pilar Modernização são adequados às necessidades da rede e ao cumprimento dos objetivos para este pilar.

### 3.1.3 RESILIÊNCIA E AMBIENTE

A energia elétrica constitui o setor mais crítico considerando a dependência/ interdependência de outros setores como os transportes, água, serviços de emergência, telecomunicações. A perda de energia elétrica em sistemas de transporte e distribuição é uma das questões mais desafiadoras tanto para a indústria da energia quanto para os consumidores. Tal se deve à elevada e crescente dependência que as sociedades modernas têm da energia elétrica e aos dispendiosos procedimentos associados à recuperação dos sistemas de energia. A perda de energia elétrica deve-se essencialmente a três principais razões: interrupções de energia causadas por desastres naturais, problemas técnicos e/ou interrupções causadas pelo homem. De entre estas causas, o papel dos desastres naturais, especialmente eventos climáticos extremos (eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto), é um dos mais significativos. Devido às alterações climáticas nas últimas décadas, o número e a severidade dos eventos relacionados com o clima aumentaram em todo o mundo.

Adicionalmente, os cenários climáticos mais realistas para a Península Ibérica indicam para as próximas décadas um claro aumento dos períodos prolongados de seca e da ocorrência de ondas de calor, que concorrem para uma maior frequência e severidade dos grandes incêndios florestais e aumentos no consumo de energia. Por outro lado, as inundações repentinas, associadas a ciclones (extratropicais e cada vez mais a furacões tropicais), assim como a depressões muito intensas (tempestades) com rajadas de vento extremas, tornam evidente a necessidade do aumento da resiliência das redes elétricas.

A interdependência da rede elétrica é essencial, mas ao mesmo tempo uma vulnerabilidade de todas as infraestruturas críticas, sendo por isso imperativo para o ORD a tendência de ampliar, dirigir e promover a prática da resiliência de forma transversal na gestão da infraestrutura de rede e no exercício dos serviços que materializam a sua missão. Redes mais resilientes não apenas garantem um fornecimento de eletricidade confiável, mas também servem como espinha dorsal vital para a integração de energias renováveis e sistemas de armazenamento nos sistemas de energia. Melhorar a análise de dados, a digitalização e a transparência dos dados sobre as interrupções é também essencial para fornecer uma melhor perceção sobre os motivos das falhas e ajudar a desenvolver medidas preventivas.

Face aos desafios de mudança que englobam a transição energética, impactada pelas alterações climáticas, com a crescente eletrificação digitalização da economia e suportada pelo enquadramento de aceleração das políticas europeias e nacionais (PNEC 2030), torna-se necessário reforçar a perspetiva de abordagem do planeamento à resiliência da rede.

À medida que os sistemas e infraestruturas evoluem, para acomodar o rápido crescimento na utilização de eletricidade, surge uma oportunidade única de desenvolvimento de redes elétricas resilientes que permitam mitigar riscos futuros no funcionamento do sistema elétrico ao longo desta transição. Refere-se que estes objetivos não deverão ser alcançados isoladamente ou à custa da proteção ambiental e da conservação dos



*habitats* mais vulneráveis, pelo que se mantêm relevantes os investimentos de promoção ambiental prosseguidos em ciclos de planeamento anteriores, destacando igualmente a elaboração de uma nova Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) que acompanha o PDIRD-E 2024.

A oportunidade de implementar novas soluções, novas tecnologias e novos regimes operacionais, faz com que seja necessário considerar nos investimentos de desenvolvimento e renovação da rede, abordagens que permitam minimizar o risco climático. Estes investimentos devem igualmente ajudar a mitigar custos significativos de reparação e recuperação das infraestruturas de rede, para além dos crescentes custos para a sociedade relacionados com as interrupções de fornecimento de energia. Por conseguinte, as alterações climáticas, incluindo o seu impacto na ocorrência de fenómenos extremos, devem ser tidas em conta nos ciclos de planeamento da rede.

No decurso da elaboração dos cenários climáticos de base ao Roteiro Nacional para Adaptação 2100 (RNA2100), o ORD promoveu junto da academia a realização de um estudo que analisou o risco climático das infraestruturas da E-REDES, com o objetivo de desenvolver o conhecimento científico necessário e aplicado sobre os efeitos esperados da ação climática tendo em conta os cenários de evolução para os riscos mais relevantes, e consequentemente suportar as necessidades de investimento no planeamento resiliente das redes de distribuição. Para além da consideração dos 'perigos climáticos', o referido estudo considera a exposição e a vulnerabilidade da rede para melhor avaliação dos riscos climáticos.

O planeamento baseado na resiliência é crucial para a atual infraestrutura da rede de distribuição por várias razões, das quais se destacam:

- Aumento de ameaças. As redes de energia elétrica enfrentam mais ameaças do que nunca. Eventos climáticos extremos, como tempestades e inundações, são cada vez mais frequentes e intensos devido às alterações climáticas. Os ataques cibernéticos são uma preocupação crescente, podendo causar interrupções generalizadas. O planeamento da resiliência ajuda a rede a resistir a estas perturbações.
- Infraestruturas envelhecidas. Grande parte da infraestrutura das redes elétricas existentes estão a envelhecer e a aproximar-se do fim da sua vida útil. Isso torna-as mais suscetíveis a falhas e interrupções. O planeamento da resiliência centra-se na modernização e nas atualizações para melhorar a capacidade das redes em lidar com estes problemas.
- Integração de Energias Renováveis. A crescente dependência de fontes de energia renováveis como a solar e a eólica introduz graus adicionais de variabilidade na rede. O planeamento da resiliência ajuda a integrar estas energias renováveis, incorporando soluções de armazenamento e estratégias de gestão da rede.
- Interrupções em cascata. Uma falha numa parte da rede pode rapidamente propagar-se para outras áreas, causando quebras de fornecimento de energia generalizadas. O planeamento da resiliência visa criar uma rede mais segmentada com redundância adicional a fim de evitar estes efeitos em cascata.

Genericamente, o conceito de resiliência possui características tanto de longo quanto de curto prazo, podendo considerar-se três categorias de acordo com o tempo de ocorrência dos eventos, incluindo planeamento, resposta e recuperação. O planeamento baseado em resiliência inclui todas as medidas de longo prazo para melhorar a resiliência dos sistemas de energia.

Ao planear proactivamente tendo em conta estes desafios, as abordagens baseadas na resiliência podem garantir um fornecimento de energia mais fiável e seguro. Várias medidas podem ser tomadas para aumentar a resiliência da rede, incluindo melhorias de infraestruturas, integração de recursos energéticos distribuídos, investimentos em tecnologias de redes inteligentes ou melhores práticas de gestão da vegetação. Estas ações podem reforçar significativamente a capacidade da rede para resistir a perturbações, e têm sido alvo de vários estudos científicos. As estratégias para o planeamento baseado na resiliência de longo prazo para sistemas de distribuição de energia podem ser classificadas em duas categorias gerais: abordagens baseadas no aumento da robustez da rede e abordagens baseadas na melhoria da capacidade operacional da rede.

Neste campo, os incêndios florestais e os temporais (eventos climáticos extremos) ou os ataques cibernéticos (crescentes com o aumento da digitalização) têm vindo a ganhar especial relevância e são cada vez mais uma componente crítica na gestão dos riscos e resiliência das comunidades, para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação. Assim, a prática da resiliência é mais do que apenas o fornecimento de uma fonte segura e contínua de energia e, neste sentido, vai para além do conceito mais específico da qualidade de serviço no ORD. No âmbito do PDIRD-E 2024, o tema da resiliência, para além de se relacionar com a modernização de ativos (capítulo 3.1.2) e com a segurança cibernética (capítulo 3.1.4), é endereçado maioritariamente através do objetivo de manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço, da abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível e do aumento da resiliência de redes aéreas através da adequação de redes aéreas com distâncias que podem colocar em causa as exigências regulamentares.

No âmbito do pilar da Resiliência e Ambiente, procura-se, assim, a manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede, assegurada também por via do cumprimento de obrigações de natureza regulamentar e legal, mantendo-se o foco nas preocupações ambientais. Atende-se, ainda, às recomendações para a Qualidade de Energia Elétrica (QEE), em conformidade com o disposto na NP EN 50160, bem como às exigências para a sua monitorização (este tópico é analisado em mais detalhe no capítulo 8.3).

No que se refere às preocupações ambientais, a E-REDES tem vindo a implementar uma série de medidas específicas de natureza ambiental. As medidas de maior destaque estão relacionadas com:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;

- Correção de linhas no âmbito da proteção da avifauna;
- Remoção de materiais contendo amianto;
- Enterramento de linhas aéreas AT/MT.

Para este último ponto existe um subprograma específico, designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Este subprograma tem como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição AT e MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas, contribuindo também para o aumento da resiliência da rede.

Assim, nesta proposta do Plano, o investimento no âmbito do pilar da Resiliência e Ambiente é essencialmente dirigido para:

- Manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço técnica global;
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Aumentar a resiliência das redes aéreas;
- Promover o enterramento de rede aéreas em zonas de elevada densidade habitacional;
- Instalar equipamentos que mitiguem a consequência de acidentes ambientais;
- Atuar nas linhas aéreas de forma a proteger a avifauna envolvente;
- Adequar a rede aérea às exigências regulamentares;
- Cumprir a legislação associada às faixas de gestão de combustível;
- Mitigar potenciais riscos inerentes à exploração da RND.

Importa ainda ressaltar que a existência na RND de vários níveis de tensão MT na mesma zona comporta limitações no planeamento e na exploração da rede, com impacto negativo na qualidade de serviço técnica, traduzindo-se nomeadamente em dificuldades de exploração em regime perturbado.

Tal facto conduziu à necessidade de definição de uma estratégia de orientação para o desenvolvimento destas redes, quer em zonas de fronteira como em zonas de sobreposição ou em pequenas bolsas (ilhas), e que consiste na eliminação progressiva da sobreposição dos níveis de tensão e das pequenas ilhas (com uma única alimentação).

Uma vez que os projetos de conversão de redes MT envolvem volumes de investimento elevados, neste PDIRD-E será dada continuidade a esta estratégia, continuando a executar os projetos de forma progressiva, quando economicamente viáveis ou desde que identificada necessidade de intervenção e não exista melhor alternativa técnica.

Entretanto, todas as novas instalações a estabelecer nas zonas de alteração do nível de tensão serão efetuadas com o isolamento adequado para o nível de tensão superior.

### HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS INDICADORES GERAIS DE QST

Desde 2009, assistiu-se a uma melhoria significativa dos níveis de qualidade de serviço, tendo-se atingido valores de TIEPI inferiores a 50 min por 3 vezes no último quinquénio, conforme pode ser visto na figura seguinte:



**FIGURA 3.9: EVOLUÇÃO DO INDICADOR TIEPI MT, 2009-2023**

De facto, a melhoria da qualidade de serviço foi um dos principais drivers de investimento dos PDIRD-E anteriores e os resultados obtidos mostram que esse investimento produziu os efeitos desejados, tendo-se assistido a uma trajetória decrescente e estando neste momento numa fase mais estável, de manutenção da qualidade de serviço.

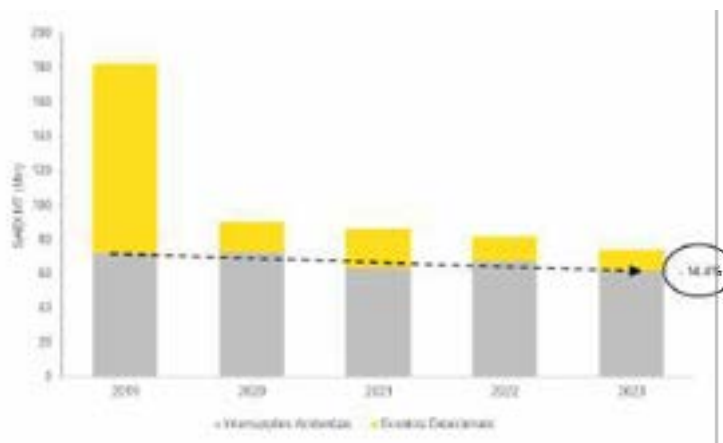
De forma a permitir uma análise mais detalhada, na Tabela 3.4 encontram-se os valores para o TIEPI e para os restantes indicadores gerais de continuidade de serviço<sup>8</sup>, com e sem exclusões:

**TABELA 3.4: INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO, 2019 A 2023**

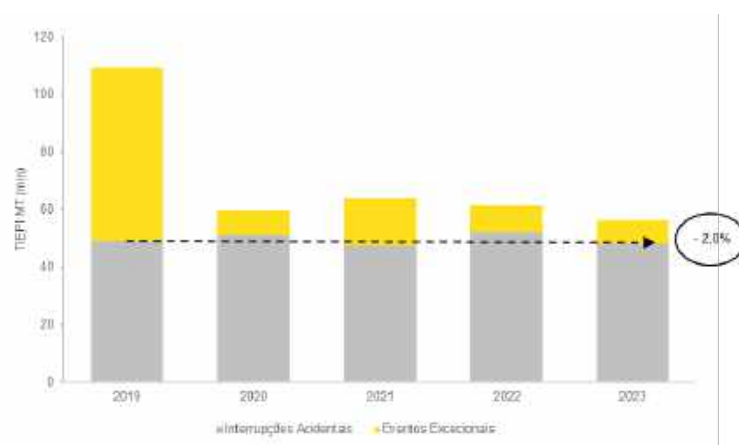
INDICADOR	2019		2020		2021		2022		2023	
	SEM EXCLUSÕES	COM EXCLUSÕES	SEM EXCLUSÕES	COM EXCLUSÕES	SEM EXCLUSÕES	COM EXCLUSÕES	SEM EXCLUSÕES	COM EXCLUSÕES	SEM EXCLUSÕES	COM EXCLUSÕES
TIEPI MT (min)	109,30	49,13	59,57	51,12	63,98	47,53	61,86	52,34	56,29	48,13
SAIDI MT (min/PdE)	182,10	72,22	90,83	72,67	86,37	63,57	82,05	67,47	74,53	61,83
END MT (MWh)	7790	3442	4147	3542	4444	3318	4705	3945	4362	3729
SAIFI MT (Int.Longas/PdE)	2,68	1,74	1,98	1,75	2,05	1,63	1,88	1,70	1,80	1,57
MAIFI MT (Int.Breves/PdE)	11,11	9,28	9,76	9,33	9,33	8,82	8,72	8,37	9,12	8,52

TIEPI MT – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada em MT referente a interrupções longas (minutos);  
 SAIDI MT – Duração média das interrupções longas do sistema na rede MT (minutos/PdE);  
 END MT – Energia não distribuída nos PdE devida a interrupções longas (MWh);  
 SAIFI MT – Frequência média das interrupções longas do sistema na rede MT (interrupções/ PdE);  
 MAIFI MT – Frequência média das interrupções breves no sistema na rede MT (interrupções/ PdE).

Da análise da tabela verifica-se que em 2019 a qualidade de serviço foi muito afetada pelos eventos meteorológicos excecionais que afetaram Portugal continental de forma significativa nesse ano, dos quais se destacam a Tempestade Helena e as Depressões Elsa e Fabien, e que explicam em grande parte a diferença que se verifica nos indicadores com e sem exclusões, conforme se pode comprovar também da análise da Figura 3.10 e da Figura 3.11. Excluído o impacto dos eventos excecionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT em 2023 sofreram uma redução de 14,4 % e 2%, respetivamente, face aos valores registados em 2019, traduzindo uma tendência de melhoria destes indicadores. A diferença registada entre a redução de SAIDI MT e TIEPI MT deve-se ao aumento da potência instalada registada no horizonte temporal em análise.



**FIGURA 3.10: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT, 2019-2023**



**FIGURA 3.11: EVOLUÇÃO DO INDICADOR TIEPI MT, 2019-2023**

<sup>8</sup> O cálculo dos indicadores atendeu aos requisitos do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural em vigor (Regulamento n.º 826/2023 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 146 de 28 de julho de 2023). Assim, para efeitos de determinação dos indicadores de continuidade de serviço, são consideradas as interrupções breves (de 1 segundo a 3 minutos) e as interrupções de longa duração (superiores a 3 minutos). O cálculo dos indicadores considera todas as interrupções que afetem os PdE, independentemente da origem, excluindo aquelas que com origem em instalação do cliente não interrompam outros clientes, em conformidade com o disposto no n.º 1, n.º 2 e n.º 3 do artigo 20 do RQS.

Complementarmente, salienta-se que os investimentos realizados nos últimos anos na melhoria da continuidade do fornecimento de energia conduziram a uma redução no indicador MAIFI MT de 8,2% e no SAIFI de 9,8% no período 2019-2023 (não considerando o impacto dos eventos excepcionais). Por sua vez, o indicador END MT registou um aumento de 8,3% no mesmo período. Este aumento do valor absoluto é acompanhado de um aumento da energia entrada, verificando-se uma variação muito pequena no rácio entre a END e a energia entrada na RND.

Na tabela seguinte encontram-se os indicadores de continuidade de serviço, SAIDI MT e SAIFI MT, por zona geográfica de qualidade de serviço<sup>9</sup> (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excepcionais, no período 2019 a 2023. As localidades classificadas como zona A são aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço mais exigente e as localidades classificadas como zona C aquelas a que corresponde o nível de qualidade de serviço menos exigente.

**TABELA 3.5: INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO POR ZONA GEOGRÁFICA, 2019-2023**

INDICADOR POR ZONAS	ZONA GEOGRÁFICA	PADRÕES 2019-2021	PADRÕES 2022-2023	Acumulado Ano				
				2019	2020	2021	2022	2023
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3	2	0,45	0,49	0,55	0,63	0,57
	B	4	3	0,78	0,77	0,82	0,87	0,78
	C	7	4	1,48	1,49	1,24	1,30	1,20
SAIFI MT (Interrupções/PdE)	A	3	2	0,71	0,72	0,79	0,90	0,83
	B	5	3	1,17	1,17	1,22	1,26	1,19
	C	7	4	2,11	2,14	1,92	2,00	1,84

A análise da tabela permite verificar que, no período considerado, para os indicadores SAIDI MT e SAIFI MT, foram integralmente cumpridos os padrões gerais de continuidade de serviço conforme estabelecido no RQS, Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no setor Elétrico e no Setor do Gás Natural” e para as diferentes zonas de qualidade de serviço de Portugal Continental.

Assim, no sentido de continuar a corresponder às expectativas dos clientes, a E-REDES tem como objetivo assegurar a manutenção dos níveis de qualidade de serviço já alcançados, através da realização de investimentos em programas que genericamente contribuem para a qualidade de serviço técnica, dos quais se destaca a Renovação e Reabilitação de Ativos, assim como através de subprogramas e projetos de investimento especificamente direcionados para redes identificadas como mais vulneráveis a interrupções.

#### MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DA RND

A Entidade Reguladora estabelece mecanismos de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, afetando os proveitos da atividade do operador da rede de distribuição (ORD).

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço, previsto no artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º826/2023 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, n.º 146 de 28 de julho de 2023) é direcionado à melhoria da continuidade de serviço. A forma de cálculo do mecanismo de incentivo é estabelecida no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço e os parâmetros de cálculo estão publicados na diretiva da ERSE n.º2/2022.

O cálculo do incentivo atende aos parâmetros de regulação com base na END e no SAIDI MT e o mecanismo tem um duplo objetivo de promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica (componente 1) e de incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos (componente 2).

Na definição da estratégia para melhoria de qualidade de serviço do PDIRD-E 2024 teve-se em consideração este mecanismo. Mantendo como referência os parâmetros atuais, o risco de sair da zona de incentivo em cada uma das componentes (1 e 2) é negligenciável.

Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, é necessário garantir que os ativos que estão na rede estão em níveis de desempenho adequados. Tendo em conta o envelhecimento da infraestrutura da rede (o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), esta manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço exige um investimento significativo em renovação de ativos, que contrarie o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede. Assim, embora o investimento em renovação de ativos tenha como motivação a sua condição, ele também contribui de forma decisiva para manter a trajetória de melhoria da qualidade de serviço.

Conforme já visto no capítulo 3.1.2., prevê-se para os próximos anos um aumento significativo do investimento em renovação de ativos, de modo a garantir a sua fiabilidade e o controlo do envelhecimento. Esta renovação contribuirá ainda para um aumento da resiliência da rede, já que as novas soluções construtivas são mais resilientes, nomeadamente no que se refere à substituição de rede aérea antiga por redes dimensionadas de acordo com as atuais exigências de projeto, que aumentam a resiliência da rede face a fenómenos atmosféricos adversos.

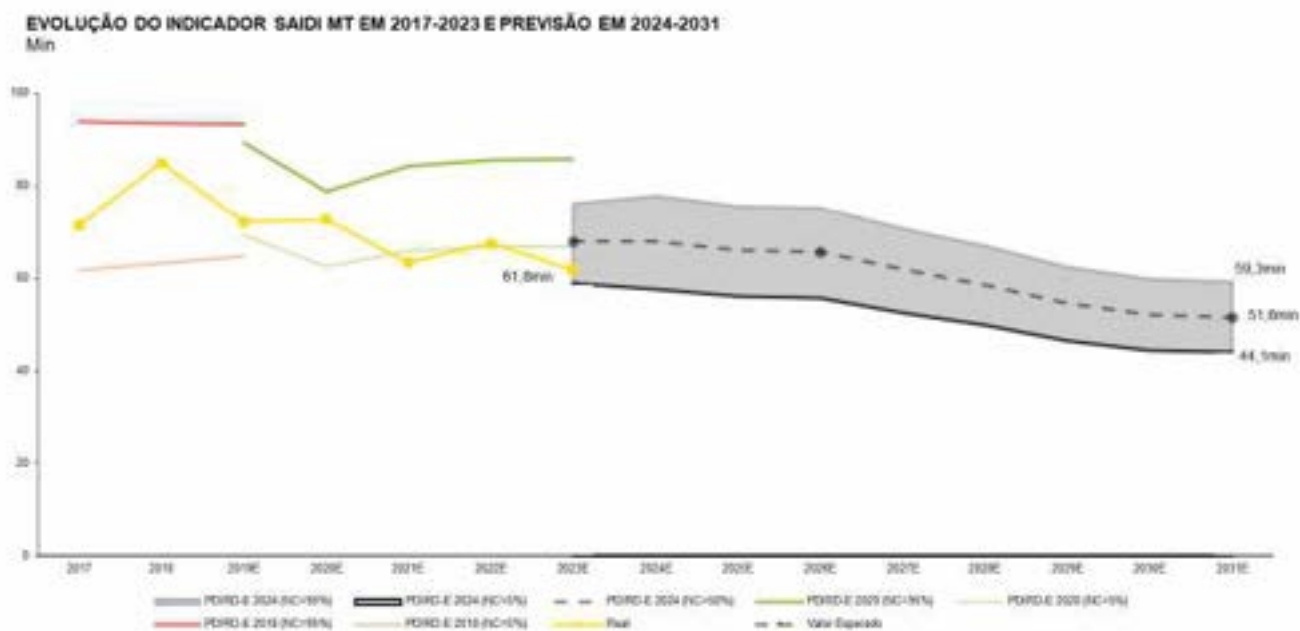
<sup>9</sup> Conforme o disposto no artigo 14.º do RQS classificadas no procedimento n.º1 do MPQS, que define três zonas geográficas (zonas A, B e C), classificadas de acordo com os seguintes critérios:

- Zona A – Capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes;
- Zona B – Localidades com um número de clientes compreendido entre 2 500 e 25 000;
- Zona C – Os restantes locais.

Para além deste investimento em renovação de ativos, mantém-se neste plano a existência de investimento direcionado para os pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço, com objetivos por região e respetivas zonas de qualidade de serviço. Entre as ações previstas neste âmbito incluem-se o estabelecimento de interligações entre troços de rede em antena, a melhoria das condições de estabelecimento das redes aéreas (promovendo sempre que vantajoso a passagem a subterrâneo), a criação de pontos de telecomando e o estabelecimento de novas subestações AT/MT.

A avaliação do impacto do investimento proposto neste PDIRD-E nos indicadores de qualidade de serviço foi estimada tendo por base o modelo desenvolvido com o INESC TEC e já apresentado em PDIRD-E anteriores, que calcula os valores globais e ainda os valores esperados para os índices globais por zonas de qualidade de serviço técnica do RQS (A, B e C). A descrição da metodologia utilizada e os resultados obtidos são apresentados em mais detalhe no sumário executivo do estudo constante do Anexo G.2.

Na figura seguinte observam-se os valores estimados para o SAIDI MT obtidos através do modelo, para o cenário central de consumos, no período 2024-2031, que se situam na banda de incerteza apresentada (a sombreado):



**FIGURA 3.12: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT EM 2017-2023 E PREVISÃO EM 2024-2031**

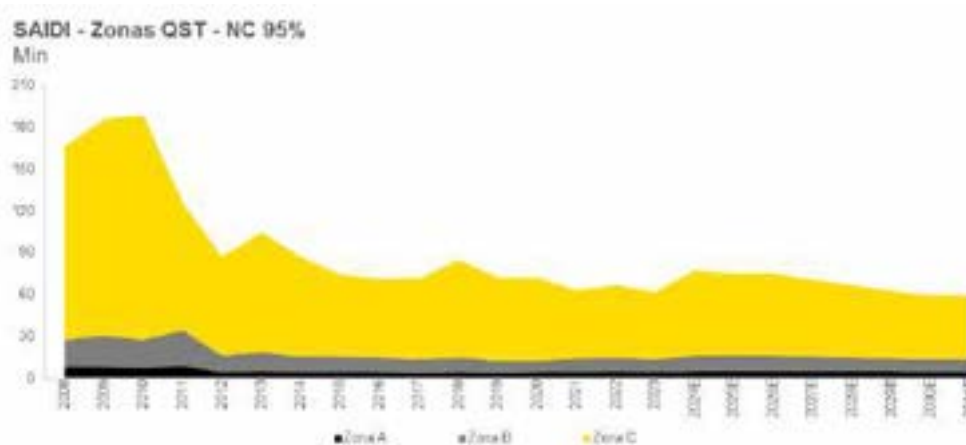
Verifica-se da análise da figura que o modelo de previsão conduz a um estreitamento da banda de incerteza ao longo do período do PDIRD-E 2024, indiciando que os investimentos previstos contribuem para um aumento da resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas.

Por análise do gráfico, verifica-se que os valores reais registados se encontram dentro da banda de incerteza pelo modelo entre 2017 e 2020, tendo ultrapassado ligeiramente o limite inferior dessa banda nos últimos anos, entre 2021 e 2023, devido à melhoria dos indicadores globais de QST registados durante o período do PDIRD-E 2020, face aos valores estimados pelo modelo que previam uma manutenção desses mesmos indicadores.

Os valores estimados pelo modelo para o período entre 2024 e 2026 mostram a estratégia definida pelo anterior Plano, de manutenção dos indicadores de QST. Para o período entre 2027 e 2031, considerando que o modelo para estimação da qualidade de serviço foi desenvolvido para níveis desconhecidos de investimento, e, portanto, é difícil prever com igual segurança os resultados para níveis tão elevados de investimento, que apresentam assim um maior grau de incerteza. Para além disso prevê-se também um aumento da duração e frequência de condições atmosféricas mais extremas. Tendo em conta que estes eventos estão associados aos níveis de confiança e não sendo estes incorporados no modelo de estimação, indica-se como objetivo deste PDIRD-E o valor com nível de confiança de 95%.

Avaliando pelo nível de confiança de 95%, a proposta de investimento que se apresenta neste Plano permite uma ligeira melhoria do indicador global de qualidade de serviço resultando num SAIDI MT esperado em 2031 de 59,3 minutos, o que representa uma redução de 3 min face aos 61,8 min verificados em 2023. Relativamente ao indicador TIEPI MT, a tendência de evolução é semelhante à descrita para o indicador SAIDI MT. O nível global da qualidade de serviço mantém-se dentro da zona de incentivo respetivo.

No que se refere aos objetivos por zona de qualidade de serviço RQS, apresenta-se na Figura 3.13 o gráfico para o SAIDI MT resultante da aplicação dos modelos de estimação, elaborado no referido estudo tendo por base o objetivo de melhoria na zona C e a manutenção da qualidade de serviço nas melhores zonas, A e B, de forma a permitir uma redução das assimetrias entre regiões.



**FIGURA 3.13: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT POR ZONA DE QUALIDADE DE SERVIÇO RQS**

Esta aposta na redução de assimetrias vai ser concretizada através de investimento direcionado especificamente para o programa da melhoria da qualidade de serviço, através da definição de objetivos por região e respetivas zonas de qualidade de serviço, canalizando-se mais investimento para os pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço das zonas C, de forma a trabalhar para os seguintes objetivos:

- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,2% relativamente ao valor real em 2023 para esta zona, para um grau de confiança de 95%);
- Manutenção dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B (-0,6% e -0,7% respetivamente, relativamente aos respetivos valores reais em 2023, e para um grau de confiança de 95%).

#### **OUTROS INVESTIMENTOS COM IMPACTO NA RESILIÊNCIA**

Em Portugal a área ocupada por floresta corresponde a cerca de 60% do território, pelo que uma grande percentagem de rede aérea AT/MT cruza zona florestal. Dos cerca de 85.000 km de rede de Alta (AT) e Média Tensão (MT), cerca de 69.000 km são em traçado aéreo e destes, cerca de 27.000 km estão estabelecidos em zona florestal.

Como operador da rede de distribuição, a E-REDES obriga-se a manter e a gerir estes ativos técnicos, garantindo o cumprimento da legislação aplicável, designadamente dos Regulamentos de Segurança, aplicáveis consoante o nível de tensão da rede elétrica.

A E-REDES adotou internamente uma periodicidade de inspeção em linha com o Regulamento de segurança, aplicável a cada nível de tensão, reduzindo a periodicidade das inspeções de forma a ter em atenção o risco induzido pelos tipos de vegetação envolvente e pelas condicionantes de desenvolvimento urbano.

No caso da AT e MT, do sobrevoo de helicóptero e drone resultam relatórios baseados nas leituras por medição laser (LiDAR) de distâncias dos condutores à vegetação. É com base nestes relatórios de inspeção que a E-REDES prioriza intervenções, consoante a urgência de intervenção para reposição das distâncias regulamentares, intervindo com brevidade nas situações críticas (perigo iminente) ou notificando os proprietários, que têm por obrigação não consentir nem conservar plantações que possam prejudicar as linhas na sua exploração, nos casos em que a regularização das distâncias impõe uma intervenção célere, embora não imediata.

A problemática social do abandono do interior é algo que também impacta nesta atividade, uma vez que tal conduz ao incumprimento da obrigação dos proprietários pela sua ausência, sendo o contacto com estes dificultado pela inexistência de um cadastro nacional da propriedade rústica, e a ausência da possibilidade de entrada coerciva, um entrave à intervenção atempada em situações de perigo iminente.

Em 2006, com a entrada em vigor do Decreto-lei n.º 124/2006, de 28 de junho, que instituiu o sistema nacional de defesa da floresta contra incêndios, veio aditar-se uma nova obrigação a cargo do ORD – a constituição de faixas de gestão de combustível (FGC), enquadrada nas Redes Secundárias de Gestão de Combustíveis, pelo que a E-REDES passou a ter a responsabilidade de gestão da vegetação sob a rede elétrica de alta e média tensão nos espaços florestais previamente definidos nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). A largura das faixas varia da Alta para a Média Tensão, correspondendo à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10m, para Linhas Aéreas de Alta Tensão, e 7m, para Linhas Aéreas de Média Tensão, para cada um dos lados.



Com a publicação do Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de Outubro, que estabelece o Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR) e as suas regras de funcionamento, é revogado o Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios, conforme expresso no Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho. Este novo Decreto expande as obrigações de intervenção da E-REDES, uma vez que a constituição das faixas de gestão de combustível passou a aplicar-se a todo o espaço rural (isto é, florestal mais agrícola), aumentando para mais do dobro os quilómetros de redes aéreas de AT/MT concessionados pela E-REDES nos quais é possível intervir neste âmbito.

Com este novo Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), surge a figura dos Planos Sub-regionais de Ação (PSA), correspondendo ao nível geográfico NUT III, onde é vertido e atualizado o Planeamento das intervenções em FGC, com a aprovação destes termina a vigência dos PMDFCI. É nestes PSA que o planeamento das intervenções em FGC a cargo da E-REDES passam a estar vertidos, bem como o ciclo das suas intervenções.

Na sequência de uma nota técnica apresentada pelo ICNF sobre a periodicidade de intervenção na RSFGC, foi indicada a necessidade de rever os planos de investimento, efetuando-se a alteração do ciclo de intervenções do investimento em RSFGC de 4 para 3 anos e consequentemente o período de amortização deste investimento, impactando na área anual a intervir.

Perante estas alterações, no presente Plano prevê-se reforçar significativamente o investimento associado à intervenção na rede secundária de faixas de gestão de combustível, decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados, prevendo-se a intervenção em 71569 km de linhas aéreas.

Adicionalmente, a E-REDES, como operador da rede de distribuição, obriga-se a manter e a gerir os ativos técnicos, garantindo o cumprimento da legislação aplicável, designadamente dos Regulamentos de Segurança, aplicáveis consoante o nível de tensão da rede elétrica.

A E-REDES adotou internamente uma periodicidade de inspeção em linha com o Regulamento de Segurança, aplicável a cada nível de tensão, aumentando a frequência das inspeções de forma a ter em atenção o risco induzido pelos tipos de vegetação envolvente e outros obstáculos como por exemplo, edifícios. Consequentemente, as anomalias de distância a obstáculos são oportunamente detetadas e elencadas para regularização, traduzindo-se em investimento associado ao programa Investimento Obrigatório AT/MT (Adequação de Redes Aéreas AT/MT).

Nos últimos anos verificou-se o aumento destas necessidades de proximidade de obstáculos à rede elétrica de distribuição. Perante as questões de segurança inerentes a esta situação, o ORD prevê a realização deste investimento para adequar a rede elétrica ao cumprimento das regras de segurança, não obstante, nos casos aplicáveis, irá ainda informar junto dos terceiros a sua responsabilidade pelas alterações necessárias efetuar na rede.

Perante este avolumar de situações, identificou-se um programa de investimento individualizado para esta temática, denominado por “programa de Investimento Obrigatório AT/MT (Adequação de Redes Aéreas AT/MT)”.

### INVESTIMENTO PREVISTO NO PILAR DE RESILIÊNCIA E AMBIENTE

A evolução do investimento no pilar da Resiliência e Ambiente, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar (Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Promoção Ambiental, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas e Investimento Obrigatório AT/MT (Adequação de Redes Aéreas AT/MT)), é apresentada na Figura 3.14. Os valores considerados resultam da aplicação da correspondência dos programas de investimento aos pilares. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030 correspondem ao Plano proposto.

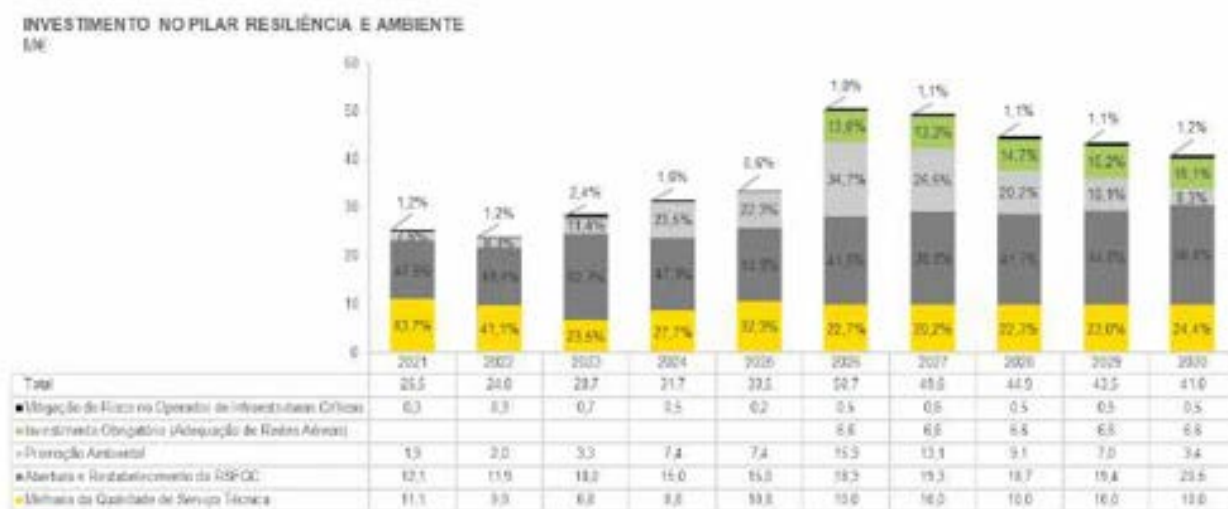


FIGURA 3.14: INVESTIMENTO NO PILAR DE RESILIÊNCIA E AMBIENTE, 2021-2030

O investimento previsto no pilar Resiliência e Ambiente na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 229,6 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 45,9 M€/ano, que compara com um investimento médio de 28,7 M€/ano no período 2021-2025.

O aumento de investimento face ao PDIRD-E anterior (2021-2025) justifica-se principalmente devido a:

- Inclusão de um programa para a Adequação de Redes Aéreas AT/MT, incluído no Investimento Obrigatório, que resulta da identificação de necessidades de garantia de distâncias regulamentares em situações de proximidade de obstáculos à rede elétrica de distribuição.
- Reforço de verba no programa da Promoção Ambiental para a Integração Paisagística de Redes, dando continuidade à estratégia de minimização do impacto da rede de distribuição AT e MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. Verifica-se um volume de investimento superior nos primeiros anos do plano para este programa, que resulta da programação de projetos do subprograma de Integração Paisagística AT. A conclusão gradual dos projetos de AT constituintes deste subprograma reflete-se na respetiva diminuição do investimento ao longo do período do Plano.
- Aumento de verba para a Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

### MONETIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS NO PILAR DE RESILIÊNCIA E AMBIENTE

Como identificado anteriormente neste capítulo, os programas de investimento associados ao pilar de investimento de Resiliência e Ambiente são a Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica, a Promoção Ambiental, a Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível e a Mitigação do Risco dos Operadores de Infraestruturas Críticas, sendo que os benefícios apurados para o pilar resultam do somatório das contribuições a 100% de cada de um deles.

Os resultados obtidos apontaram que os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, são suficientes para atingir o investimento monetizado previsto neste pilar, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2050, tal como se pode observar na figura seguinte:



**FIGURA 3.15: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA RESILIÊNCIA E AMBIENTE**

Tendo em conta a metodologia aplicada pelo estudo realizado pelo INESC TEC, e que se detalha no Anexo G.2, não se verifica uma monetização dos investimentos globais do pilar Resiliência e Ambiente. Este resultado explica-se pelo facto de não terem sido obtidos os benefícios decorrentes dos investimentos nos programas de investimento “Promoção Ambiental”, “Mitigação do Risco dos Operadores de Infraestruturas Críticas” e uma percentagem significativa da “Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível” resultante da metodologia utilizada em Planos anteriores, que se manteve no PDIRD-E 2024. Considerando apenas os investimentos que foram alvo de monetização, os mesmos apresentam racionalidade técnico-económica.



### 3.1.4 TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

A transição energética, impulsionada pelo compromisso global com a descarbonização e a adoção de fontes de energia renováveis, requer uma modernização profunda da rede elétrica de distribuição. Neste contexto, a digitalização destaca-se como um vetor central para esta transformação, e para assegurar a resiliência, eficiência e flexibilidade da rede, tornando-se um pilar estratégico do plano de investimento na infraestrutura elétrica e um fator decisivo para o sucesso na concretização das metas da transição energética, contribuindo para um sistema elétrico sustentável, com perdas reduzidas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.

Neste contexto, esta visão está em total sintonia com as políticas e regulamentações europeias e nacionais em particular, a “Estratégia Europeia para a Digitalização do Setor da Energia”, promovida pela Comissão Europeia, enfatiza a importância da digitalização para alcançar os objetivos do Pacto Ecológico Europeu (Green Deal), nomeadamente a neutralidade carbónica até 2050.

A digitalização é vista como um alicerce crucial para a integração de energias renováveis e outros recursos distribuídos, como é o caso dos veículos elétricos e sistemas de armazenamento, para o desenvolvimento de redes inteligentes e para a participação ativa dos consumidores no mercado energético. Em Portugal, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) estabelece a visão de um sistema elétrico fortemente digitalizado e reforça igualmente a necessidade de modernizar e digitalizar as infraestruturas de energia.

Reconhecendo o papel central do operador de rede de distribuição na orquestração de um sistema elétrico distribuído, progressivamente mais complexo, variável e dinâmico, a E-REDES adota uma estratégia digital robusta e abrangente para enfrentar os desafios da transição energética, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

Esta estratégia aponta para uma visão de desenvolvimento progressivo, articulado e de perímetro holístico dos ecossistemas de tecnologias de informação (IT) e tecnologias de operação (OT / plataforma *mission critical*). Entre outros, foca-se na construção de um *Digital Twin* integrado da rede nos 3 níveis de tensão, mantendo uma relação dinâmica com os atores do sistema; na modernização e reforço da infraestrutura de contagem inteligente, permitindo monitorizar em tempo real a bidirecionalidade dos fluxos de energia e de informação entre consumidores e produtores, além de prever padrões de consumo; e na continuidade do investimento em inteligência e automação da rede, visando reduzir perdas técnicas, melhorar a qualidade do serviço e maximizar a eficiência operacional. Além disso, a E-REDES compromete-se a digitalizar a experiência de utilizador, transformando e elevando a qualidade das interações com todos os stakeholders, promovendo o seu compromisso e envolvimento crescente com a gestão eficiente do sistema e a eficiência energética.

Assim, até 2030, a transformação digital do operador de rede de distribuição será marcada por avanços significativos no desenvolvimento das redes inteligentes, alicerçada em tecnologias de comunicação de última geração (como o 5G); no desenvolvimento dos sistemas de gestão avançada de distribuição (SCADA/ADMS), que integram dados de várias fontes e proporcionam uma visão permanente dos ativos e serviços da rede de distribuição; na exploração das tecnologias emergentes como a inteligência artificial, a Internet das Coisas (IoT) e a análise de *big data*.

Complementarmente, de modo a sustentar esta evolução, é igualmente fundamental continuar a desenvolver e descentralizar as infraestruturas de computação, a expandir o portefólio de soluções de conectividade resiliente e a assegurar uma contínua gestão de risco Ciber-Físico das suas infraestruturas críticas, fornecendo as bases para a modernização e proteção do sistema elétrico, assegurando a sua adaptação às exigências tecnológicas, a captura da evolução tecnológica em articulação com os ciclos tecnológicos e a constante adequação da proteção do ecossistema à sofisticação e complexidade das ameaças de natureza digital.

Alinhado com as prioridades do setor, o investimento neste pilar permitirá uma resposta integrada ao desafio da evolução do *Digital Twin* e da maturidade digital da E-REDES, em benefício da eficiência operacional e da resiliência da rede, permitindo uma melhor gestão de ativos e uma resposta mais rápida a falhas e interrupções. Assim como, dar continuidade à concretização do *roadmap* de transformação digital e de inovação desenvolvido pela E-REDES, sustentado em investimentos em redes inteligentes, contribuindo para a implementação de uma plataforma de energia sincronizada e sustentável, onde milhões de ativos físicos inteligentes se interconectam permitindo uma diversidade de serviços *data driven* (suportados em análise de dados), que incorporam novas tecnologias e induzem o aumento de eficiência.

Face ao exposto, de modo a corresponder aos complexos desafios digitais supramencionados, definiu-se uma estratégia estruturada e progressista de transformação digital do ORD, que garante as fundações para uma operação transversal eficiente e de investimento consistente, organizando o investimento que integra este Pilar Estratégico que se pretende sistemático e congruente na sua transversalidade, em seis grandes categorias, alinhadas com as prioridades identificadas pelo setor.

**Ecossistema Aplicacional IT/OT:** Evoluir a arquitetura aplicacional IT/OT de suporte à operação da rede elétrica de distribuição, que contribui para a digitalização da atividade do ORD e para a maior adequação funcional dos desafios do negócio, focada na excelência de serviço aos seus vários clientes e recorrendo de forma crescente a analítica avançada e a Inteligência Artificial. Esta rubrica prevê a integração de plataformas avançadas, a democratização do acesso aos dados e a disponibilização de soluções de *business intelligence* capazes de suportar a complexidade das operações de rede e o volume crescente de dados gerados, com enfoque em áreas como o planeamento, operação, manutenção e gestão de ativos, conforme previsto na Ficha nº 13 e nas fichas relativas ao programa Sistemas Informáticos incluídas no Anexo D.

**Infraestrutura e Plataformas Digitais:** Desenvolver as infraestruturas tecnológicas, dos equipamentos e sistemas, respondendo à obsolescência dos equipamentos existentes e à evolução dos processos e requisitos de negócio, nomeadamente os que estão afetos à operação da rede elétrica de distribuição. De realçar a renovação tecnológica dos sistemas *business critical* ERP, WFM e AMI, de acordo com o Plano Diretor de Arquitetura IT/OT da E-REDES. Contempla um processo de modernização especialmente crítica para a operação da rede elétrica de distribuição, respondendo a desafios como o aumento da diversidade e complexidade tecnológica, o incremento do número de unidades telecomandadas, o maior volume de dados recolhidos pelos sistemas, e a evolução constante dos requisitos das aplicações que integram o seu ecossistema, conforme previsto na Ficha nº 15.

**Computação Distribuída:** Reforçar e descentralizar os recursos de computação e de processamento de dados pelas instalações do ORD, melhorando a capacidade de resposta em tempo real do sistema e permitindo uma maior eficiência na gestão de toda a infraestrutura, fundamental para garantir resiliência e qualidade do serviço dos serviços digitais, sujeitos a permanentes reconfigurações de fluxos de informação e vitalidade dos sistemas de suporte, conforme previsto na Ficha nº 10.

**Digitalização e Inovação da Rede:** Automação e sensorização da rede, utilizando equipamentos digitais avançados de funcionalidades inteligentes de ação elétrica, em comunicação com os sistemas Mission Critical da rede, que contribuem para a eficiência e resiliência do sistema. Estas soluções contribuem para a disseminação da mobilidade elétrica, simplificação da integração de geração distribuída de energia renovável e promoção de regimes de consumo flexível em prol de uma gestão equilibrada do sistema elétrico. Para a concretização desta rubrica contribuem os programas de investimento específico Investimento Obrigatório (só equipamento de contagem), e a rubrica Digitalização e Inovação da Rede, no âmbito do programa Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações (Ficha nº 12). Contribui também para esta categoria o programa de Automação e Telecomando da Rede MT, no qual se prevê a instalação de 2.662 pontos de acordo com o critério já apresentado no PDIRD-E 2020 Atualização (para as redes aéreas – Bloco com momento elétrico de 21 MVA.km  $\pm$  50%, para as redes subterrâneas – Bloco de potência instalada de 3 MVA  $\pm$  50%). ), garantindo assim a instalação até ao final de 2030 de todos os pontos com viabilidade técnico-económica

**Conectividade Resiliente:** Evoluir a conectividade capilar e *fit-for-purpose*, garantindo uma rede de distribuição mais conectada e resiliente, essencial ao desenvolvimento das redes inteligentes, ao crescimento da observabilidade e controlabilidade em todos os níveis de tensão, e à capacitação da vasta força de trabalho no terreno. Destaca-se o projeto de transição para soluções de última geração das redes móveis (4G e 5G), com evolução de eficiência e capacidade, compatibilizando com a descontinuidade das redes e serviços 2G e 3G, de forma a garantir a continuidade das operações e fluxo de informação entre sistemas, conforme previsto na Ficha nº 11.

**Cibersegurança:** Garantir o desenho e a execução de um portefólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permitem a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto, abordando aspetos técnicos, as pessoas e os processos organizacionais. Os investimentos neste âmbito asseguram a implementação de medidas robustas de Cibersegurança para proteger os dados e sistemas críticos contra ataques cibernéticos, respeitando as indicações Europeias aplicáveis ao sector, conforme previsto na Ficha nº 9.

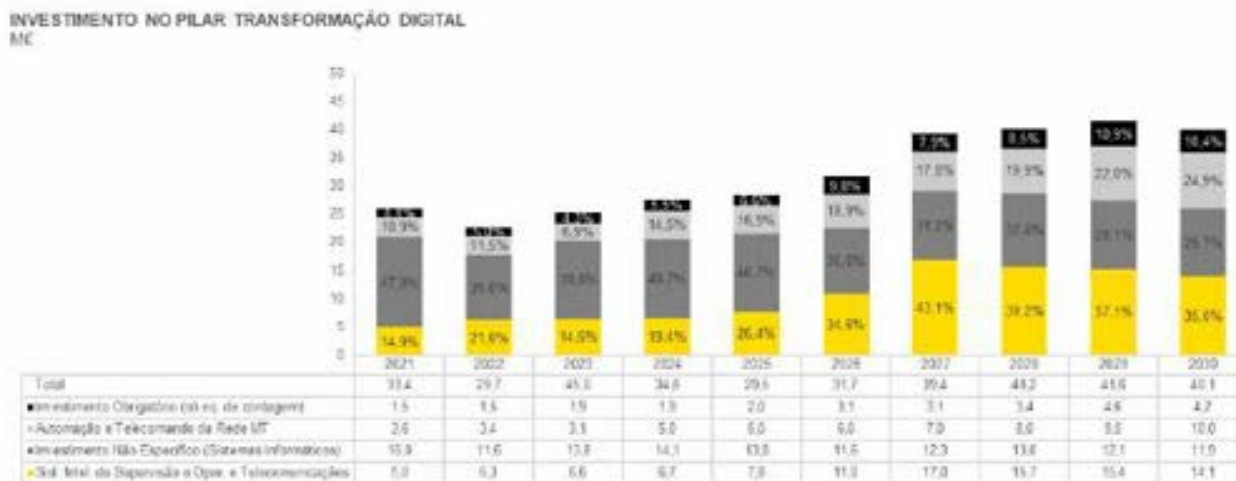
Para a concretização desta estratégia contribuem os programas de investimento específico Investimento Obrigatório (só equipamento de contagem), Automação e Telecomando da Rede MT, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e o programa Não Específico Sistemas Informáticos.

A agregação destes investimentos num único pilar, com uma organização mais simplificada e integrada, clarifica a natureza dos investimentos e potencia o papel digital do ORD como facilitador da transição energética. Num contexto de criticidade elevada, é exigido que o ORD seja capaz de fornecer serviços seguros, eficientes e sustentáveis, num equilíbrio constante entre oferta e procura de energia, no qual, apenas um sistema avançado, que processe a informação de todos os níveis de tensão e coopere com os demais agentes do sector, pode priorizar os desenvolvimentos digitais para continuar a expandir a rede, a interligar novas fontes de energia, a operar um ecossistema diversificado de ativos de forma integrada, a preservar a estabilidade dos sistemas IT/OT e a recolher dados do sistemas que realimentem as soluções técnicas em desenvolvimento.

Os desafios inerentes à transição energética em curso exigem uma resposta adequada do ORD, sustentada em estratégias de investimento significativo também no domínio da transformação digital. Deste modo, é fundamental o aumento de investimento neste Pilar Estratégico, para o qual contribuem os programas e respetivos projetos que satisfazem diretamente os novos requisitos previstos para a rede.

## INVESTIMENTO PREVISTO NO PILAR DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

A evolução do investimento no pilar Transformação Digital, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este pilar Investimento Obrigatório (só eq de contagem), Automação e Telecomando da Rede MT, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Investimento Não Específico (Sistemas Informáticos)), é apresentada na Figura 3.16. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano Proposto.



**FIGURA 3.16: INVESTIMENTO NO PILAR TRANSFORMAÇÃO DIGITAL, 2021-2030**

O investimento previsto no pilar Transformação Digital na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 193,0 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 38,6 M€/ano, que compara com um investimento médio de 34,4 M€/ano no período 2021-2025.

Verifica-se um aumento dos valores de investimento neste pilar, mais destacado no período entre 2027 e 2030, justificado significativamente pela necessidade de transição para soluções mais atuais das redes móveis (4G e 5G), cujo impacto se reflete no aumento de investimento no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, assim como nos Equipamento de Contagens (Investimento Obrigatório).

Relativamente ao Equipamento de contagem AT e MT, o aumento de investimento referido deriva, adicionalmente, de novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos. Estão ainda preconizados investimentos que têm como objetivo a garantia do controlo metrológico dos equipamentos de contagem AT/MT e a implementação de funcionalidades avançadas para adequação da solução de contagem empresarial para flexibilidade da produção e consumo integrado.

Por fim, o objetivo preconizado de acelerar o programa de investimento Automação e Telecomando da Rede MT para finalizar o critério de instalação até 2030, também contribui para o aumento de investimento verificado neste período. No período do Plano está prevista a instalação de 2662 pontos de Telecomando.

## MONETIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS NO PILAR DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

No estudo desenvolvido com o INESC TEC, que se encontra detalhado no Anexo G.2, com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar no pilar Transformação Digital, foram tidos em consideração os investimentos que integram os programas de investimento “Investimento Obrigatório (só eq de contagem), Automação e Telecomando da Rede MT, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações) e Investimento Não Específico (Sistemas Informáticos)”.

Para a obtenção destes resultados foram considerados os investimentos globais do plano, assim como, o investimento monetizado conforme explicação dada no estudo presente no Anexo G.2.

Os resultados obtidos apontaram que os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, são suficientes para atingir o investimento previsto no pilar Transformação Digital previsto no PDIRD-E 2024, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2049 e 2056, respetivamente, considerando o investimento monetizado ou o global. A figura seguinte apresenta esses resultados:



**FIGURA 3.17: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL**

Verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa o investimento neste pilar para o período 2026-2030, fundamentando assim a sua racionalidade económica. Atendendo às conclusões obtidas no estudo, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o pilar Transformação Digital apresentam-se adequados às necessidades da rede e cumprem com os objetivos definidos para este pilar.

### 3.1.5 SUPORTE

Para além dos investimentos associados aos quatro (4) Pilares Estratégicos de investimento, anteriormente descritos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que se caracterizam por serem de suporte à atividade e, conseqüentemente, de suporte aos restantes Pilares Estratégicos de investimento.

Na prática este pilar engloba o investimento descrito como investimento Não Específico, com exceção da componente dos sistemas informáticos que, tal como referido, foi incluída no Pilar da Transformação Digital (capítulo 3.1.4).

O investimento associado a este Pilar Estratégico é constituído por edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

#### Edifícios e outras construções

Relativamente aos edifícios e outras construções, o investimento a realizar decorre de programas de eficiência e otimização na utilização de espaços detidos pela empresa. Com efeito, ao longo dos vários anos, tem sido feito um esforço de reorganização dos espaços ocupados resultando na libertação de edifícios.

Os investimentos a realizar ao nível de edifícios decorrem de três propósitos: i) necessidade de manutenção dos mesmos; ii) reformulação de espaços que melhor se adequem às necessidades dos trabalhadores e iii) eficiência energética.

De ressaltar dois investimentos mais relevantes: i) o projeto de adaptação logística da E-REDES e ii) a construção do novo edifício de Braga.

O projeto de adaptação logística da E-REDES visa a construção de um novo armazém tecnológico, a implantar na zona de Santarém, permitindo obter muitos ganhos em termos de eficiência operacional.

A E-REDES é proprietária de um armazém na Lousã e arrendatária de outro em Sacavém, ambos com operação manual e sem automatização e, dado o aumento da complexidade da rede, verifica-se a necessidade de gerir um número crescente de materiais e equipamentos. A construção do novo edifício de Braga é essencial para a concretização da concentração das equipas E-REDES de Braga e vai permitir a redução das rendas anuais e manutenção do edifício da Avenida do Sol (no Anexo D é apresentado mais detalhe sobre estes projetos).

#### Equipamentos de transporte

Relativamente a equipamentos de transporte, a decisão de renovação da frota é tomada com base em princípios de eficiência, em função do tipo de viatura, número de anos, quilómetros percorridos/acumulados e estado geral de cada viatura. De forma a conseguir economias de escala,

esta renovação é feita de modo integral e global, seguindo critérios perfeitamente definidos e objetivos. A renovação da frota da E-REDES tem sido feita, na sua totalidade, com a aquisição de viaturas híbridas ou elétricas, sendo objetivo da empresa, em 2030, ter 100% da sua frota elétrica.

O plano de renovação dos equipamentos de transporte tem como objetivo a redução de custos que advêm fundamentalmente dos seguintes fatores:

- Economias de escala que resultam da compra de vários veículos simultaneamente.
- Resultante da renovação da frota aquando do final do seu período de vida útil/quilometragem – a utilização do veículo para lá desse período, incorre-se em custos acrescidos de manutenção.

## Outros

Na rubrica “Outros” estão considerados investimentos muito diversos, mas que genericamente se podem enquadrar e classificar como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário e Outras Imobilizações Corpóreas.

## INVESTIMENTO PREVISTO NO PILAR DE SUPORTE

O valor considerado para o PDIRD-E 2024 diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resultam da aplicação de diferentes chaves de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT<sup>10</sup>.

A evolução do investimento no pilar Suporte, realizado no período 2021-2023 e previsto no período 2024-2030, referente ao único programa de investimento que contribui para este pilar (Investimento Não Específico (Excluindo Sistemas Informáticos)), é apresentada na Figura 3.18. Os dados apresentados para o período entre 2026 e 2030, correspondem ao Plano Proposto.



**FIGURA 3.18: INVESTIMENTO NO PILAR SUPORTE 2021-2030**

O investimento previsto no pilar Suporte na proposta de PDIRD-E 2024, no total do período 2026-2030, é de 52,4 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 10,5 M€/ano, que compara com um investimento médio de 5,4 M€/ano no período 2021-2025.

No período do Plano (2026-2030), verifica-se um aumento do volume de investimento neste pilar, mais acentuado nos anos de 2026 e 2027. Essa variação é justificada pelo investimento previsto em Edifícios e outras construções, nomeadamente pelo projeto de adaptação logística da E-REDES e pela construção do novo edifício de Braga, conforme explicado anteriormente. Contribui ainda para este aumento o reforço previsto no âmbito dos equipamentos de transporte por forma a garantir a eletrificação da frota da E-REDES até 2030.

## 3.2 PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

Os projetos de investimento podem contribuir para mais do que um objetivo, no entanto são alocados a um único programa de acordo com a sua motivação principal no momento da análise, e que está relacionada com as necessidades de investimento identificadas para a rede e os objetivos a atingir nesse Plano. Os programas de investimento são, assim, um agregador de projetos com uma motivação comum.

De salientar que neste PDIRD-E deixa de se considerar o investimento inovador alocado a um único programa (Programa de Investimento Inovador), que deixa assim de existir. Esta alteração prende-se com o facto de não ser possível definir os projetos inovadores a realizar no período 2026 – 2030 com a antecedência que este documento exige, sendo que os investimentos inovadores que surgirem serão para solucionar

<sup>10</sup> Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, são utilizadas diferentes chaves de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Estas chaves são divulgadas anualmente no relatório das Contas Reguladas Reais preparado pela E-REDES para a ERSE.

problemas já endereçados no atual Plano, mas com soluções convencionais. Assim, foram reforçados os programas de investimento de Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, áreas onde habitualmente surgem os projetos inovadores, para permitir incluir soluções inovadoras nos investimentos previstos nestes programas.

Segue-se a descrição de cada um dos programas do Investimento Específico e do Não Específico, bem como do respetivo âmbito. A contribuição dos programas de investimento para cada Pilar de Investimento consta da Tabela 3.1 (capítulo 3.1).

### **3.2.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO**

O Investimento Obrigatório engloba obras de investimento inerentes à ligação de novos clientes e produtores incluindo loteamentos e urbanizações, e que compreendem as obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia, e ainda às relacionadas com o cumprimento das obrigações legais e regulamentares, nomeadamente as estabelecidas nos contratos de concessão. O investimento obrigatório previsto para a rede AT permite a satisfação das novas ligações em AT assim como de ligação de Produtores em Regime Especial (PRE). No que diz respeito à rede MT, o investimento obrigatório previsto está relacionado com a satisfação das novas ligações MT assim como de reforços, remodelações ou alterações que decorram de solicitações de terceiros.

O Investimento Obrigatório é constituído por 3 programas de investimento, de forma a agrupar o investimento de acordo com o seu driver principal: Solicitações de Terceiros, Equipamentos de Contagem e Adequação de Redes Aéreas.

A componente de Solicitações de Terceiros do Investimento Obrigatório engloba obras de investimento inerentes à necessidade de modificações ou reforços de rede, ligação de nova produção ou novos pontos de consumo (onde se incluem os postos de carregamento de veículo elétrico, loteamentos e urbanizações) e que compreendem obras necessárias à criação de condições na rede para a alimentação dos consumos/receção da energia. Estas necessidades de investimento associadas ao investimento obrigatório são estimadas com base no modelo revisto no PDIRD-E 2020 Atualização, que utiliza indicadores macroeconómicos, dados históricos e outras variáveis (como por exemplo expectativas de evolução do parque de veículo elétrico em Portugal nos próximos anos) que permitem produzir uma previsão das necessidades de investimento associadas estas solicitações.

A componente de Equipamentos de Contagem, onde se inclui a instalação de equipamentos de contagem em novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos, como é o caso da necessária transição para soluções de última geração das redes móveis (5G). Neste âmbito estão ainda preconizados investimentos que têm em vista a garantia do controlo metrológico dos equipamentos de contagem AT/MT e a implementação de funcionalidades avançadas para adequação da solução de contagem empresarial para flexibilidade da produção e consumo integrado.

Neste PDIRD é criado o programa de investimento obrigatório destinado à Adequação de Redes Aéreas. A E-REDES adotou internamente uma periodicidade de inspeção em linha com o Regulamento de Segurança, aplicável a cada nível de tensão, aumentando a frequência das inspeções de forma a ter em atenção o risco induzido pelos tipos de vegetação envolvente e outros obstáculos como por exemplo edifícios. Consequentemente, as anomalias de distância a obstáculos são oportunamente detetadas e elencadas para regularização, traduzindo-se em investimento associado a este programa.

### **3.2.2 DESENVOLVIMENTO DE REDE**

Este programa integra os projetos que suportam a expansão da RND e que dão resposta a situações em que se identifique uma elevada utilização dos componentes que integram a RND, ou em que essas elevadas utilizações sejam previsíveis a curto ou médio prazo, face ao crescimento de consumos e potências de ponta expectáveis nessas regiões. Também se destinam a melhorar a fiabilidade da rede, a permitir a integração de geração distribuída e excedentes de autoconsumo, e a garantir o cumprimento dos padrões de segurança para a RND.

Estão aqui incluídos os projetos relacionados com a ligação da RND aos novos injetores MAT/AT, com a ligação de centros electroprodutores à RND, e outros projetos de dimensão significativa, incluindo estabelecimento de novas subestações, aumentos de potência em subestações existentes, reforços de linhas e remodelações profundas, tanto para garantir a segurança de abastecimento como para reposição da capacidade de receção da rede. Incluem-se neste programa também os projetos destinados a assegurar a garantia N-1 às capitais de distrito e os de aquisição de unidades móveis de reserva.

A maior parte dos projetos que integram este programa decorrem da comparação do mérito de várias soluções alternativas, entre as quais se inclui a alternativa com recurso a mecanismos de flexibilidade quando demonstrada a sua viabilidade. Para os projetos que envolvem investimento tradicional, são quantificados os custos e os benefícios em redução da energia perdas e da END. Os projetos são hierarquizados pelo seu mérito económico (expresso nas grandezas já referidas no capítulo 2.1.3) e pelo seu mérito técnico, avaliando a sua capacidade de resposta aos problemas identificados e que motivaram o seu estudo. Estes critérios presidem à seleção dos projetos que serão implementados, e considerando ainda o risco associado à sua não concretização, avaliado pela existência de potência não garantida em regime N no cenário de maior crescimento de consumos.

Neste PDIRD-E 2024, dá-se continuidade ao subprograma de Reposição da Capacidade de Receção da RND (Ficha n.º 2 do Anexo C.1), não se incluindo verba para o subprograma denominado “Reserva Operacional de Transformadores AT/MT”, conforme já explicado no ponto 3.1.1, e são criados dois subprogramas (descritos no Anexo C.1), que refletem a adaptação do Plano às exigências atuais do sistema elétrico:

- Integração de Autoconsumo (Ficha n.º 1);
- Unidades Móveis de Reserva (Ficha n.º 3).

### **3.2.3 MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA**

O programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica integra um conjunto de projetos direcionados para a redução do número e da duração das interrupções de energia elétrica, para a manutenção e melhoria dos indicadores de qualidade de serviço técnica e redução das assimetrias entre regiões.

Neste Plano, dá-se continuidade ao subprograma de melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica, descrito em mais pormenor no Anexo C.1 (Ficha n.º 4). Os subprogramas destinados à reserva no abastecimento às sedes de concelho e para a reserva de abastecimento à falha de injetores na cidade de Lisboa não têm continuidade dado que já foram concluídos todos os projetos identificados nestes âmbitos.

Conforme já referido no capítulo 3.1.3, é neste subprograma que se concretiza a aposta na redução de assimetrias, através da definição de objetivos por região e respetivas zonas de qualidade de serviço, canalizando-se mais investimento para os pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço das zonas C.

### **3.2.4 AUTOMAÇÃO E TELECOMANDO DA REDE MT**

O programa de Automação e Telecomando da Rede MT integra projetos de instalação de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e de motorização e telecomando de postos de transformação (PT), os quais são submetidos a uma avaliação económica que permite auxiliar na tomada de decisão de seleção dos projetos analisados. Este programa tem, assim, como principal objetivo contribuir para a melhoria da qualidade de serviço técnica da RND. Adicionalmente, contribui também para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT

Tendo em vista a melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT e a racionalidade técnico-económica, mantêm-se neste Plano os critérios de instalação de telecomando apresentados no PDIRD-E 2020 Atualização, e que na rede de média tensão aérea corresponde à instalação de um ponto de telecomando a cada secção de 21MVA.km. Para as redes subterrâneas, a instalação de um ponto de telecomando é vantajosa a cada 3MVA de potência instalada, no pressuposto de que um grande número de instalações venha a ter celas motorizadas.

Sem prejuízo dos critérios estabelecidos, sempre que possível, a seleção do local de instalação de um novo ponto telecomandado deve ter em consideração a existência na proximidade de clientes considerados prioritários pelo Regulamento de Qualidade de Serviço (artigo 63º) para os quais uma interrupção de energia terá grande impacto.

Na rede aérea são utilizados OCR3, equipamento que para além das funções de telecomando que permitem isolar os defeitos que possam ocorrer, com recurso a automatismos existentes nas saídas das subestações, tem funções de proteção e de automatismos de religação e reconfiguração da rede programáveis, que lhes permite isolar os defeitos autonomamente, sem recurso às proteções das saídas das subestações, o que limita o impacto das falhas.

Com o aumento do parque instalado de pontos telecomandados, além dos benefícios estimados com a redução da END e melhoria dos indicadores de continuidade de serviço (SAIDI MT e MAIFI MT), é expectável que se assista ainda a uma diminuição dos custos operacionais associados às deslocações ao terreno para abertura e fecho de órgãos de corte e seccionamento.

Em resposta a uma solicitação da ERSE, neste PDIRD, ao contrário dos planos anteriores, não estão incluídos neste programa os órgãos de corte e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas. Esta situação fazia com que um mesmo projeto pudesse ter obras alocadas a diferentes programas, o que dificultava a análise da realização do investimento de cada projeto. Assim, neste Plano, os pontos de telecomando incluídos em projetos de investimento associados a outros programas serão contabilizados nesses mesmos programas.

Relativamente à substituição de equipamentos de telecomando obsoletos, manteve-se uma verba destinada a este fim no PDIRD-E 2024, mas alocada ao programa de investimento Renovação e Reabilitação Ativos AT/MT, de forma a agregar neste programa tudo o que são investimentos motivados pela necessidade de renovações dos ativos.

### 3.2.5 PROMOÇÃO AMBIENTAL

No âmbito da promoção ambiental, são incluídas medidas voluntárias específicas de natureza ambiental, com o objetivo de minimizar os impactos ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

Neste Plano, dá-se continuidade às medidas já incluídas em exercícios anteriores:

- Instalação de fossas de retenção de óleos em subestações;
- Instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído;
- Correção de linhas e recolocação de ninhos no âmbito da proteção da avifauna
- Remoção de materiais contendo amianto
- Integração Paisagística de Redes Aéreas.

Este último subprograma tem como objetivo a integração paisagística de redes aéreas MT e AT, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas.

No Anexo C.1 encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha n.º 5).

### 3.2.6 MITIGAÇÃO DO RISCO NO OPERADOR DE INFRAESTRUTURAS CRÍTICAS

Os projetos que integram o programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas pretendem reduzir riscos identificados para a RND que, por sua vez, integra infraestruturas classificadas como infraestruturas críticas nacionais.

Neste âmbito, este programa inclui dois subprogramas relacionados com a mitigação do risco no operador de infraestruturas críticas, em continuidade ao apresentado em PDIRD-E anteriores:

- Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT (Ficha n.º 6 do Anexo C.1).
- Fixação Antissísmica de Transformadores de Potência (Ficha n.º 7 do Anexo C.1)

Enquanto que o objetivo do primeiro é evitar acidentes relacionados com o embate de aeronaves com a rede aérea, o objetivo do segundo prende-se com a redução das consequências para a rede elétrica no caso da existência de um sismo, direcionando-se assim para zonas onde o risco sísmico é mais elevado.

### 3.2.7 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E MODERNIZAÇÃO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO, COMANDO E CONTROLO

Este programa visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas, consistindo na instalação ou atualização de hardware e software dos sistemas existentes.

Este subprograma tem, assim, como objetivos melhorar a qualidade de serviço através da diminuição do número e duração dos incidentes, resultante da melhoria do funcionamento dos automatismos e proteções afetos às instalações da RND. Igualmente, a automação e modernização dos sistemas em subestações facilita a operação e condução da rede, bem como a integração de produção independente, e aumenta a eficiência operacional.

Neste âmbito, incluem-se neste programa a instalação de equipamentos que permitem realizar o deslastre de frequência nas subestações da RND, que são uma parte essencial dos planos de defesa e reposição da rede previstos no Regulamento Europeu 2017/2196 (artigo 15.º) e na regulamentação nacional (ROR artigo 73º e MPGGS procedimento 5 número 6.2.1), a instalação de proteções contra defeitos muito resistivos à terra, essenciais para a manutenção da segurança de pessoas e bens e para dar cumprimento ao decreto regulamentar nº56/85, de 6 de Setembro, e os equipamentos necessários para garantir a realização de religações automáticas com condições de sincronismo das saídas MT, na presença de muita produção distribuída, visando a não degradação dos equipamentos da RND e dos produtores devido a religações fora de sincronismo, entre outros.

Inclui-se também um subprograma destinado à instalação de Sistemas de Detecção de Defeitos Resistivos (Ficha n.º 8 do Anexo C.1), uma solução concebida para detetar defeitos muito resistivos em redes de MT. Os defeitos mais resistivos que se pretendem detetar ocorrem exclusivamente em linhas aéreas, sendo o seu perigo superior em áreas florestais.

As intervenções associadas à substituição de sistemas de proteção, comando e controlo que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios, avaliados pela condição destes ativos através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, foram alocadas ao programa de investimento Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT devido à sua motivação ser a mesma que dos restantes projetos aí e incluídos e por forma a garantir maior agilidade na coordenação de intervenções nas mesmas instalações.



### 3.2.8 SISTEMAS INTELIGENTES DE SUPERVISÃO E OPERAÇÃO E TELECOMUNICAÇÕES

O programa de Sistemas Inteligentes de Operação e Telecomunicações assegura a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade (tempo disponível para o operador, máquinas em operação), da operacionalidade e da eficácia. Permite garantir a adequação tecnológica e promover a sua homogeneização.

É de realçar o papel essencial que as redes de telecomunicações apresentam na qualidade de serviço, nomeadamente o suporte:

- ao elevado número de pontos telecomandados existentes e previstos instalar na rede MT;
- à crescente integração dos sistemas inteligentes na gestão da rede;
- às operações remotas (teleengenharia, telemanutenção, teleconfiguração, acesso remoto a registos de exploração);
- à coordenação mais eficiente das equipas no terreno, com mais informação e mais centralizada.

Este programa promove a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede, garantindo-se a sua disponibilidade e resiliência em situação crítica ou de regime perturbado.

O programa contribui também para a diminuição do risco associado à eventual falha nos sistemas de segurança, assegurando que o desempenho dos sistemas se mantém dentro dos respetivos valores de referência. Contribui, ainda, para o aumento da eficiência operacional da RND, quer pela diminuição do número de intervenções humanas na rede (automação, OCR) quer pela diminuição do tempo de decisão (fruto do maior conhecimento do estado da rede).

Destaca-se adicionalmente a contribuição deste programa para a resposta às crescentes exigências ao nível da cibersegurança, resultantes de uma maior digitalização da rede elétrica e uma maior exposição aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético.

No PDIRD-E 2020 o investimento que integrava o programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações estava disperso por um conjunto alargado de subprogramas e projetos. Essa dispersão e granularidade condicionava a comunicação de uma visão ampla, agregada e coerente de todo o investimento desta natureza.

No sentido de promover uma visão mais integrada e transversal dos investimentos deste domínio, neste plano reestruturou-se o portefólio deste programa de investimento, pelo que agora o investimento se encontra organizado em seis rubricas chave, descritas em detalhe no Anexo C.1, alinhadas com as categorias que sustentam o pilar estratégico da Transformação Digital: Ecossistema Aplicacional IT/OT (Ficha n.º 13), Infraestruturas e Plataformas Digitais (Ficha n.º 15), Computação Distribuída (Ficha n.º 10), Digitalização e Inovação, no qual se inclui um reforço de verba para projetos inovadores (Ficha n.º 12), Conetividade Resiliente (Ficha n.º 11) e Cibersegurança (Ficha n.º 9).

Importa salientar que a nova formulação não representa disrupção em relação às importantes transformações realizadas nos últimos anos neste domínio, que se encontram diretamente alinhadas com as novas rubricas propostas, apenas se traduz numa reorganização do portefólio de investimento com o objetivo de garantir uma visão mais integrada do mesmo. Neste sentido, os projetos e as sub-rubricas que apresentam continuidade do PDIRD anterior foram mapeados e integrados nas rubricas mencionadas, conforme se apresenta na tabela seguinte, e juntamente com as novas rubricas encontram-se descritos nas fichas do Anexo C.1.

**TABELA 3.6. CORRESPONDÊNCIA SUBPROGRAMAS E PROJETOS PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO VS. RUBRICAS PDIRD-E 2024**

PDIRD E-2020 – ATUALIZAÇÃO	PDIRD E-2024
Subprograma Evolução Aplicacional Cibersegurança	Rubrica Cibersegurança
Subprograma Cibersegurança de Sistemas Inteligentes e da Operação Remota da RND	
Subprograma Segurança Integrada Ciber-Física da RND	
Projeto Plataforma IoT	Rubrica Computação Distribuída
Subprograma Expansão da Rede de Fibra Ótica	Rubrica Conetividade Resiliente
Subprograma Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências	
Projeto Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT	
Projeto Rede de Acesso Fase I	Rubrica Digitalização e Inovação da Rede
Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	
Subprograma <i>Business/Operation Support Systems</i> (B/OSS)	Rubrica Infraestrutura e Plataformas Digitais
Subprograma Renovação Tecnológica de hardware da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	
Projeto ADMS (Fase II e Infraestrutura – Postos AT/MT)	
Subprograma Evolução Aplicacional da Plataforma de Visualização e Operação Remota da RND	Rubrica Ecossistema Aplicacional IT/OT

Conforme referido no capítulo 3.2, neste programa de investimento foi incluído um reforço de verba para projetos inovadores, integrada na rubrica de Digitalização e Inovação da Rede que irá incorporar os investimentos de âmbito inovador cujo objetivo principal é contribuir para a transição da rede para uma rede inteligente, integrando investimentos de monitorização e sensorização da rede, inteligência e gestão ativa da rede, entre outros.

### **3.2.9 REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS AT/MT**

Este programa pretende melhorar os níveis de perdas na RND mantendo, simultaneamente, a racionalidade económica. Incidirá, principalmente no estabelecimento de novas redes e subestações bem como em reforços de rede, aumentando assim a sua eficiência e contribuindo simultaneamente para a melhoria da qualidade de serviço.

Apesar de os valores globais de perdas técnicas na RND estarem em níveis considerados adequados, continuam a justificar-se alguns investimentos específicos neste âmbito, com um benefício em redução de energia de perdas de valor igual ou superior ao custo, e que estão incluídos neste Plano.

### **3.2.10 RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS AT/MT**

À medida que os ativos da rede vão envelhecendo, e apesar de serem realizadas as ações de manutenção necessárias, a sua fiabilidade vai decrescendo e, conseqüentemente, vai aumentando a sua probabilidade de falha. A existência, na rede de distribuição, de ativos com probabilidade de falha superiores ao expectável leva à consideração da necessidade da sua renovação (substituição ou reabilitação).

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT visa, através de uma análise criteriosa dos riscos associados e avaliados através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, mitigar estes riscos e garantir o rejuvenescimento dos ativos da RND.

Neste PDIRD-E 2024, para além do reforço de verba para projetos inovadores conforme referido no capítulo 3.2, dá-se continuidade aos subprogramas do PDIRD-E 2020, descritos no Anexo C.1:

- Dimensionamento dos Ativos AT e MT para as Correntes de Curto-circuito (Ficha n.º 18)
- Renovação de Ativos Alvo de Incêndios (Ficha n.º 20)
- Renovação de Disjuntores AT e MT (Ficha n.º 22)
- Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Ficha n.º 24)
- Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT (Ficha n.º 25)
- Substituição de Rede Subterrânea com Elevadas Taxas de Avarias (Ficha n.º 27)
- Travessias de rede AT e MT sobre AE, IP e IC (Ficha n.º 29)

Conforme descrito no capítulo 3.1.2 são também criados três novos subprogramas (descritos no Anexo C):

- Renovação da Rede de Fibra Ótica (Ficha n.º 19)
- Renovação de Ativos com Degradação Acelerada (Ficha n.º 21);
- Renovação de Equipamentos Acessórios em Subestações (Ficha n.º 23);

Foi ainda migrada para este programa investimento a rubrica para substituição de equipamentos de telecomando obsoletos, de forma a agregar neste programa tudo o que são investimentos motivados pela necessidade de renovações dos ativos, tendo-se constituído o subprograma Renovação de equipamentos de Telecomando da Rede Aérea MT (Ficha n.º 26).

Adicionalmente, foi migrado o subprograma de Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (Ficha n.º 28), onde são realizadas as intervenções associadas à substituição de sistemas de proteção, comando e controlo que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios, avaliados pela condição destes ativos através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade, que passou a estar incluído no programa de investimento Renovação Reabilitação Ativos AT/MT devido à sua motivação ser a mesma que a dos restantes projetos aqui e incluídos e por forma a garantir maior agilidade na coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

### **3.2.11 BENEFICIAÇÕES EXTRAORDINÁRIAS**

As ações de beneficiação extraordinária previstas neste subprograma são motivadas pelo desgaste acelerado de determinados componentes constituintes do ativo, e têm como objetivo repor a condição técnica do mesmo no ponto em que a mesma deveria estar, caso não se tivesse registado um envelhecimento/degradação precoce. A não salvaguarda desta situação poderá levar à perda total do ativo com impactos financeiros relevantes.

Assim, as ações de beneficiação extraordinária aqui incluídas são determinantes para garantir a boa condição técnica de determinados ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores.

As intervenções a realizar ao abrigo do programa Beneficiações Extraordinárias configuram os seguintes três tipos de investimento:

- Ações previamente definidas e previstas para serem realizadas ao longo do período de vida útil do ativo e que permitem restaurar a condição do mesmo, assegurando que possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil (não há aumento da vida útil).
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo técnico, assegurando que o mesmo possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil. Esta intervenção tem as mesmas características das ações do ponto anterior, mas a sua realização não estava prevista inicialmente.
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo, aumentando a sua vida útil ou a sua capacidade (*upgrade*). O aumento de vida útil é determinado em função da avaliação técnica efetuada e adaptada em função das subclasses de imobilizado existentes.

Assim, uma ação de beneficiação extraordinária poderá aumentar ou não a vida útil expectável do ativo intervencionado.

No PDIRD-E 2024, no âmbito deste programa de investimento, diferenciou-se as ações de beneficiação extraordinária que são previamente definidas e previstas no momento de aquisição dos ativos, das restantes ações de beneficiação, integrando-as num novo subprograma intitulado de Beneficiações Periódicas, conforme descrito na Ficha n.º 30 do Anexo C.1.

Foi ainda incluído um subprograma específico para a melhoria de terras em instalações de alta e média tensão, onde são incluídas as ações que têm como objetivo intervir nas redes de terras existentes e garantir a manutenção dos valores dentro dos limites regulamentares (Ficha n.º 31 do Anexo C.1).

### **3.2.12 ABERTURA E RESTABELECIMENTO DA REDE SECUNDÁRIA DE FAIXAS DE GESTÃO DE COMBUSTÍVEL**

O Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, na sua redação atual, prevê a reformulação das redes secundárias de faixas de gestão de combustível (RSFGC), para o espaço rural, nomeadamente as que se desenvolvem sob as linhas de distribuição de energia elétrica de alta tensão (AT) e de média tensão (MT), a inscrever nos Programas Sub-Regionais de Ação. Concretizando, no seu art.º 49º é referido que os deveres de gestão de combustível relativos à rede secundária de faixas de gestão de combustível, estabelecidos para as linhas de distribuição de energia elétrica, são objeto de definição espacial nos programas sub-regionais, assim a Entidade responsável pelas linhas de distribuição AT e MT deve providenciar a gestão do combustível numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 metros (linhas AT) ou 7 metros (linhas MT), para cada um dos lados.

Com a aprovação deste Decreto-Lei a obrigatoriedade de estabelecimento destes corredores de proteção passou a abranger também zonas agrícolas e de pastagem, mais do que duplicando os quilómetros de redes aéreas de AT/MT concessionados pela E-REDES, nos quais é necessário intervir neste âmbito.

O programa de investimento Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível destina-se a assegurar a constituição e reposição das faixas de gestão de combustível conforme estabelecido na referida legislação. Tendo em consideração a especificidade das RSFGC, as mesmas têm apresentado um ciclo de vida de 3 anos.

### **3.2.13 INVESTIMENTO DE COORDENAÇÃO COM A REDE BT**

Este programa visa responder a solicitações planeadas de desenvolvimento das redes MT relacionadas com o desenvolvimento das redes BT, que resultam da coordenação necessária com os operadores da rede BT, e que anteriormente se denominada Ligações aos Operadores de Rede BT.

O volume de investimento previsto, atualizado para o PDIRD-E 2024, resulta da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão ou modificação das redes BT, exceto as relacionadas com solicitações de terceiros uma vez que estas são incluídas no investimento obrigatório. A identificação dos projetos individuais incluídos no programa é realizada em função de análises realizadas sobre o funcionamento das redes BT, beneficiando a sua implementação da coordenação entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.

### **3.2.14 INVESTIMENTO CORRENTE URGENTE**

Trata-se de um programa que visa dar resposta a problemas que venham a ser identificados nas redes que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente, como por exemplo, incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica e cuja solução definitiva obriga a novos investimentos.

Devido às características deste programa, os projetos a realizar não podem ser definidos com antecedência. Assim, reservou-se uma verba global para dar cobertura às situações que venham a surgir durante o período e que se enquadrem nos objetivos do programa, tendo sido atualizada a estimativa para o PDIRD-E 2024, e que considera o investimento que se tem verificado nos últimos anos.

### 3.2.15 SISTEMAS INFORMÁTICOS

No âmbito dos Sistemas Informáticos a E-REDES pretende realizar investimentos significativos nos seus sistemas informáticos, que são cruciais para suportar funções estruturadas em torno de três domínios principais: Clientes e Mercado; Gestão de Ativos e Operações; e Gestão da Rede. Estes investimentos são estratégicos para a empresa, pois permitirão não só a continuidade da excelência no serviço ao cliente, mas também a promoção da digitalização e a contribuição ativa para a transição energética.

Em linha com esta estratégia realizou-se uma alteração aos subprogramas descritos no PDIRD-E 2020, tendo-se procedido ao desdobramento do subprograma Markets em dois subprogramas distintos, Markets e EnergyHub, conforme a seguinte tabela de correspondência. Os diferentes subprogramas que integram este Programa são descritos e detalhados no Anexo D.

**TABELA 3.7. CORRESPONDÊNCIA SUBPROGRAMAS PDIRD-E 2020 VS. PDIRD-E 2024**

SUBPROGRAMAS PDIRD-E 2020	SUBPROGRAMAS PDIRD-E 2024
Analytics 4 Distribution	Analytics 4 Distribution
Data Hub	Data Hub
Plataformas, Segurança e Risco	Plataformas, Segurança e Risco
Digital Efficiency	Digital Efficiency
Markets	Markets
	EnergyHub
Smartgrids	Smartgrids
Network Operations	Network Operations
Assets	Assets
Field Services	Field Services
Selfcare & Channels	Selfcare & Channels
Digital Platforms	Digital Platforms
Aquisições Diretas	Aquisições Diretas

### 3.2.16 EDÍFÍCIOS E OUTRAS CONSTRUÇÕES, EQUIPAMENTOS DE TRANSPORTE E OUTROS

Neste âmbito são incluídos os investimentos que se caracterizam por serem de suporte à atividade.

O programa de investimento edifícios e outras construções é constituído por investimentos com o objetivo de dar continuidade à estratégia de eficiência e otimização na utilização dos edifícios da E-REDES. Estes investimentos derivam de três propósitos: i) necessidade de manutenção dos mesmos; ii) reformulação de espaços que melhor se adequem às necessidades dos trabalhadores e iii) eficiência energética.

Adicionalmente, no âmbito do programa de investimento equipamentos de transporte pretende-se dar resposta ao plano de renovação dos equipamentos de transporte da E-REDES. Este plano preconiza o objetivo da empresa de ter 100% da sua frota elétrica em 2030, com impactos na eficiência da empresa, pela redução dos custos operacionais.

No programa de investimento “Outros” são englobados investimentos que se enquadram e classificam como o Equipamento Administrativo, Social, Ferramentas e Mobiliário e Outras Imobilizações Corpóreas.



04

PONTOS DE  
ENTREGA DE  
ENERGIA

# 04 Pontos de entrega de energia

## 4.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2025 prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 68 Pontos de Entrega (abreviadamente PdE), divididos em 67 subestações e uma linha MAT de interligação transfronteiriça, a linha explorada a 130 kV LINDOSO – CONCHAS. Esta última é utilizada apenas em regime de socorro, sendo nulo o trânsito de energia em exploração normal. Entretanto, decorrente do Parecer do ORT à proposta do PDIRD-E 2020 (versão julho) e à revisão realizada pelos ORD e ORT sobre as capacidades de apoio mútuo permitida por esta linha a ambos os lados da fronteira, revelou-se que essa capacidade é muito limitada, podendo mesmo ser nula no sentido de Espanha para Portugal, de acordo com o apurado pelo ORT. Face a esta avaliação, o ORT informou que irá desenvolver na RNT uma solução para garantia de apoio e promover a desclassificação desta linha.

No ano antecedente ao período abrangido pelo PDIRD-E 2024, durante 2025 prevê-se a ligação do PdE VILA NOVA DE FAMALICÃO à RND. No período do PDIRD-E 2024 não se prevê o estabelecimento de novos PdE de alimentação à RND, nem a desactivação dos existentes.

Para além de novos PdE, estão previstas, no período abrangido pelo PDIRD-E 2024, novas ligações a pontos de entrega existentes e que necessitam de painéis nos PdE da RNT, nomeadamente:

- PdE OURIQUE — painel OURIQUE
- PdE OURIQUE — painel CASTRO VERDE
- PdE SINES — painel SANTO ANDRÉ

O Plano de Investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o concessionário da RNT.

### 4.1.1 LINHAS AT E MT DE INTERLIGAÇÃO TRANSFRONTEIRIÇAS

Existem duas linhas da RND de interligação transfronteiriça com as redes de Espanha, uma linha AT e uma linha MT:

- Linha 60 kV ALCÁÇOVA – BADAJOZ
- Linha 15 kV VILA VERDE DE FICALHO – ROSAL DE LA FRONTERA

O trânsito de energia nestas linhas, maioritariamente nulo dado tratar-se de linhas de recurso, é contabilizado pelo concessionário da RNT.

Após a entrada em serviço do PdE REN – ESTREMOZ e da linha da RND ESTREMOZ – ALCÁÇOVA, a interligação transfronteiriça ALCÁÇOVA – BADAJOZ, que alimentava até então os consumos nos concelhos de Campo Maior e de Elvas a partir da rede espanhola, passou a ter apenas a função de alimentação de recurso.

Nos anos 90, foram estabelecidas duas linhas MT de interligação transfronteiriça: Barrancos- Encinasola, já desativada, e Vila Verde de Ficalho – Rosal de la Frontera, para alimentação mútua das redes locais dos dois países. Com o aumento dos consumos e a evolução das redes, estas interligações deixaram de ser suficientes para a alimentação dos consumos envolvidos, tendo sido a primeira desativada por motivo de alteração da tensão no lado português (Barrancos). Relativamente à segunda linha, quando se justificar a alteração da tensão do lado português, o ORD solicitará ao operador da RNT que sejam desenvolvidas as diligências necessárias com vista à cessação do contrato de interligação MT entre os operadores das redes elétricas Portuguesa e Espanhola.

## 4.2 LIGAÇÃO DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

### 4.2.1 SITUAÇÃO EM DEZEMBRO 2023

Em 31 de Dezembro de 2023 a RND tinha ligada aproximadamente 6.108MVA (5.902MW) de produção distribuída, potência dividida entre 5.534MVA (5.347 MW) relativa a 852 instalações de PRE e 574MVA (452MW) de potência relativa a 14 instalações de PRO.

No período entre 31 de dezembro 2019 e 31 de dezembro de 2023 o aumento da potência ligada na RND foi de 920MVA. O valor do aumento foi devido à ligação de 185 novos produtores, à alteração de potência de ligação de alguns produtores e à desativação de outros.

A fonte eólica mantém a maior contribuição para o mix, 46% da potência ligada na RND, verificando-se novamente que a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica com um crescimento de 220% (854MVA) entre 2019 e 2023, passando a ser a segunda tecnologia com maior

contribuição para o mix de PRE na RND (22%). No valor da contribuição eólica, inclui-se a Central Eólica Offshore Windfloat Atlantic (25MVA) ligada formalmente na RNT, PC Viana do Castelo (REN), mas injectando directamente na RND, no barramento 60kV da subestação Monserrate.

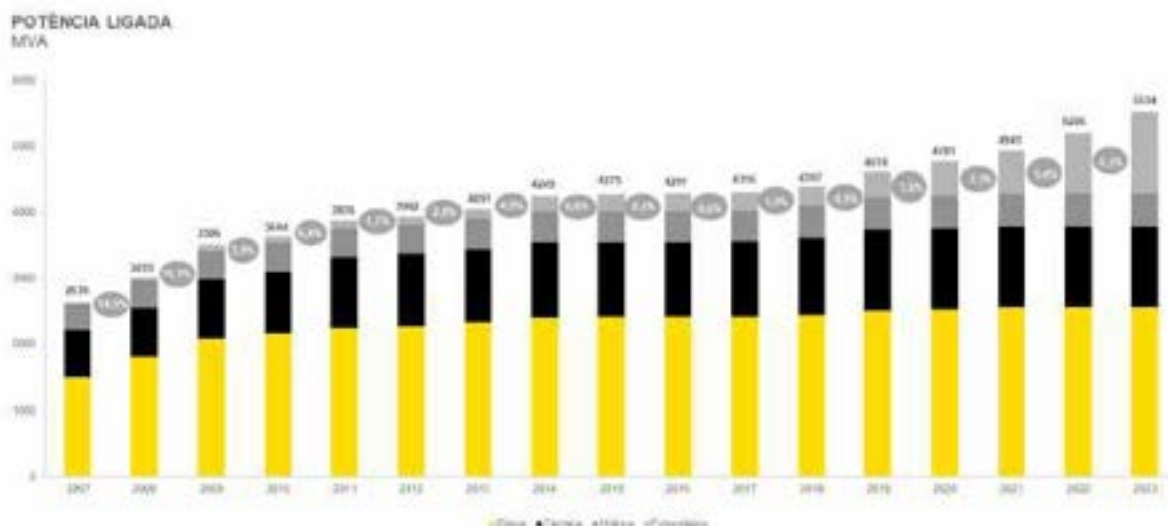


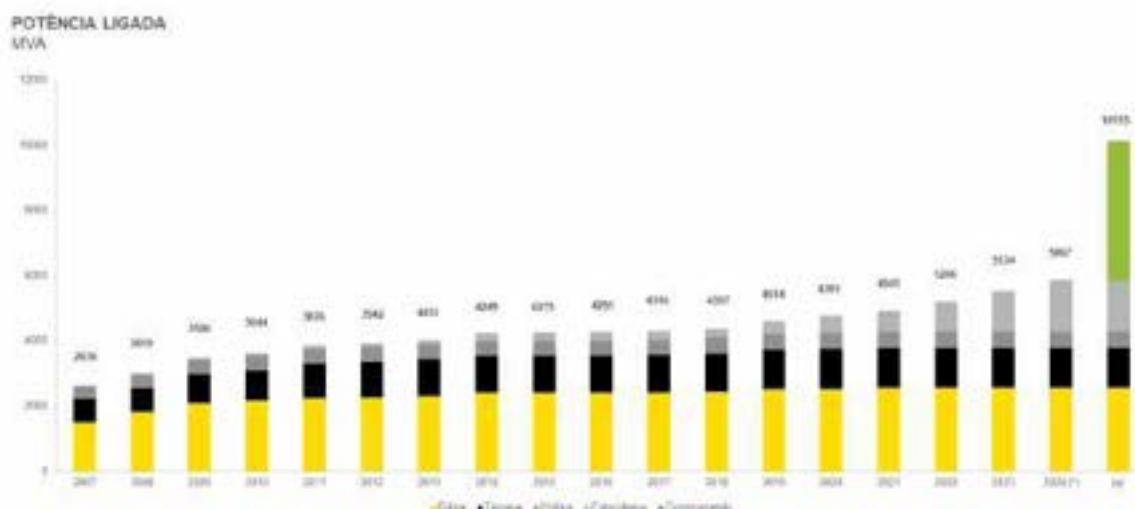
FIGURA 4.1: EVOLUÇÃO DA PRE LIGADA NA RND

#### 4.2.2 PROCESSOS EM CURSO E COMPROMETIDOS

Sobre a potência ligada na RND em 31 de dezembro 2023 acrescem 333 MVA de potência de ligação relativa a 64 promotores que iniciaram a ligação junto do ORD e previsivelmente encontram-se a construir as centrais ou ligar-se-ão até final 2024. A esmagadora maioria da potência de centrais com ligação em curso é devida por centrais de fonte solar, 96% da potência, aproximadamente 327 MVA e apenas uma central de fonte eólica com 6 MVA. A efetivação da totalidade desta potência elevará a potência ligada de PRE na RND para 5.867 MVA (coluna 2024\*) no gráfico em baixo), dos quais, 25 MVA são devidos por reequipamento, podendo ser limitado no âmbito do DL 15/2022.

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 4.288 MVA de potência de ligação. Este valor divide-se entre 3.630 MVA de produtores com Licenças de Produção ou Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) válidos, e 658 MVA de processos que aguardam confirmação da validade do compromisso, decorrentes de Unidades de Pequena Produção (UPP) que devem pagar as cauções previstas regulamentarmente, TRC que aguardam pagamento de caução, potência na RND prevista para o Leilão de Capacidade realizado em 2020 ou outros compromissos com a DGEG.

Incluído nos processos comprometidos encontra-se o centro electroprodutor da Zona Piloto para as energias oceânicas criado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 5/2008. Ao abrigo desta legislação a concessionária da RND garante a construção, junto da zona piloto, das infraestruturas necessárias para receber a energia elétrica fornecida pelos promotores, para uma potência global até 80 MW. Numa ótica de eficiência de recursos, acompanhando o desenvolvimento da Zona Piloto, serão criadas as condições concordantes com as necessidades de potência que forem sendo declaradas pela entidade gestora.



(\*) – Potência ligada + Potência prevista ligar em 2024

(a) – Potência 2024 + Potência Comprometida

FIGURA 4.2: EVOLUÇÃO DA PRE LIGADA NA RND COM PROCESSOS EM CURSO E COMPROMETIDA

Sobre os 10.155MVA de potência ligada e comprometida na RND (PRO+PRE) avalia-se que no final de 2025 a RND disponha de 6.941 MVA de capacidade de recepção para outros centros electroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. Desde 2019 foi ligado 1.089MVA de potência de ligação, dos quais, 157MVA de potência de ligação em UPP, 207MVA de potência de ligação atribuída no âmbito de leilões, e o restante no referente a Licenças de Produção emitidas na redação anterior do Decreto-Lei n.º 312/2001.

Relevante observar que a capacidade disponível na RND declarada no PDIRD-E 2020 (6.639MVA) aumentou. O aumento da capacidade disponível deve-se à conclusão de projetos investimento na RND assim como à redução da potência comprometida resultante da descativação de potência por parte da DGEG.

No final de 2030 a capacidade de recepção da RND aumenta para 7.228 MVA, aumento consequente dos investimentos na RND previstos no presente plano. A capacidade de recepção na RND encontra-se, contudo, limitada à capacidade disponível na RNT.

#### 4.2.3 ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DAS EXPECTATIVAS LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA A NÍVEL LOCAL

O DL 15 /2022 prevê três figuras para atribuição de capacidade de injeção na obtenção de licença de produção, modalidade de acesso geral, modalidade de procedimento concorrencial e modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP. Nas modalidades de acesso geral e procedimento concorrencial, não foi atribuída nova capacidade desde a última atualização do PDIRD-E. Na modalidade de acordo foram entregues os estudos para identificação dos reforços necessários para criação de capacidade de recepção na RESP a 15 centros electroprodutores, totalizando uma potência de ligação de 360MVA na RND e estão a ser desenvolvidos estudos para realização de acordos para os restantes 39 centros electroprodutores, totalizando uma potência de ligação de 970MVA na RND. Os acordos de criação de capacidade ainda não foram firmados e por conseguinte o seu impacto ainda não é refletido neste PDIRD-E.

Entre 2019 e 2023 foram analisados 9 pedidos de **hibridização** para centros electroprodutores ligados à RND. Atualmente dois deles já se encontram ligados. Os pedidos de hibridização, conhecidos pelo ORD, totalizam 85,3MVA de nova potência instalada. Estes pedidos não aumentam a potência de ligação e portanto não reduzem a capacidade de recepção existente, no entanto, uma vez que aumentam a injeção do Centro Electroprodutor original em momentos de ociosidade do mesmo, contribuem para uma maior utilização das redes e por conseguinte contribuirão para o aumento de restrições em eventuais ligações de produção ao abrigo da figura de ligações com restrições.

Desde a promulgação do novo DL 15/2022, já foram atribuídos 143MVA de potência de ligação resultante da atribuição de potência de **reequipamento** a centros electroprodutores existentes ou em construção.

No particular do **autoconsumo** inferior a 1MVA de potência de ligação, com enquadramento de Registo Prévio e Certificado de Exploração ou Mera Comunicação Prévia, tem-se verificado um aumento substancial do número de pedidos. Entre 2020 e 2023, mais de 5600 pedidos de autoconsumo inferior a 1MVA careceram de parecer do ORD. Todos os pedidos de autoconsumo foram viabilizados, sendo que apenas 7% foram limitados na potência de ligação à RESP por limitações no próprio circuito consequente da existência de outros produtores já ligados/comprometidos. No final de 2023 estavam ligados 1.050MVA de potência de ligação de autoconsumo (464MVA em BT, 565MVA em MT e 21MVA em AT). Perspetiva-se que nos próximos anos a potência atribuída para autoconsumo continue a aumentar. Nesse sentido o RMSA prevê que em 2030 se atinjam valores de 4.200MW de potência instalada de autoconsumo. A capacidade disponível na RND permite acomodar esta nova potência, no entanto, poderão surgir constrangimentos localmente. Para o efeito propõe-se no presente plano a realização do investimento no subprograma "Integração de Autoconsumo" para ultrapassar eventuais constrangimentos locais na RND e assim acomodar nova potência de autoconsumo. Com os pedidos de autoconsumo a crescer, mesmo os que não têm injeção na RESP, prevê-se que os consumos da rede em determinados momentos venham a reduzir o que também poderá contribuir para um aumento das restrições para novas ligações de produção ao abrigo da figura de ligações com restrições.

O DL 15/2022 incluí o **armazenamento** no enquadramento da produção distribuída. Inserido no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), estão previstos instalar 500 MW de capacidade de armazenamento e energia na rede elétrica (tanto a nível de transporte, como de distribuição) até ao final de 2025. Uma vez que os sistemas de armazenamento estarão ligados em instalações de produção com potência de ligação própria, a jusante do ponto de ligação do centro electroprodutor, não tomam capacidade de recepção adicional. Apenas sistemas de armazenamento autónomo dependerão de capacidade de recepção adicional, capacidade firme ou com restrições.



The page features a large, abstract graphic on the left side composed of overlapping yellow and orange shapes. A thick black arc is visible at the top left, and a black circle is at the bottom center. Several smaller, teardrop-shaped elements in yellow and orange are scattered around the main graphic.

05

# EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS

# 05 Evolução de consumos e cargas

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD-E 2024 (2026-2030), fazendo-se ainda uma análise breve à recente evolução histórica.

## 5.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (E-REDES)

O gráfico que se segue retrata os valores e previsões de energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com o estudo “Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031” desenvolvido pela E-REDES para o período 2024-2031 e que se apresenta no Anexo A. Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.



FIGURA 5.1: ENERGIA DISTRIBUÍDA NA RND SEM CONSIDERAR CONSUMO MAT (PREVISÃO E-REDES)

## 5.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

Em dezembro de 2023 foi aprovado o mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E 2023). O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no RMSA-E 2023 apresenta uma taxa de variação anual de 2023 ainda previewal, bem como o valor considerado pela E-REDES, na medida em que, à data de elaboração dos dois relatórios o valor final do PIB para o ano 2023 não era ainda conhecido.

Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento previewal de 2,1% no ano de 2023, as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas<sup>11</sup>, são menos otimistas que as consideradas no RMSA-E 2023 para o primeiro ano de projeção de consumos, verificando-se o contrário para o período 2026-2031.

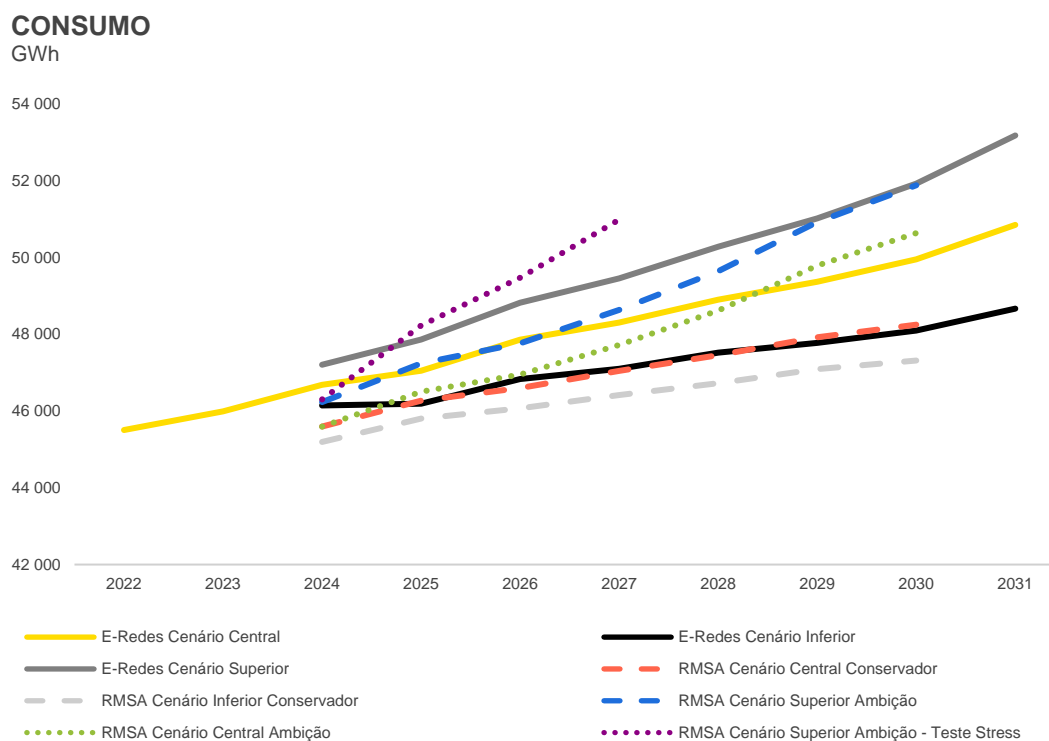
11 Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI



**FIGURA 5.2: TAXAS DE VARIAÇÃO ANUAL DO PRODUTO INTERNO BRUTO (%) (COMPARAÇÃO DE ESTIMATIVAS E-REDES E RMSA-E 2023)**

O estudo efetuado pela E-REDES para o período 2024-2031, que se apresenta no Anexo A, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2023, bem como as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

É possível observar no gráfico da Figura 5.3 e na Tabela 5.1 a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2022-2031. Enquanto que o estudo de previsão de consumos realizado pela E-REDES considera 3 cenários de consumo (Inferior, Central e Superior), o RMSA-E 2023 considera cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior conservador; cenário central conservador; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética.



**FIGURA 5.3: COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DE CONSUMO PELAS ESTIMATIVAS DA E-REDES E RMSA-E 2023**

**TABELA 5.1. COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DE CONSUMO PELAS ESTIMATIVAS DA E-REDES E RMSA-E 2023**

GWh										
CONSUMO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
E-REDES Cenário Inferior			46 145	46 192	46 834	47 101	47 523	47 777	48 096	48 668
E-REDES Cenário Central	45 505	45 991	46 685	47 051	47 858	48 304	48 901	49 370	49 954	50 850
E-REDES Cenário Superior			47 206	47 862	48 822	49 456	50 281	51 020	51 925	53 180
RMSA Cenário Inferior Conservador			45 195	45 805	46 070	46 416	46 727	47 091	47 316	
RMSA Cenário Central Conservador			45 596	46 270	46 602	47 045	47 455	47 921	48 250	
RMSA Cenário Superior Ambição			46 233	47 243	47 764	48 636	49 644	50 924	51 883	
RMSA Cenário Central Ambição			45 594	46 504	46 951	47 720	48 620	49 790	50 636	
RMSA Cenário Superior Ambição - Teste Stress			46 302	48 230	49 473	50 987				

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

(1) Consumo Final E-REDES = Energia Entrada na R-D - Perdas na Rede

(2) Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-E-2023 são menos otimistas que as previstas no estudo da E-REDES para os anos de 2023 e 2024, o que é explicado, em grande parte, pelo facto de a data de projeção para o consumo do ano 2023 ser anterior à das estimativas da E-REDES. Por este motivo, a projeção do cenário central da E-REDES é superior a todas as projeções do RMSA-E, em 2024, apresentando também valores de consumo mais elevados relativamente aos valores de consumo previstos nos cenários centrais do RMSA-E (ambição e conservador) até 2028.

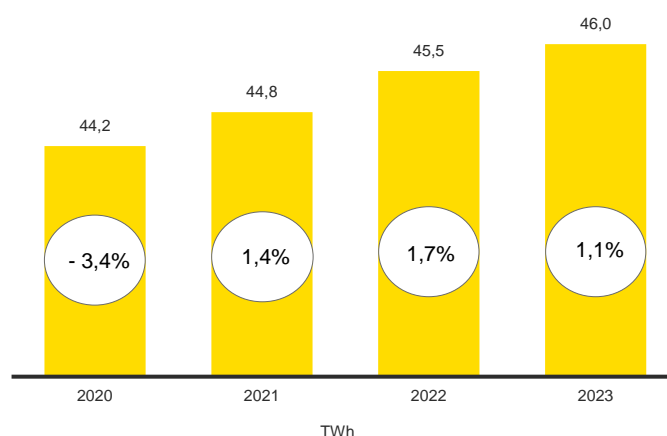
De realçar que as taxas de crescimento anual composto (CAGR) embora diferentes (0,84% no cenário central conservador do RMSA-E 2023 face aos 1,20% no cenário central da E-REDES para o período (2024-2030)), são bastante similares. A evolução das projeções é paralela ao longo do período, sendo a principal diferença o ponto de partida de ambos, impactada com os valores reais de consumo em 2023 apresentados no estudo da E-REDES. Perante estes dados, nesta proposta do PDIRD-E 2024 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da E-REDES tendo em conta que este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da E-REDES, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

O impacto desta decisão (escolha do cenário de consumo do estudo E-REDES face ao RMSA-E 2023) não é muito relevante devido à pequena parcela de investimento dependente das variações de consumo. O valor de investimento em causa é de 158,24 M€ (12,8% do investimento total do Plano) e encontra-se inserido nos programas de investimento “Desenvolvimento de Rede”, excluindo o subprograma “Reposição da Capacidade de Receção da RND” (40M€ - 3,2% do investimento total) e “Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)” (118,24M€ - 9,5% do investimento total). De salientar que este último programa de investimento é dependente de pedidos de ligação à rede futuros, que são comparticipados por terceiros.

Entretanto, como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.

### 5.3 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

A Figura 5.4 apresenta a evolução histórica da energia elétrica distribuída, no período 2020-2023, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da E-REDES.

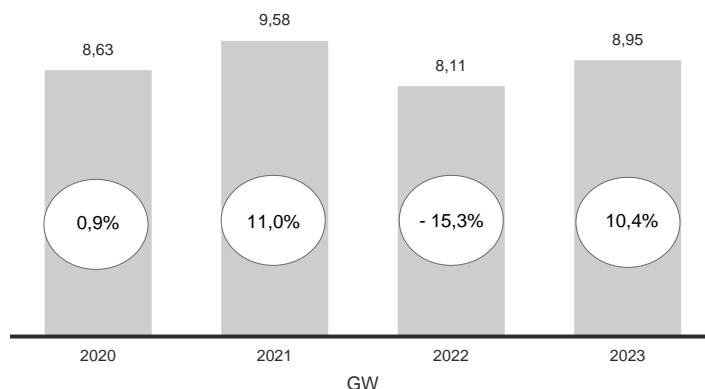


**FIGURA 5.4: EVOLUÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA, 2020-2023**

Os consumos apresentam um crescimento constante desde 2020, ano em que se registou uma queda acentuada, coincidente com o primeiro ano pandémico (-3,4%). Com uma taxa média de crescimento anual (TMCA) no período 2021-2023 de 1,4%, verificou-se que os valores registados nos anos 2022 e 2023 já se encontram alinhados com os verificados nos anos 2018 e 2019, antes da pandemia.

## 5.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da E-REDES nos anos de 2020 a 2023 é representada na Figura 5.5.



**FIGURA 5.5: EVOLUÇÃO DA PONTA SÍNCRONA DA E-REDES, 2020-2023**

Relativamente à evolução da ponta síncrona da E-REDES, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um crescimento muito acentuado no ano de 2021, sendo que o valor registado da ponta máxima foi consideravelmente superior aos anos anteriores devido ao efeito de confinamento associado às temperaturas baixas sentidas no inverno de 2021. Ainda assim, a TMCA, no período 2020-2023, foi de +1,7%, inferior à verificada no período 2016-2019, que foi de 2,0%.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na Figura 5.6.



**FIGURA 5.6: EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT DA E-REDES, 2020-2023 (VALORES ATUALIZADOS DE ACORDO COM O ANEXO 3 DO ARTIGO 18º DO RARI)**

Verifica-se que a potência instalada tem evoluído a um ritmo ajustado à evolução da carga no período 2020-2023. O crescimento da potência instalada justifica-se para fazer face a aumentos localizados de consumo e adequar os níveis de utilização das subestações mais carregadas, nomeadamente naquelas onde essa utilização ultrapassou os 90%, garantindo os padrões de segurança para planeamento, a melhoria da qualidade de serviço e o aumento da eficiência da rede.

## 5.5 MODELO PREVISÃO DE CONSUMOS

### 5.5.1 DEFINIÇÃO DO MODELO DE PREVISÃO DOS CONSUMO

O modelo de previsão de consumo são, na realidade, vários modelos definidos para cada nível de tensão. Os modelos são construídos através de uma regressão linear múltipla onde são integradas variáveis que se mostraram estatisticamente significativas na associação com o consumo de eletricidade.

As variáveis que condicionam o consumo de eletricidade e que, por sua vez, são incorporadas no modelo de previsão do nível de tensão em análise, são as indicadas em seguida:

- Tendências de evolução resultantes de Efeitos Macroeconómicos
- Efeitos de Temperatura
- Efeitos de Calendário
- Inércia de Consumo
- Medidas de Eficiência Energética
- Consumo de Veículos Elétricos
- Autoconsumo
- Instalação de LED no segmento IP

### 5.5.2 AVALIAÇÃO DAS VARIÁVEIS QUE CONDICIONAM A EVOLUÇÃO DO CONSUMO

#### EFITOS MACROECONÓMICOS

Relativamente à análise das tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos foram elaborados modelos econométricos de forma a ser criada uma variável de tendência por segmento que, por sua vez, foi incorporada nos modelos de previsão de consumo. Verificou-se que o comportamento do consumo da eletricidade para os segmentos Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) se revelou sensível à atividade económica, medida através do Produto Interno Bruto (PIB). Por outro lado, a Baixa Tensão Normal (BTN) apresentou significância estatística quando se relacionou com o consumo privado. Esta relação foi avaliada entre 1994 e 2023.

Para avaliação das taxas de variação anuais a utilizar, foram analisadas as projeções macroeconómicas mais atuais, à data de elaboração do documento, de diversas entidades (Ministério das Finanças, Banco de Portugal, Comissão Europeia, OCDE e FMI). Da análise das projeções efetuadas pelas diversas fontes, optou-se por utilizar no cenário central uma média dos valores apresentados, mantendo-se constante o valor da projeção para os anos relativamente aos quais não se dispõe de informação. As taxas de crescimento utilizadas são apresentadas no Anexo A.

#### EFITO TEMPERATURA

Para estabelecer a relação da temperatura com os consumos dos diferentes níveis de tensão optou-se por expurgar os consumos de fatores externos (PIB, Consumo Privado), tendo-se verificado que os níveis de tensão MAT e AT não se mostraram sensíveis à temperatura, sendo que os diagramas de dispersão destes níveis de tensão se apresentaram sem qualquer associação com a variável em estudo.

Analisando em detalhe os restantes níveis de tensão, verifica-se que apresentam comportamentos diferentes quando cruzados com esta variável. Os consumos da MT mostram-se mais dispersos e com uma variabilidade maior. Por outro lado, os consumos da BTN apresentam valores com menor variabilidade e mais sensíveis a temperaturas inferiores e a BTE mostra-se mais sensível a temperaturas mais elevadas.

Para efeitos de previsão foram calculados valores diários de temperatura normal (temperatura que seria expectável para um determinado dia) assumindo a média das temperaturas médias de um histórico de 49 anos (entre 1974 e 2023) registadas em várias cidades portuguesas.

#### EFITO CALENDÁRIO

Os efeitos de calendário afetam o consumo de eletricidade. Para avaliar esses mesmos efeitos integraram-se no modelo variáveis binárias que representam os dias em que ocorrem feriados, os dias após os feriados, pontes (podendo ocorrer numa 6ªfeira ou 2ªfeira) e dias especiais como o Natal, o Domingo de Páscoa ou o dia de Ano Novo. Para além destas variáveis foram também consideradas variáveis para representar os dias úteis, sábado e domingo, para o ciclo semanal e para o ciclo anual para cada um dos meses do ano. O Anexo A mostra o efeito que estas variáveis têm no consumo.

#### MEDIDAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Nos últimos anos temos assistido a mudanças climáticas a um ritmo mais acelerado, que têm consequências profundas e transversais para toda a sociedade. Tomando consciência da necessidade de implementação de mudanças na forma como utilizamos a energia, as várias entidades governamentais têm aprovado diversos pacotes legislativos, definindo metas de eficiência energética até 2030.

A adoção de programas estruturados e medidas com vista à eficiência energética, bem como uma crescente consciencialização dos consumidores para esta temática e sua relação com os problemas da sustentabilidade ambiental, é uma das macrotendências de futuro. Assim esta tendência terá um impacto no consumo de eletricidade, através dos comportamentos e escolhas cada vez mais eficientes e sustentáveis por parte dos consumidores.

De salientar, que o estudo de cenarização dos pressupostos da DGEG, só considera o cenário de evolução das poupanças de energia. As poupanças de eletricidade previstas no RMSA-E 2023, para o período 2023-2030, têm em conta a meta de poupanças no âmbito da Diretiva para a eficiência energética. As estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2019-2021 nos setores da indústria, transportes e agricultura e pescas, com esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

Consequência de se passarem a adotar as práticas eficientes que estiveram na base das medidas aplicadas nos últimos anos, os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito das medidas de eficiência energética para o período de previsão.

## **VEÍCULOS ELÉTRICOS**

A evolução do consumo de eletricidade nos anos mais recentes beneficiou do impacto do consumo associado à utilização de veículos elétricos. No cálculo das previsões de consumo está incluído o consumo resultante de veículos elétricos (VE), tendo por base o histórico de consumos desde 2013.

Quanto à projeção anual do número de veículos elétricos até 2035, foram utilizados os dados constantes do cenário do RMSA-E 2023 (Cenário Central Conservador). Também para a realização de projeções da evolução do consumo de energia elétrica proveniente da eletrificação dos transportes, foi considerado o cenário central conservador constante no RMSA-E 2023.

Para além das projeções do aumento de consumo associado à mobilidade elétrica, é importante distribuir este consumo pelos diversos segmentos: Baixa Tensão Normal (BTN), Baixa Tensão Especial (BTE) e Média Tensão (MT).

No Anexo A, apresenta-se a distribuição do consumo pelas tipologias BTN, BTE e MT, para cada um dos cenários obtidos. Essa distribuição foi obtida através de diversas informações/pressupostos que também se encontram descritas em detalhe, nesse mesmo anexo.

## **AUTOCONSUMO**

As diversas alterações legislativas implementadas pelo governo, ao longo dos últimos anos, potenciam uma maior implementação de novas instalações de produção de energia renovável para o autoconsumo, tendo em vista a concretização nacional de metas definidas no âmbito do Plano de Energia-Clima para 2021-2030, nomeadamente atingir uma quota de 51% de energia proveniente de fontes renováveis em 2030 (No Relatório da Procura de Electricidade 2024-2031, apresentado em anexo, apresenta-se uma quota de 47%, que era o objetivo existente à data de execução do mesmo).

Para o período de previsão estima-se um crescimento desta produção, em linha com a variação prevista no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023). No Anexo A ilustra-se o atrás descrito quer para o observado, quer para a previsão.

Aplicando a estimativa acima à previsão de consumo, estima-se que o peso do autoconsumo relativamente à energia distribuída projetada no cenário central se situe em 20,5% no horizonte 2031.

## **INSTALAÇÃO DE LED NO SEGMENTO IP**

Reforça-se o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, com a promoção de substituição por luminárias de tipo LED em Iluminação Pública, traduzindo-se esta opção de investimento na modernização da rede, que simultaneamente contribui para a criação de valor e sustentabilidade do negócio da Empresa, e responde a preocupações de eficiência energética e ambiental.

No Anexo A é possível visualizar a evolução da substituição do parque IP por luminárias LED desde 2015 até ao final do atual horizonte de previsão bem como a evolução dos consumos deste segmento para o mesmo período. A substituição para luminárias LED começou a intensificar-se em 2018, ano em que se começa a verificar uma queda maior no consumo deste segmento. Esta tendência manteve-se nos anos seguintes. Para o período de previsão prevê-se a continuação desta tendência, atingindo-se em 2024 72% de LED instalados e em 2028 a totalidade do parque IP com LED.

## 5.6 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

### 5.6.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme anteriormente referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano, inclui-se no Anexo A o estudo elaborado pela E-REDES, considerando os consumos verificados até março de 2024, as previsões à data de abril de 2024 da evolução da atividade económica e as estimativas disponíveis para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo. Apresentam-se, em seguida, os consumos que constam deste estudo. Na Tabela 5.2 são apresentadas as previsões anuais dos consumos globais.

**TABELA 5.2. PREVISÃO DE CONSUMOS GLOBAIS**

GWh				
ANO	ENERGIA ENTRADA NA RND	PERDAS NA REDE	ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA RND	TAXA DE CRESCIMENTO DA ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA RND
2021	48 772	4 007	44 765	1,4%
2022	49 727	4 222	45 505	1,7%
2023	49 925	3 934	45 991	1,1%
2024	50 754	4 069	46 685	1,5%
2025	51 285	4 234	47 051	0,8%
2026	52 153	4 295	47 858	1,7%
2027	52 625	4 321	48 304	0,9%
2028	53 262	4 361	48 901	1,2%
2029	53 766	4 396	49 370	1,0%
2030	54 402	4 448	49 954	1,2%
2031	55 367	4 517	50 850	1,8%

A Taxa de Crescimento Anual Composto (CAGR), no período 2025-2030, é de +1,2%. A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir aproximadamente 50 TWh em 2030, prevendo-se ultrapassar a partir de 2026 o máximo histórico atingido em 2010 (47,8 TWh).

A previsão anual dos consumos por níveis de tensão é apresentada nas Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

**TABELA 5.3: PREVISÃO DE CONSUMOS (MAT+AT)**

GWh	Verificado			Previsto								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA RND												
MAT+AT	9 108	9 104	9 045	9 287	9 337	9 512	9 593	9 724	9 808	9 888	10 015	
Varição Anual	-1,57%	-0,05%	-0,64%	2,67%	0,54%	1,87%	0,86%	1,37%	0,86%	0,81%	1,28%	

**TABELA 5.4: PREVISÃO DE CONSUMOS (MT+BTE+BTN+IP)**

GWh	Verificado			Previsto								
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA RND												
MT + BTE + BTN + IP	35 656	36 402	36 946	37 398	37 713	38 346	38 710	39 177	39 561	40 066	40 835	
Varição Anual	2,17%	2,09%	1,49%	1,22%	0,84%	1,68%	0,95%	1,21%	0,98%	1,28%	1,92%	



## 5.6.2 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2012-2031, é a que se apresenta na Figura 5.7.



FIGURA 5.7: EVOLUÇÃO PREVISTA PARA A PONTA SÍNCRONA DA E-REDES, 2024-2031

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2012 a 2023 (dados reais). Para os anos de 2024 a 2031 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona, tendo por base um modelo de regressão que oferece a flexibilidade de capturar os efeitos de medidas de transição energética e penetração de autoconsumo.

Para o dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede é determinante a previsão das potências de ponta de cada rede, influenciada pela evolução dos consumos por zona. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos.

## 5.6.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À PONTA DE SUBESTAÇÕES

De acordo com uma recomendação da ERSE emitida no seu Parecer ao PDIRD-E 2016, foram efetuados estudos internos com o objetivo de identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação tendo-se obtido resultados inconclusivos sobre a relação da variação da ponta com as variáveis incluídas.

Posteriormente ao PDIRD-E 2018, foi promovido com uma instituição científica a exploração da análise solicitada. O estudo realizado compreendeu uma pesquisa bibliográfica, não tendo sido identificados contributos relevantes. Na ausência de modelos identificados, procedeu-se ao teste de diferentes modelos paramétricos, ajustando-os com o universo de dados históricos observados entre 2015-2020, nomeadamente e entre outros, das pontas de subestações, dos consumos anuais de energia por concelho verificados, das transferências de redes MT entre SE conhecidas, da segmentação de perfis de carga das subestações, do registo histórico de temperatura e da classificação “dia útil/não útil”. Os modelos desenvolvidos foram testados num subconjunto do universo original, excluído do universo de modelação. Apesar do rigor e consistência científica merecidos, os modelos desenvolvidos apresentam características explicativas que não vão ao encontro da experiência de planeamento.

Nestes termos o ORD prosseguirá na busca de modelações suportadas em metodologias não paramétricas, como por exemplo as suportadas em redes neuronais ou inteligência artificial.

Assim, manteve-se neste PDIRD-E 2024 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação.

## 5.6.4 CARACTERIZAÇÃO DAS CARGAS NAS SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

As potências das cargas nas subestações para a identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes encontram-se no Anexo B.1.3.

Neste anexo é feita uma caracterização das pontas previstas nas subestações de distribuição para o ano de 2025, considerando os investimentos da E-REDES que se encontravam em curso com data prevista de conclusão até ao final do ano de 2025, assim como a evolução dos consumos previstos para esse ano e que interferem na estimativa de pontas.

No mesmo anexo encontra-se uma caracterização das pontas no ano de 2030, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano.

#### **5.6.5 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS**

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a E-REDES tem disponíveis para recolha de informação do mercado, relativa a eventuais intenções de ligação à rede, permitiu sinalizar zonas de potencial crescimento acentuado de cargas.

Para estas zonas, avaliou-se a capacidade da rede para as alimentar, tendo em conta a rede existente e o seu desenvolvimento previsto neste Plano. Assim, não serão de esperar constrangimentos na rede que venham a inviabilizar as intenções de investimento manifestadas pelos promotores.

Salienta-se que os grandes empreendimentos têm prazos de concretização alargados, pelo que não se justifica a realização antecipada de infraestruturas extra em resposta a essas solicitações. No entanto, face à relevância dos valores de potência envolvidos, estes poderão influenciar a escolha de soluções técnicas mais potenciadas, globalmente integradas em zonas onde se prevê um crescimento mais acentuado.

Face à incerteza na concretização de novos empreendimentos, em termos de datas e valores de potência a requisitar, serão devidamente monitorizados os focos de desenvolvimento de cargas, uma vez que valores significativamente diferentes dos previstos poderão criar necessidades de ajustamento no investimento, nomeadamente nos últimos anos deste Plano.



06

AVALIAÇÃO  
AMBIENTAL  
ESTRATÉGICA DA  
PROPOSTA DE  
PDIRD-E 2024

# 06 Avaliação Ambiental Estratégica da proposta de PDIRD-E 2024

A Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) da proposta de PDIRD-E 2024, a que se refere o Relatório Ambiental e o Resumo Não Técnico presentes no Anexo J, foi elaborada em simultâneo e em articulação com a preparação do PDIRD-E 2024, em particular com a definição da estratégia de expansão e modernização da RND. Esta análise é feita em função de um quadro de avaliação estruturado num conjunto de Fatores Críticos para a Decisão (FCD) previamente identificados e que se entendeu traduzirem os temas-chave ou fatores de sucesso ambiental e de sustentabilidade que devem enquadrar as decisões estratégicas do Plano.

A AA do PDIRD-E 2024 responde a exigências da legislação em vigor, nomeadamente, de identificar, avaliar e acompanhar (Figura 6.1), de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação e das consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito. Desta forma, entende-se que os contributos da AA robustecem o Plano, contribuindo de forma qualificada para o processo de decisão e melhorando o desempenho ambiental e de sustentabilidade de futuros projetos.



**FIGURA 6.1: ABORDAGEM SIMPLIFICADA DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRD-E 2024**

A AAE foi iniciada em janeiro de 2024, tendo o âmbito e alcance da AAE sido objeto de consulta institucional, nos termos do nº2 do artigo 3º do DL nº 232/2007, de 15 de junho. Os resultados da consulta institucional foram tidos em consideração nas fases subsequentes da AAE.

O exercício de avaliação desenvolvido nesta AAE teve em consideração os guias metodológicos e orientações consideradas de referência pela APA, bem como as normas estabelecidas na legislação de AAE em vigor. A abordagem daqui resultante baseia-se, fundamentalmente, num modelo de pensamento estratégico e pressupõe uma aplicação em estreita articulação com o processo de elaboração da proposta de PDIRD-E 2024, resumido nas etapas que a seguir se indicam.

Num primeiro momento procurou-se definir o âmbito e o alcance da avaliação, focando-a e contextualizando-a no objeto de avaliação (o PDIRD-E 2024), no quadro de referência estratégico em que está a ser preparado, nas consequentes questões estratégicas e nas questões ambientais e de sustentabilidade. Da interceção e análise integrada destes elementos resultam os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) e os respetivos critérios e indicadores de avaliação. No fundamental, estes FCD traduzem questões centrais e incontornáveis a integrar na avaliação das propostas do Plano, de forma a obter uma leitura sustentada dos impactos dessas intervenções, bem como munir o Plano de informação sobre eventuais condicionantes, assegurando requisitos de sustentabilidade ambiental.

Concluída a fase de identificação dos FCD, ocorreu um momento de consulta às entidades que “em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano ou programa”. Estas entidades fizeram incidir a sua análise no Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), a partir do qual emitiram um parecer sobre o âmbito da AA e a profundidade dos estudos a realizar.

Após a ponderação dos resultados da consulta às ERAE, a fase seguinte consiste na implementação da AA, propriamente dita, nos termos definidos no RFCD e contemplando os contributos da consulta, nomeadamente com a análise de tendências e cenários, a avaliação das propostas do Plano atendendo aos FCD, a identificação de oportunidades e riscos e a definição de diretrizes de atuação. O resultado dessa avaliação materializa-se no Relatório Ambiental presente no Anexo J.

De seguida, tal como requerido legalmente, acontecerá um novo momento de consulta às ERAE e um procedimento de consulta pública e institucional da AA e do PDIRD-E 2024, cujos processos de elaboração são simultâneos e em colaboração estreita das equipas responsáveis,

antes da consolidação final do Relatório Ambiental (RA) e da posterior Declaração Ambiental (DA), onde constarão as diretrizes e informações necessárias ao seguimento do Plano e do qual sairão também informações relevantes para os Planos futuros.

Em termos documentais, do processo de implementação da AAE do PDIRD-E 2024 resultarão, no final, os seguintes documentos:

- Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), já submetida no momento previsto a consulta pública;
- Relatório Ambiental (RA) e Resumo Não Técnico que acompanham a proposta do PDIRDE 2024 no Anexo J e que será submetida a consulta pública. Após esse período, serão produzidos os relatórios finais do PDIRD-E 2024 e da AA;
- Declaração Ambiental (DA) que encerra o processo de avaliação (após a aprovação do Plano), que será entregue à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais ERAE que se pronunciaram ao longo do processo;
- Relatórios de Avaliação e Controlo (RAC) que, tal como previsto, acompanharão o estado de implementação do Plano.



# 07 ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2024

# 07 Análise de risco ao PDIRD-E 2024

A análise de risco ao PDIRD-E 2024 compreende 4 (quatro) níveis distintos de avaliação, cada um respondendo a dimensões distintas do risco presente na definição de planos de investimento:

- Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos pilares de investimento
- Risco de Portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- Risco de Projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas (descrito no capítulo 2.4);
- Risco de Falha de Elementos da Rede – risco associado às soluções de configuração das redes AT e subestações AT/MT. Esta análise suportou a definição dos Princípios e Critérios de Planeamento, permitindo avaliar as configurações de rede AT mais adequadas à garantia das exigências de fiabilidade definidas no Regulamento de Qualidade de Serviço (descrito no capítulo 2.4).

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às duas primeiras dimensões que estão relacionadas com o risco de não cumprimentos dos objetivos deste plano.

## 7.1 ANÁLISE DE RISCO DO PLANO

A análise de risco do plano avalia o risco da estratégia de investimento na RND não garantir a satisfação dos objetivos traçados para os diferentes pilares de investimento. A análise de risco foi realizada tendo em conta a norma ISO 31000, a qual apresenta os princípios a ter em conta na gestão de risco.

O investimento específico previsto no PDIRD-E 2024 responde às necessidades dos seguintes pilares:

- Eletrificação e Descarbonização – tem como objetivo garantir a ligação de produtores e consumidores, respondendo aos desafios de uma crescente eletrificação da economia com base em fontes de energia renovável e assegurando a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.
- Modernização – tem como objetivo garantir uma adequada modernização dos ativos da rede, considerando o risco e a necessidade em garantir o rejuvenescimento dos ativos da RND, e capacitá-los para os desafios da transição energética.
- Resiliência e Ambiente – procura-se a manutenção dos atuais bons níveis globais de qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede, assegurada também por via do cumprimento de obrigações de natureza regulamentar e legal, mantendo-se o foco nas preocupações ambientais.
- Transformação Digital – tem como objetivo implementar uma estratégia digital robusta e abrangente para enfrentar os desafios da transição energética, desenvolvendo condições de rede que permitam aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços de rede, facilitando a sua participação de forma ativa no desenvolvimento da RND.

Descreve-se de seguida a análise de risco realizada relativamente ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos pilares considerados no presente PDIRD-E.

### 7.1.1 ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO

Considerando a descrição deste pilar apresentada no capítulo 3.1.1, verifica-se que o risco associado a este pilar pode ser decomposto a 3 níveis:

- Não se garantir a alimentação de 100% da procura e receção da produção, observando-se os padrões de segurança regulamentares;
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este pilar;
- Desempenho da RND, no que diz respeito ao valor das perdas técnicas, não adequado face ao esperado.

Os investimentos associados a este pilar decorrem, essencialmente dos programas:

- Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)
- Desenvolvimento de Rede
- Investimento de Coordenação com a Rede BT
- Redução de Perdas Técnicas AT/MT

Com o crescente processo de descarbonização da economia, a importância das redes elétricas tem aumentado de forma unânime, à medida que a eletricidade desempenha um papel cada vez mais significativo nos sistemas elétricos. Assim, é crucial preparar a RND para uma realidade cada vez mais eletrificada e com recursos cada vez mais distribuídos, assegurando que não se imponham restrições ou limitem os objetivos comuns para a transição energética.

Neste contexto, importa assim considerar as necessidades de investimento obrigatório (novos clientes, consumidores, produtores, postos de carregamento de VE e modificações de rede) que são estimadas com base em modelos que utilizam inputs relacionados com a atividade da distribuição e inputs macroeconómicos. Sendo este investimento compensado parcialmente por intermédio de participações financeiras, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

Além disso, a possibilidade de sobreinvestimento ou subinvestimento é mitigada por meio da estimativa das necessidades de investimento associadas a novas ligações, utilizando indicadores estatísticos. No entanto, esses valores só são concretizados quando surgem os pedidos de ligação ou reforço de potência. Desta forma, garante-se que o investimento realizado corresponde ao efetivamente necessário, mesmo que seja diferente do inicialmente previsto.

As necessidades de investimento associadas a desenvolvimento de rede partem da análise das condições atuais de desempenho da rede, identificando-se projetos que, face a uma previsão da evolução da procura e da produção, serão necessários e apresentam indicadores económicos adequados.

A necessidade de se promover a expansão de postos de transformação entregando energia às redes BT conduz à expansão da rede MT associada à RND, necessidade essa que conduz ao contributo disponibilizado pelo programa Ligações aos Operadores de Redes BT.

No desenvolvimento de rede, embora a evolução mais lenta da procura no passado recente tenha diminuído o investimento associado a este programa, prevê-se que o seu valor global aumente no futuro, face à necessidade de repor a capacidade de receção na RND, resultante do previsível incremento substancial de novas ligações de instalações produtoras.

Adicionalmente, o risco é mitigado através dos investimentos associados à segurança de abastecimento, tais como os previstos para garantir abastecimento das cargas, cumprimento dos padrões de segurança de planeamento e eliminação de potência não garantida em regime normal de exploração (N). Neste contexto, está igualmente previsto concluir o plano de garantia de alimentação às capitais de distrito.

Como medidas adicionais e que contribuem para mitigação do risco prevê-se reforçar o parque de unidades móveis de recurso, para garantir disponibilidade em caso de emergência ou incidentes.

Por fim, importa realçar que os investimentos previstos para terminar o plano para reposição da capacidade de receção já previsto no PDIRD-E 2020 e aqueles que permitem colmatar necessidades de reforços de potência pelo aumento de ligações UPAC à rede, constituem medidas adicionais de mitigação de risco.

O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, o que permite calendarizar os projetos associados a desenvolvimento da rede, reavaliando quais são os projetos mais adequados para acompanhar a evolução da procura e da produção.

A calendarização dos projetos é avaliada para diferentes cenários de evolução da procura. Verificou-se que, para os cenários de procura analisados, não há alterações da calendarização para os projetos com investimentos previstos nos 2 primeiros anos de vigência deste Plano (conforme descrito no capítulo 2.3). Essa análise permite concluir que o período de revisão do PDIRD-E é adequado para mitigar o risco de sobreinvestimento ou de subinvestimento associado ao desenvolvimento da rede.

O atual desempenho da RND, no que diz respeito às perdas técnicas, pode ser considerado adequado. Para os valores de trânsito de energia verificados em 2023, esse valor foi estimado em 2,41% da energia entrada.

Importa realçar que a projeção das perdas técnicas resulta de estimativas teóricas da E-REDES, com base num modelo de perdas interno, cuja componente de perdas técnicas foi alvo de certificação pelo INESC-ID/IST.

As perdas técnicas são influenciadas por dois fatores principais: o impacto da geração distribuída, que deve aumentar gradualmente até 2031, e as perdas nas linhas e transformadores. O aumento da geração distribuída contribuirá para a redução das perdas nas linhas e transformadores, pois diminuirá a energia solicitada a montante do sistema.

A componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule), varia aproximadamente com o quadrado da energia transitada<sup>12</sup>, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

---

<sup>12</sup> Pode não ser exatamente se houver variações da forma dos diagramas de carga ou alteração dos trânsitos de energia na rede, por exemplo associados a modificações dos padrões ou volume da energia entregue pela PRE.



O risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados estarão relacionados, portanto, com uma subestimação da taxa de evolução da procura. Caso esta evolua mais rapidamente do que o previsto, os investimentos de expansão e renovação da rede poderão não ser suficientes para contrariar o aumento das perdas por efeito de Joule associado a esse aumento dos consumos, traduzindo-se num aumento do nível de perdas verificado na RND.

Os projetos incluídos neste PDIRD foram avaliados para diferentes cenários de evolução da procura. No entanto, sendo todas as restantes variáveis iguais, variações da evolução da procura traduzem-se em variações do nível de perdas, uma vez que as perdas variáveis variam com o quadrado da potência transitada nas redes. O cenário inferior de procura prevê, para 2026, que a energia distribuída na RND (sem consumos MAT) será de 44 682 TWh. O cenário superior prevê que essa energia será de 46 163 TWh, uma diferença de 3,2%. Essa diferença quanto à energia entrada na rede traduz-se numa alteração semelhante da percentagem de perdas.

Esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD-E (plano quinquenal), com uma atualização intercalar nos anos pares, o que permite proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

O risco de não cumprimento das metas também pode advir de alterações significativas no que diz respeito ao padrão de entrega de energia originada por PRE, nomeadamente se ocorrer um rápido crescimento desta – seja pela construção de novos aproveitamentos, seja pela maior disponibilidade das fontes energéticas primárias, como o vento, o sol ou a chuva.

Tal como referido anteriormente, a produção distribuída, até determinada quantidade de energia entregue à rede, tende a reduzir os trânsitos de energia verificados nesta, reduzindo as perdas. No entanto, passado um ponto de equilíbrio entre consumo e produção local, a produção distribuída pode inverter os trânsitos de energia até então verificados na rede, momento a partir do qual o aumento da produção distribuída gera um aumento das perdas técnicas na rede.

A potência de PRE ligada à RND, em 2023, atingiu já 5.534 MVA. Esta produção contribui para o aumento das perdas técnicas verificadas na RND. Com o aumento da produção distribuída – que se espera que seja muito significativa ao longo do período de vigência do PDIRD-E, como resultado das orientações de política energética –, esse impacto aumentará. A potência comprometida somada à potência ligada na RND atinge já os 10.155MVA.

Os valores de investimento previstos nesta proposta do PDIRD-E 2024, associados a este pilar, permitirão, entre outros, garantir a alimentação de 100% da procura e a receção da produção, observando-se os padrões de segurança regulamentares, assim como manter o valor das perdas na RND em linha com os atualmente verificados, para a evolução da procura prevista. Segundo o estudo do INESC TEC, “Estimação do impacto do PDIRD-E 2024 nos pilares de investimento e monetização dos benefícios”, o benefício de longo prazo por investimento na rede ultrapassa largamente o custo de investimento associado

Perante o exposto, e atendendo aos referidos mecanismos de mitigação, conclui-se que o risco associado quer à realização de investimentos não adequados, quer à alimentação de 100% procura e receção da produção, mas também de se verificarem níveis de desempenho da rede pouco adequados, é tolerável.

### **7.1.2 MODERNIZAÇÃO**

Considerando a descrição deste pilar apresentada no capítulo 3.1.2, verifica-se que os objetivos relativamente a este pilar estão relacionados com o cumprimento das metas para evolução da qualidade de serviço para o período 2026-2030 (apresentados no capítulo 3.1.3), assim como com o potenciar da redução dos custos operacionais.

O risco associado a este pilar é:

- Degradação da condição dos ativos críticos com impacto negativo dos níveis de Qualidade de Serviço Técnica e na Eficiência Operacional

Os investimentos associados a este pilar decorrem, essencialmente dos programas:

- Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo
- Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT
- Beneficiações Extraordinárias
- Programa de Investimento Corrente Urgente AT/MT

Constata-se por toda a Europa um envelhecimento das redes, sendo que a rede de distribuição em Portugal não foge a esta regra, começando o ritmo de degradação da condição dos ativos a ser preocupante. A modernização das redes de distribuição desempenha assim um papel crucial na atual transição energética sendo essencial controlar o risco, modelar o investimento ao longo das próximas décadas e gerir os custos operacionais. Neste contexto, as necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo G.4.

Complementarmente, e sempre que tal se revele técnico-economicamente vantajoso estão preconizados no presente plano, investimentos de beneficiação dos ativos com o objetivo de garantir ou prolongar a sua vida útil.

Para este plano fez-se a avaliação da condição e risco de falha dos ativos críticos para o desempenho da RND, avaliando-se os investimentos de renovação necessários à manutenção do desempenho desses equipamentos em níveis adequados, e que permitam controlar a sua degradação, gerindo o trade-off risco/custo.

Considera-se também que o volume de renovação proposto, garante a sustentabilidade dos atuais custos operacionais associados a intervenções de manutenção corretiva.

O risco de se proceder a volumes de investimento em renovação e reabilitação de ativos desadequados é, portanto, mitigado pelo conjunto de duas ações chave – identificação de volumes de investimento necessários, face ao conjunto dos ativos em exploração, e identificação dos ativos individuais a serem objeto de renovação ou reabilitação através da monitorização do desempenho da RND e de uma avaliação dos seus índices de saúde e de criticidade.

Pelos motivos expostos, o presente plano apresenta um aumento significativo do volume de investimento de modernização de forma a mitigar o risco de existir um impacto negativo nos níveis de Qualidade de Serviço Técnica e na Eficiência Operacional, considerando-se assim este risco tolerável, ainda que possa vir a aumentar no médio prazo.

### **7.1.3 RESILIÊNCIA E AMBIENTE**

Face aos desafios de mudança que englobam a transição energética, impactada pelo clima, com a crescente eletrificação e digitalização da economia e suportada pelo enquadramento de aceleração das políticas europeias e nacionais (PNEC 2030), torna-se necessário reforçar a perspetiva de abordagem não só à resiliência da rede, mas também ao ambiente, com o objetivo de minimizar os impactos ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

A resiliência da rede elétrica relaciona-se essencialmente com eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto. Neste campo, os incêndios florestais, os temporais (eventos climáticos extremos) e os sismos, têm vindo a ganhar especial relevância e são cada vez mais uma componente crítica na gestão dos riscos e resiliência das comunidades, e para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação.

No que se refere ao ambiente, a E-REDES tem vindo a implementar um conjunto de medidas específicas, com o objetivo de minimizar os impactos ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica, conforme já apresentado no capítulo 3.1.3.

O risco associado a este pilar pode ser decomposto a 3 níveis:

- Degradação da qualidade de serviço técnica da RND devido a fenómenos climatéricos extremos.
- Não atingir os objetivos relacionados com a sustentabilidade ambiental.
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este pilar.

Os investimentos associados a este pilar decorrem, essencialmente dos programas:

- Abertura e Restabelecimento da RSFGC
- Mitigação do Risco Op. Infraestruturas Críticas
- Promoção Ambiental
- Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica
- Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)

A E-REDES é responsável pela gestão de combustível numa faixa correspondente à projeção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10m, para Linhas Aéreas de Alta Tensão, e a 7m, para Linhas Aéreas de Média Tensão para cada um dos lados, nos troços de rede que integram a Rede Secundária de Faixa de Faixa de Gestão de Combustível, conforme definido e apresentado às Comissões Sub-regionais de Ação para integração e aprovação nos Programas Sub-Regionais de Ação. Este volume de investimento é relevante no presente plano, contudo estão em curso diversas iniciativas que permitirão uma melhor otimização das intervenções, permitindo mitigar o agravamento do investimento associado.

No âmbito do programa de investimento de Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas, estão previstos um conjunto de intervenções, como é o caso da instalação da balizagem diurna em linhas aéreas AT/MT e fixação antissísmica de transformadores em subestações consideradas instalações críticas. Estas medidas procuram mitigar, respetivamente, os riscos de incidentes com aeronaves em vãos de linhas aéreas de AT e MT e a perda de transformadores de subestações em casos de sismo, aumentando a resiliência da rede e por sua vez para a diminuição do risco de degradação da qualidade de serviço.

Com o estabelecimento de mais rede subterrânea (conversão de rede aérea e estabelecimento de novos traçados) no âmbito do subprograma de “Integração Paisagística de Redes Aéreas” e programa de investimento de “Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica” procura-se a manutenção dos atuais bons níveis globais da qualidade de serviço, para garantir a adaptação da rede com enfoque no aumento da sua resiliência, para fazer face à perspectiva de evolução de fenómenos extremos num contexto de Alterações Climáticas, previsivelmente cada vez mais frequentes e de maior severidade.

Em Portugal a área ocupada por floresta corresponde a cerca de 60% do território, pelo que uma grande percentagem de rede aérea AT/MT cruza zona florestal. Dos 83.000 km de rede de Alta (AT) e Média Tensão (MT), cerca de 68.000 km são em traçado aéreo e destes, 28.600 km estão estabelecidos em zona florestal. Como operador da rede de distribuição, a E-REDES obriga-se a manter e a gerir estes ativos técnicos, garantindo o cumprimento da legislação aplicável, designadamente dos Regulamentos de Segurança, aplicáveis consoante o nível de tensão da rede elétrica.

A E-REDES adotou internamente uma periodicidade de inspeção em linha com o Regulamento de Segurança, aplicável a cada nível de tensão, aumentando a frequência das inspeções de forma a ter em atenção o risco induzido pelos tipos de vegetação envolvente e outros obstáculos como por exemplo edifícios. Consequentemente, as anomalias de distância a obstáculos são oportunamente detetadas e elencadas para regularização, traduzindo-se em investimento associado ao programa Investimento Obrigatório AT/MT (Adequação de Redes Aéreas).

O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, permitindo adequar o plano de investimentos em função das situações identificadas para cumprimentos dos regulamentos, manuais internos e reforço da capacidade de resiliência.

Perante o exposto, e atendendo aos referidos mecanismos de mitigação, e ao facto das iniciativas deste pilar serem identificadas com bastante acuidade, conclui-se que o risco associado quer à realização de investimentos não adequados, quer à degradação da qualidade de serviço técnica da RND devido a fenómenos climáticos extremos, mas também ao não cumprimento dos objetivos de sustentabilidade ambiental é tolerável.

#### **7.1.4 TRANSFORMAÇÃO DIGITAL**

A digitalização é um pilar fundamental na transição energética, sendo imperativa para garantir a qualidade, eficiência, segurança e viabilidade deste processo. No contexto dos operadores de rede de distribuição, a digitalização da rede elétrica é essencial para a orquestração de um sistema elétrico distribuído, variável e dinâmico, que inclui recursos energéticos distribuídos (DER) e veículos elétricos (EV). Até 2030, a transformação digital dos operadores de rede de distribuição será marcada por avanços significativos em tecnologias como a inteligência artificial, a Internet das Coisas (IoT) e a análise de big data. Estas tecnologias permitirão uma monitorização e controlo mais precisos da rede elétrica, facilitando a integração de fontes de energia renovável e a gestão de cargas variáveis.

A gestão de ciber-risco e o ciclo de vida digital são componentes cruciais deste processo de transformação digital. A crescente digitalização das infraestruturas elétricas aumenta a superfície de ataque para ciberameaças, tornando a cibersegurança uma prioridade máxima.

O investimento deste pilar está alinhado com as prioridades do setor, e concretiza-se em rubricas estruturantes e outras de âmbito conjuntural ou temático. Este investimento holístico e equilibrado permitirá uma resposta coesa ao desafio da evolução do "Digital Twin" e da maturidade digital da E-REDES, em benefício da eficiência operacional, mas também da resiliência da rede, permitindo uma melhor gestão de ativos e uma resposta mais rápida a falhas e interrupções.

Os riscos associados a este pilar são:

- Não garantir a melhoria contínua da Cibersegurança, em regular adaptação ao contexto, da informação dos serviços e sistemas integrantes da Infraestrutura de Informação Mission Critical (IIMC) – que suportam a gestão e operação das infraestruturas críticas de energia;
- Não cumprir a conformidade com os requisitos legais e regulamentares de Cibersegurança aplicáveis ao negócio e previstos na legislação nacional e comunitária;
- Degradação da fiabilidade dos serviços e sistemas integrantes da Infraestrutura de Informação Mission Critical (IIMC), por não captura da evolução tecnológica.

Os investimentos associados a este pilar decorrem, essencialmente dos programas:

- Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações
- Automação e Telecomando da Rede MT
- Investimento Obrigatório (só eq. de contagem)

No contexto dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, e de forma a garantir as capacidades recomendadas de Cibersegurança, é realizado um acompanhamento contínuo da evolução da plataforma, das novas tecnologias e naturalmente do contexto externo. Assim, os investimentos asseguram a implementação de medidas robustas de Cibersegurança para proteger os dados e sistemas críticos contra ataques cibernéticos. Estas medidas incluem, entre outras, a monitorização contínua de ameaças, a implementação de protocolos

de resposta a incidentes e a formação contínua dos colaboradores em práticas de Cibersegurança. Adicionalmente, dar-se-á continuidade ao Programa de Segurança Integrada Ciber-Física das Infraestruturas Críticas Nacionais, acrescentando uma camada adicional de mitigação do risco.

Realça-se também o desenvolvimento de um plano gradual de renovação tecnológica da Rede IP-MPLS, em fim de ciclo de vida técnica, evitando interrupção dos serviços críticos e capturando oportunidades da sofisticação tecnológica para reforço da capacidade, desempenho, fiabilidade e segurança.

Ainda no âmbito da conectividade resiliente, destaca-se o programa de transição para soluções de última geração das redes móveis (4G e 5G), com evolução de eficiência e capacidade, compatibilizando com a descontinuidade das redes e serviços 2G e 3G de forma a garantir a continuidade das operações.

Complementarmente, a gestão do ciclo de vida digital envolve a atualização e manutenção contínua dos sistemas digitais para garantir que permanecem seguros e eficientes ao longo do tempo, o que se materializa neste plano pela renovação tecnológica dos sistemas business critical.

No que se refere à automação e telecomando da rede MT, está preconizada a instalação de cerca de 3300 pontos telecomandos na rede aérea e subterrânea com viabilidade técnico-económica, sendo que cada ponto é estudado e equacionado para garantir a máxima eficiência e eficácia operacional, mitigando o risco de investimentos desajustados.

Na vertente dos equipamentos de contagem, os investimentos preconizados têm em vista a garantia do controlo metrológico dos equipamentos de contagem AT/MT e implementação de funcionalidades avançadas para adequação da solução de contagem empresarial para flexibilidade da produção e consumo integrado.

O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, permitindo adequar o plano de investimentos em função de drivers internos ou externos, considerando a incerteza que possa decorrer dos ciclos tecnológicos curtos, alterações de regulamentação, entre outros.

Perante o exposto, e atendendo aos referidos mecanismos de mitigação, conclui-se que o risco associado quer à não garantia dos níveis adequados de Cibersegurança, quer à degradação da fiabilidade dos sistemas e dos serviços críticos é tolerável.

## 7.1.5 CONCLUSÃO

O resultado da análise de risco realizada para os 4 pilares de investimento analisados é resumido na Tabela 7.1.

A consulta desta tabela permite concluir que, atendendo-se aos riscos identificados, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos deste Plano, mantém-se no nível tolerável.

A análise detalhada das necessidades de investimento, aliada à utilização de modelos robustecidos para a identificação e renovação de ativos críticos, a adoção de medidas consistentes de Cibersegurança, a monitorização contínua e a atualização tecnológica e a flexibilidade para ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do PDIRD-E, permitem mitigar as principais incertezas existentes, mantendo o risco de não cumprimento dos objetivos do plano em níveis toleráveis, apesar das fontes de risco não controláveis, como eventos climáticos extremos e incêndios. Por fim, sublinha-se que a abrangência dos impactos positivos dos investimentos associados a determinado pilar, se propagam pelos restantes, sendo desta forma uma fonte adicional de mitigação dos riscos evidenciados.

**TABELA 7.1: RESULTADO DA ANÁLISE DE RISCO REALIZADA PARA CADA PILAR DE INVESTIMENTO**

PILAR DE INVESTIMENTO	IDENTIFICAÇÃO DO RISCO	ANÁLISE DO RISCO	AValiação DO RISCO	TRATAMENTO DO RISCO
<b>ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO</b>	Não se garantir a receção da produção e alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.	Verificação de procura ou um contributo de PRE muito acima dos níveis previstos, fazendo com que:	As previsões de evolução de consumos e produção apresentam algum grau de incerteza. Contudo o grau de confiança nessas previsões no curto-prazo é elevado.	O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, logo adequar o plano de investimento em função do consumo e da produção verificada. A incerteza na previsão da procura e produção, neste horizonte temporal, é baixa.  O risco é tolerável.
	Ultrapassagem do valor de investimento associado a este pilar.	- os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a esses aumentos;	Os valores de perdas técnicas encontram-se atualmente em níveis adequados, e o modelo de projeção das mesmas está certificado.	
	Desempenho ao nível das Perdas Técnicas AT/MT da RND não ser adequado.	- As perdas técnicas na RND atinjam valores elevados;		

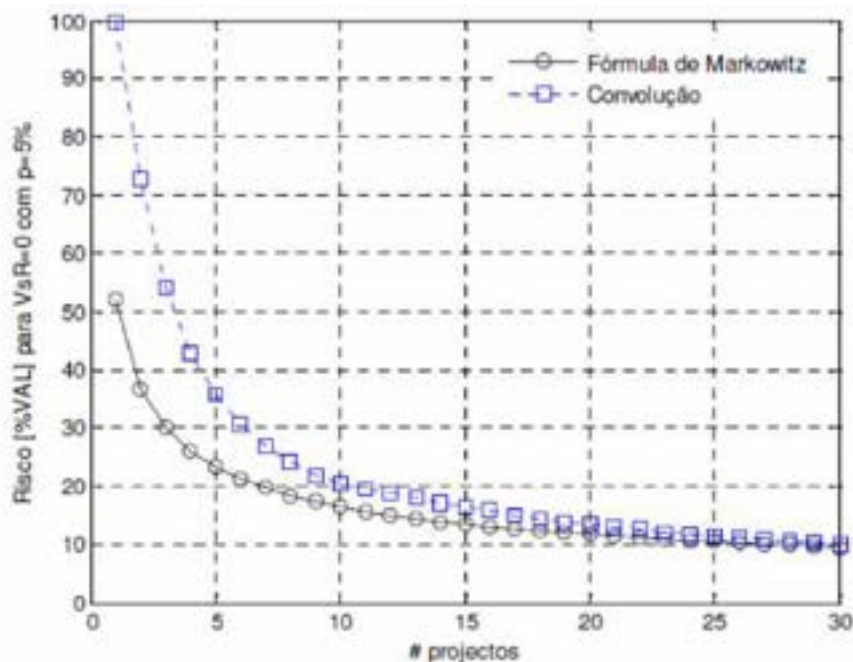
<p><b>MODERNIZAÇÃO</b></p> <p>Degradação da condição dos ativos críticos com impacto negativo dos níveis de Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência Operacional.</p>	<p>Não se atribuir um volume de investimento de modernização dos ativos críticos com condição degradada e em fim de vida adequado, resultando num desempenho desadequado dos mesmos, na realização de mais ações de manutenção, e numa sobrecarga insustentável de ações de renovação a realizar em futuros planos de investimento.</p>	<p>Uma inadequada renovação de ativos que robusteçam a rede pode conduzir a um aumento do número de incidentes, aumento dos custos operacionais, e degradação da qualidade de serviço traduzindo-se numa situação insustentável a médio prazo.</p>	<p>Foi realizada uma análise das necessidades de investimento associadas à renovação da RND, cujas conclusões apontaram para a aceleração do esforço de renovação de ativos com condição degradada e em fim de vida no período do presente plano.</p> <p>Através de modelos constantemente robustecidos e refinados, é realizada a identificação dos ativos individuais a serem renovados ou reabilitados, nomeadamente através da monitorização do desempenho da RND e da avaliação dos seus índices de saúde e criticidade.</p> <p>O risco é tolerável, ainda que possa vir a aumentar no médio prazo.</p>
<p><b>RESILIÊNCIA E AMBIENTE</b></p> <p>Degradação da qualidade de serviço técnica da RND devido a fenómenos climatéricos extremos.</p> <p>Não atingir os objetivos relacionados com a sustentabilidade ambiental.</p> <p>Ultrapassagem do valor de investimento associado a este pilar.</p>	<p>Ocorrência de fenómenos climatéricos extremos ou incêndios que deteriorem os resultados da QST.</p> <p>Não concretização das iniciativas que visam dar resposta aos objetivos de sustentabilidade ambiental.</p> <p>Volume de investimento de resiliência e ambiente ultrapassar o previsto devido ao surgimento de mais necessidades, essencialmente decorrentes da RSFGC e da regularização de anomalias.</p>	<p>Ocorrência de tempestades com frequência elevada ou perigo de ocorrência de incêndios de grandes dimensões, causando danos significativos aos ativos da RND e consequentemente degradação da QST.</p> <p>Impacto negativo relevante devido à não concretização das iniciativas que visam dar resposta aos objetivos de sustentabilidade ambiental.</p> <p>A instabilidade de alguma regulamentação e as infraestruturas desenvolvidas na proximidade da RND podem contribuir para um aumento das necessidades de investimento.</p>	<p>A frequência das inspeções a Linhas Aéreas supera o exigido regulamentarmente, identificando-se atempada e adequadamente os riscos relacionados com a vegetação e outros obstáculos.</p> <p>O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, permitindo adequar o plano de investimentos em função das situações identificadas para cumprimentos dos regulamentos, manuais internos e reforço da capacidade de resiliência.</p> <p>O risco é tolerável.</p>
<p><b>TRANSFORMAÇÃO DIGITAL</b></p> <p>Não garantir a melhoria contínua da Cibersegurança, em regular adaptação ao contexto, da informação dos serviços e sistemas integrantes da Infraestrutura de Informação Mission Critical (IIMC) – que suportam a gestão e operação das infraestruturas críticas de energia</p> <p>Não cumprir a conformidade com os requisitos legais e regulamentares de Cibersegurança aplicáveis ao negócio e previstos na legislação nacional e comunitária.</p> <p>Degradação da fiabilidade serviços e sistemas integrantes da Infraestrutura de Informação Mission Critical (IIMC), por não captura da evolução tecnológica</p>	<p>A crescente digitalização das infraestruturas elétricas, que aumenta a superfície de ataque, e a dinâmica e imprevisibilidade das ameaças, de crescente sofisticação e frequência, elevam o risco de ciber ataques e de consequentes falhas de segurança e violações de privacidade, o que poderá comprometer a segurança, a qualidade e a garantia do abastecimento.</p> <p>O incumprimento dos requisitos legais e regulamentares de cibersegurança previstos na legislação nacional e comunitária acarreta risco regulatório, resultando em sanções, perda de confiança dos stakeholders, e revela incapacidade de gerir o risco de ciber ataques e de consequentes falhas de segurança e violações de privacidade, o que poderá comprometer a segurança, a qualidade e a garantia do abastecimento.</p> <p>A degradação da fiabilidade dos sistemas e serviços críticos por não captura da evolução tecnológica pode resultar em sistemas sem condições de suporte e manutenção, desatualizados, com vulnerabilidades de Cibersegurança, e incapazes de responder adequadamente às exigências do negócio, o que poderá comprometer a segurança, a qualidade e a garantia do abastecimento.</p>	<p>A crescente digitalização, associada à dinâmica das ameaças cibernéticas, representa um risco elevado, dado o impacto negativo para a resiliência dos serviços prestados que pode decorrer de falhas de segurança e violações de privacidade. Assim, destaca-se a importância crítica de implementar medidas robustas de cibersegurança para mitigação deste risco.</p> <p>O incumprimento dos requisitos legais e regulamentares de cibersegurança acarreta um risco significativo, exigindo uma atenção rigorosa para evitar sanções, preservar a confiança dos stakeholders e garantir a segurança e continuidade do abastecimento.</p> <p>A degradação da fiabilidade dos sistemas críticos devido à não captura da evolução tecnológica constitui um risco elevado, com potencial impacto significativo nas operações e serviços essenciais, sublinhando a necessidade de concretizar a atualização tecnológica de forma gradual e alinhada com os ciclos tecnológicos, garantindo assim a sua evolução, adequação funcional, eficácia e proteção contra vulnerabilidades.</p>	<p>Os investimentos garantem a execução de um portfólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permitem a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto. Serão desenvolvidas três competências fundamentais e complementares para a cibersegurança:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Prevenção: Implementação de medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico, assegurando a mitigação dos riscos prioritários da organização, identificados por metodologia de gestão de risco;</li> <li>- Reação: Desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a incidentes de cibersegurança, considerando que as medidas preventivas aplicadas não assegurarão a mitigação completa dos riscos.</li> <li>- Conformidade: Adoção e adaptação de processos que possam dar resposta a novas obrigações legais e regulamentares, de âmbito transversal ou de aplicação setorial, bem como a sua melhoria contínua. As medidas previstas no contexto da conectividade resiliente, sistemas business critical, automação da rede e contagem asseguram a renovação contínua e a atualização necessária e atempada.</li> </ul> <p>O PDIRD-E é um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, pelo que é possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, permitindo adequar o plano de investimentos em função de drivers internos ou externos, considerando a incerteza que possa decorrer dos ciclos tecnológicos curtos, alterações de regulamentação, entre outros.</p> <p>O risco é tolerável.</p>

## 7.2 ANÁLISE DE RISCO DE PORTEFÓLIO

A seleção de investimentos decorre da escolha das melhores alternativas a serem implementadas entre as várias opções, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Estas alternativas, são avaliadas com base numa estimativa do custo do investimento associado e dos benefícios a serem obtidos. Nesse sentido, o valor de cada projeto será condicionado pelas incertezas relacionadas com essas mesmas estimativas.

Considerando-se que a incerteza quanto ao custo de cada um dos projetos de investimento e a incerteza quanto aos benefícios são independentes entre si, o risco associado à incerteza de um grande número de projetos é negligenciável, conforme ilustrado na Figura 7.1:



**FIGURA 7.1: EVOLUÇÃO DO RISCO COM O NÚMERO DE PROJETOS IGUAIS**

Existe alguma dependência em relação aos benefícios dos projetos, relacionada com o enquadramento macroeconómico, passível de introduzir uma componente de risco sistemático em relação aos benefícios.

Atualmente, a conjuntura global introduz outros fatores de risco, dos quais se destacam os associados à disrupção das cadeias de abastecimento e à escassez de mão-de-obra no setor. Contudo, estes são mitigados, não só pelos mecanismos de contratação de médio/longo prazo vigentes (empreitadas contínuas), mas também pelo facto de o PDIRD-E ser um plano quinquenal, com atualização intercalar nos anos pares, sendo possível ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo. Garante-se assim que esses planos são adequados ao ciclo económico em que são executados.

Adicionalmente, os investimentos na rede de distribuição têm vidas úteis prolongadas – de 30 anos para a maioria dos ativos. Essas vidas úteis são muito superiores aos ciclos económicos, mitigando assim o risco de poderem gerar menos benefícios do que os esperados em algum momento da sua vida útil. Os pressupostos utilizados na avaliação económica – na qual se considera taxas de evolução dos consumos nos primeiros 10 anos e consumos constantes no restante período – também contribuem para mitigar o risco de se realizarem projetos cujos benefícios se venham a revelar insuficientes para justificar a sua realização.



# 08 CARACTERIZAÇÃO DA RND

# 08 Caracterização da RND

## 8.1 ELEMENTOS CONSTITUINTES DA REDE E SUAS CARACTERÍSTICAS

A Rede Nacional de Distribuição (RND) é constituída pela rede de alta tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos AT e os postos de corte/seccionamento AT, e pela rede de média tensão, que inclui as linhas aéreas e os cabos subterrâneos MT, as subestações de distribuição (AT/MT e MT/MT) e os postos de corte/seccionamento MT.

A alimentação da rede em Alta Tensão (AT) é assegurada pelas subestações da RNT, designadas de pontos injetores. A rede de Média Tensão (MT) é alimentada a partir das linhas de alta tensão ou postes de corte/seccionamento AT.

A distribuição em AT é efetuada à tensão de 60kV, existindo integrada na RND apenas uma linha de 130 kV no norte do país, entre a SE Lindoso e o PdE REN- Pedralva.

A estrutura da rede AT é genericamente emalhada, sendo a exploração efetuada em malha fechada sempre que possível e conveniente. A maior parte da rede AT é aérea existindo, no entanto, uma forte componente subterrânea nas zonas urbanas de Lisboa e Porto.

A configuração típica das subestações AT/MT pressupõe que estas tenham a possibilidade de ser alimentadas a partir de duas linhas AT, sendo dotadas de barramento AT e possuindo dois transformadores de potência. Em zonas de elevada densidade de cargas, existem subestações sem barramento AT, constituindo como que um bloco cabo/transformador protegido por um único disjuntor no posto de corte a montante, sendo garantida a reserva N-1 às cargas servidas. Em zonas de menor densidade de cargas existem subestações AT/MT com apenas uma alimentação AT ou com um único transformador de potência, mas em que a sua configuração de base prevê a possibilidade de expansão futura; esta situação poderá, também, ocorrer em novas subestações nos primeiros anos de funcionamento. Para garantir o recurso às subestações sem reserva N-1, a E-REDES dispõe de unidades móveis de reserva (subestações móveis), devidamente equipadas e mantidas como reserva.

As subestações AT/MT são automatizadas e telecomandadas, o que flexibiliza a reconfiguração da rede e a reposição do abastecimento em caso de incidente.

Geograficamente, estas instalações encontram-se naturalmente mais concentradas nas zonas de maior densidade de cargas, em que a redução do comprimento médio das saídas MT e a criação de possibilidades de alimentação alternativas contribuem, assim, para assegurar uma melhor qualidade de serviço aos clientes.

A distribuição MT é efetuada, predominantemente, nos níveis de tensão de 30kV, 15kV e 10kV, sendo os níveis mais baixos utilizados tipicamente em regiões de maior densidade de cargas e no litoral, enquanto os 30kV são utilizados em regiões de maior dispersão. Existem também subestações MT/MT, responsáveis pelo abaixamento da tensão de distribuição MT de 30kV para 15kV ou 10kV.

Atualmente existem ainda pequenas redes 6 kV que no horizonte do presente plano se prevê serem eliminadas, substituindo por redes de nível de tensão mais elevado. A rede MT é explorada radialmente. Nas zonas urbanas ou semiurbanas possui uma estrutura em fuso ou em anel, sendo maioritariamente subterrânea; nestas zonas, a maioria das saídas MT das subestações dispõe de alimentação alternativa. Nas zonas rurais, a rede MT possui uma estrutura essencialmente radial arborescente e é maioritariamente do tipo aéreo.

Para facilitar a exploração e melhorar a qualidade de serviço, a rede MT possui, ao longo do seu percurso, órgãos de corte telecomandados dotados de algum tipo de automatismos e funções de proteção.

## 8.2 PRINCIPAIS INVESTIMENTOS COM IMPACTO NA CARATERIZAÇÃO DA RND

Neste capítulo procede-se à caracterização genérica dos principais investimentos a realizar no período de 2026 a 2030. No Anexo C, sob o formato de ficha, descrevem-se os projetos individualmente, bem como os conjuntos de projetos (designados subprogramas) que, por possuírem um objetivo comum, estão agrupados e são analisados em conjunto<sup>13</sup>.

Nas fichas, os investimentos são apresentados a custos totais e com a calendarização proposta neste Plano, sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários.

Nas listas constantes dos Anexos E e F estão identificados todos os investimentos previstos. Para além dos principais investimentos atrás referidos, são ainda listados, em cada programa e subprograma de investimento, os valores agregados dos projetos não descritos individualmente.

<sup>13</sup> São indicados os investimentos (projetos individuais ou subprogramas) de valor total igual ou superior a 500.000€ (a custos primários), bem como os projetos que interligam com a RNT, independentemente do seu valor de investimento<sup>14</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.



A configuração da rede AT resultante da realização dos projetos propostos, até ao final do ano 2030, encontra-se representada no Anexo B.1.1.

Os projetos considerados para a caracterização da RND podem agregar-se em três tipos de investimentos, conforme pontos seguintes.

### **8.2.1 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO E DE CENTROS ELETROPRODUTORES**

Inclui os projetos de ligação de instalações de consumo e de produção à rede AT, ou através de subestações AT/MT especialmente construídas para proporcionar essa ligação, e que serão integradas na RND.

Dada a natureza destes projetos, a sua concretização depende naturalmente da iniciativa de terceiros. Apenas são referenciados os projetos com adjudicação formal dos requerentes da ligação, que previsivelmente entrarão em serviço no período inicial do PDIRD-E 2024. Os custos financeiros estão considerados no Plano, sob a forma de saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras, tendencialmente nulo. Investimentos deste tipo são frequentemente executados por administração direta do promotor, passando as infraestruturas a integrar a RND, após a sua construção.

Durante o ano de 2024, prevê-se concluir a ligação de 5 novas instalações de consumo em AT e concluir as infraestruturas de aumento de potência de 1 instalação de consumo existentes, já ligadas em AT. No total, estas instalações representam um aumento de potência requisitada na rede AT de 141 MVA.

Consequência da ligação dos novos consumidores e dos aumentos de potência, a RND passará a integrar mais cerca de 13 km de linhas aéreas e 8 km de cabos subterrâneos.

Relativamente às instalações de produção, durante 2024, encontravam-se em construção para ligação à rede AT 7 novos centros electroprodutores, centrais fotovoltaicas, com a potência total de ligação de 180 MVA. Em consequência destas ligações, serão integrados na RND mais 1 posto de corte AT e cerca de 160 km de linhas aéreas e 2,5 km de cabo subterrâneo AT. Infraestruturas de outros centros electroprodutores encontram-se em construção para ligação à rede MT.

### **8.2.2 LIGAÇÃO À RNT**

Abrange projetos relacionados com a ligação à RND dos novos injetores MAT/AT, com a construção de novas ligações AT a injetores existentes e com a adaptação dos interfaces da RND nas ligações entre os dois operadores. A realização destes projetos é avaliada e coordenada entre as concessionárias da RNT e da RND e corresponde a objetivos de reforço e reestruturação da RNT, a necessidades de potência da RND e a questões de segurança e qualidade de serviço.

O Plano de investimentos na RND contempla as infraestruturas necessárias para que, no período de abrangência respetivo, seja dado cumprimento aos compromissos estabelecidos com o operador da RNT.

Nas reuniões de coordenação dos planeamentos do ORD e do ORT, realizadas periodicamente, é assegurado o alinhamento de projetos que envolvem ambos os operadores, sendo assim incorporados neste Plano.

Caso haja alguma alteração posterior na execução do mesmo, esta será sempre efetuada de forma coordenada entre os operadores da RND e da RNT.

No Anexo C inclui-se a descrição dos projetos que dependem do operador da RNT para a sua concretização, estando também no Anexo E.1 resumidamente em forma de lista. Os 4 projetos apresentados, já se encontram coordenados com o ORT têm data de conclusão prevista no período deste PDIRD-E tendo sido dado conhecimento desta intenção ao ORT em reunião recentemente realizada (julho de 2024) entre o ORD e o ORT.

### **8.2.3 DESENVOLVIMENTO DA RND**

Enquadram-se neste âmbito os restantes projetos previstos neste Plano, que têm por objetivo atender à evolução natural dos consumos e à melhoria da eficiência da rede, ao aumento ou reposição da capacidade de receção de produção distribuída e ao cumprimento dos padrões de segurança de planeamento e de qualidade de serviço, bem como às necessidades de renovação e de melhoria da condição dos ativos, ao aumento da resiliência da rede e ao desenvolvimento das redes inteligentes.

A descrição e caracterização pormenorizada destes projetos encontra-se, em forma de ficha, no Anexo C.

Os investimentos previstos nos últimos três anos do período (2028 – 2030) serão oportunamente reavaliados na atualização do PDIRD-E a entregar em 2026, podendo sofrer alterações ou surgirem novos investimentos.

### 8.3 SITUAÇÃO PREVISTA EM 2025 E APÓS A CONCLUSÃO PLANO

Apresenta-se, na Tabela 8.1, uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação em 31.12.2025.

**TABELA 8.1: SITUAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM 31.12.2025**

CARACTERIZAÇÃO DA REDE	UNID	31.12.2025
<b>Subestações AT/MT</b>		
Unidades	nº	399
Transformadores	nº	673
Potência instalada	MVA	17 327
<b>Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)</b>		
Unidades	nº	24
Transformadores	nº	45
Potência instalada	MVA	361
<b>Rede AT</b>	km	<b>9 755</b>
Aérea	km	9 159
Subterrânea	km	596
<b>Rede MT</b>	km	<b>75 043</b>
Aérea	km	59 752
Subterrânea	km	15 292

Nota: a informação sobre a Rede AT inclui as linhas em serviço e ligadas a 60 (ou 130) kV; a informação sobre a rede MT, inclui os circuitos em serviço e ligados a um circuito alimentador (não contempla circuitos desligados).

Neste Plano apenas são apresentadas as condições de funcionamento da rede AT e MT para o cenário central de consumos uma vez que as diferenças entre os três cenários de consumo são desprezáveis.

No Anexo B.1.1 inclui-se um mapa nacional com a distribuição geográfica dos principais elementos constituintes da RND em 31.12.2025 e 31.12.2030, apresentando-se no Anexo B.1.2 o grau de utilização da rede de distribuição AT e subestações AT/MT nas mesmas datas.

No Anexo B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, em 31.12.2025 e 31.12.2030, e no Anexo B.2 é apresentada uma caracterização mais pormenorizada da rede MT.

Apresenta-se na Tabela 8.2, a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2025 e 31.12.2030, bem como a sua variação neste período:

**TABELA 8.2: SITUAÇÃO PREVISTA DA RND EM 31.12.2025 E 31.12.2030**

CARACTERIZAÇÃO DA REDE	UNID	2025	2030	VARIÇÃO 2025-2030	
<b>Subestações AT/MT</b>				<b>Nº</b>	<b>%</b>
Unidades	nº	399	412	13	3,3%
Transformadores	nº	673	680	7	1,0%
Potência instalada	MVA	17 327	17 648	321	1,9%
<b>Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)</b>					
Unidades	nº	24	19	-5	-20,8%
Transformadores	nº	45	39	-6	-13,3%
Potência instalada	MVA	361	327	-34	-9,4%
<b>Rede AT</b>	<b>km</b>	<b>9 755</b>	<b>9 766</b>	11	0,1%
Aérea	km	9 159	9 087	-72	-0,8%
Subterrânea	km	596	679	83	14,0%
<b>Rede MT</b>	<b>km</b>	<b>75 043</b>	<b>n.d</b>		
Aérea	km	59 752	n.d		
Subterrânea	km	15 292	n.d		

Da análise da tabela verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o quinquénio 2025-2030 se situará nos 3,3%, com um aumento da potência instalada de 1,9%.

Este crescimento, para além da satisfação dos consumos previstos em condições técnicas e regulamentares e do cumprimento dos padrões de segurança de planeamento, prende-se também com o investimento previsto para a reposição da capacidade de receção da RND, com a melhoria da qualidade de serviço técnica a pontos de entrega com pior qualidade de serviço e com a ligação de terceiros, o que motivou o aparecimento de novas subestações no período do Plano.

Sublinha-se a tendência para a desativação das subestações MT/MT, nomeadamente por razões de melhoria da qualidade de serviço técnica e da eficiência da rede.

Relativamente à rede AT, o crescimento previsto no quinquénio 2026-2030 é reduzido, situando-se em 0,11%. Refere-se que o saldo indicado não inclui a substituição de condutores nem a expansão de rede que possa ocorrer por via de iniciativa de terceiros.

Verifica-se uma tendência de redução das redes aéreas de AT, resultado dos investimentos direcionados à renovação dessas infraestruturas, que quando localizadas em áreas urbanas, tem vindo a ser progressivamente substituídas por redes subterrâneas, justificando o crescimento projetado de 14%. Destaca-se o contributo dos investimentos realizados no âmbito do subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas, cuja descrição mais detalhada se encontra no Anexo C.

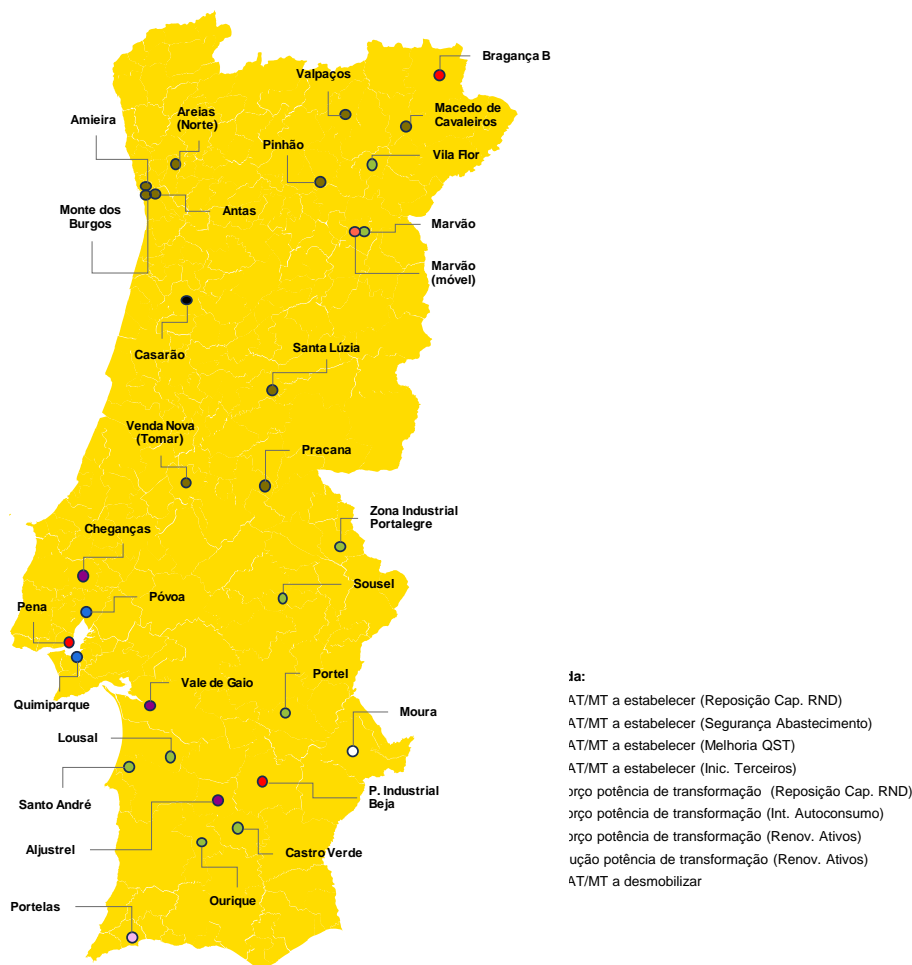
Relativamente à rede MT, não foram projetados valores para 2030 dado que as alterações da rede MT são principalmente devidas à indefinição da localização das novas subestações AT/MT previstas neste Plano, assim como a pequenos projetos e a iniciativas de terceiros, e ainda não totalmente definidas para estes anos, o que não permite projetar a rede com rigor.

Apresenta-se na Figura 8.1. um mapa com a localização das subestações AT/MT por concelho que, previsivelmente, entrarão ao serviço durante este Plano, num total de 14 novas subestações a construir. Entre estas subestações, encontra-se a substituição da subestação AT/MT Marvão (do tipo móvel, instalada no concelho da Mêda) por uma subestação definitiva, que deverá acontecer até 2028. Assim, o saldo final do número de subestações AT/MT referido na Tabela 8.1 é de 13 subestações.

Das 14 novas subestações previstas para o período, uma prende-se especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica, nove com a reposição da capacidade de receção da RND, uma de iniciativa de terceiros, e as restantes para segurança de abastecimento.

A execução das novas subestações em Bragança, Parque Industrial de Beja, e Portalegre (prevista para a reposição da capacidade de receção da RND), irá permitir concretizar o objetivo de criação de dupla alimentação às cargas localizadas nas capitais de distrito (zona A).

Na Figura 8.1 indicam-se, por concelho, as novas subestações AT/MT e sinalizam-se as existentes com intervenções previstas neste Plano que conduzem a uma variação da capacidade instalada.



**FIGURA 8.1: DISTRIBUIÇÃO DE SUBESTAÇÕES AT/MT POR CONCELHO, 2026-2030**

Nos capítulos seguintes apresentam-se as condições de funcionamento da rede para o cenário central de consumos.

### 8.3.1 UTILIZAÇÃO DA REDE AT

A utilização de linhas e cabos AT da RND é obtida através de um processo estocástico que considera uma modelização das cargas da RND (consumo e geração) para gerar diagramas de simulação.

Estes diagramas representam as cargas em 12 regimes e que resultam do cruzamento entre as 4 estações do ano (primavera, verão, outono e inverno) para 3 tipos de dias da semana (úteis, sábados e domingos).

Desta forma, simula-se a dinâmica dos fluxos de consumo e geração da RND, registando-se para o inverno e verão os máximos de carga em cada linha.

Na Tabela 8.3 indica-se, a percentagem de linhas ou cabos AT em função da utilização da potência instalada, bem como o respetivo comprimento total associado em 31.12.2025 e 31.12.2030. Refere-se que a utilização da potência instalada considera a ponta máxima verificada na instalação considerando a totalidade das leituras anuais simuladas (percentil 100%) com apoio ao método probabilístico.

**TABELA 8.3: UTILIZAÇÃO DA REDE AT EM 31.12.2025 E 31.12.2030**

UTILIZAÇÃO [%]	2025		2030	
	REDE AT [km]	UTILIZAÇÃO [%]	REDE AT [km]	UTILIZAÇÃO [%]
Ut ≤ 70	9 644	98,9	9 634	98,6
Ut > 70	111	1,1	132	1,4

Embora se tenha verificado um abrandamento dos consumos nos últimos anos, verificam-se utilizações acima dos 70% na rede AT em 31.12.2025, maioritariamente devidas à produção distribuída.

No final do Plano e para o cenário de consumo considerado, verifica-se um ligeiro aumento (+0,3 p.p) da extensão das linhas AT com utilização superior a 70%, relativamente a 2025. Novamente, a previsão de aumento da produção distribuída assume-se como o principal fator.

Verifica-se que, para o cenário de consumo considerado, no final do Plano existem duas linhas de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%.

Numa delas, tal é devido à forte componente de geração. Trata-se de uma linha AT em antena para receção de central solar fotovoltaica para a qual está prevista aumento da injeção. Dado tratar-se de regimes de produção renovável com reduzida probabilidade e limitados na potência a injetar, não se justifica a necessidade de prever investimento neste Plano para a redução do nível de utilização das mesmas.

Para a outra, a utilização elevada está associada ao aumento de potência previsto de SE Cliente. Estando em causa a linha em antena que alimenta tal SE Cliente, o dimensionamento da linha respeitará a potência requisitada, pelo que também neste caso não se propõe investimento neste Plano.

### 8.3.2 UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

A utilização da capacidade das subestações AT/MT da RND é obtida através de um processo estocástico, igual ao descrito no ponto anterior, registando-se para o inverno e verão os máximos de carga por subestação.

Na Tabela 8.4 apresentam-se as utilizações das subestações AT/MT em função da utilização da potência instalada, em 31.12.2025 e 31.12.2030, calculadas para o percentil de 100%.

**TABELA 8.4: UTILIZAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA NAS SUBESTAÇÕES AT/MT EM 31.12.2025 E 31.12.2030**

2025			2030	
UTILIZAÇÃO [%]	SUBESTAÇÕES AT/MT [Nº]	UTILIZAÇÃO [%]	SUBESTAÇÕES AT/MT [Nº]	UTILIZAÇÃO [%]
Ut ≤ 70	369	90	354	86
70 < Ut ≤ 90	36	9	51	12
Ut > 90	4	1	7	2

Em 2025 a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 51% para o cenário de consumo considerado. Entretanto, verifica-se que existem, ainda, algumas instalações onde a utilização da potência instalada é superior a 70% e a 90%.

As subestações com utilização superior a 90% foram objeto de uma análise mais detalhada no âmbito deste Plano, estando previsto neste PDIRD-E investimento para a resolução de uma subestação, aumentando a sua capacidade de receção.

No final deste Plano, para o cenário de consumo considerado, prevê-se que sete subestações AT/MT tenham uma utilização superior a 90%, não sendo, contudo, antecipável a sobrecarga de qualquer uma delas. Por esse motivo, não se sustenta nestes casos investimento específico no Plano para redução da sua utilização, antes prevendo-se acompanhar a evolução das suas pontas.

Por outro lado e considerando o percentil 95 das simulações, todas estas SE apresentariam uma utilização inferior a 90%, pelo que será reduzida a possibilidade de se alcançar utilizações restritivas das suas potências de transformação.

Na Tabela 8.5 apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da E-REDES, para os anos de 2025 e 2030 e respetiva variação.

**TABELA 8.5: POTÊNCIA INSTALADA E UTILIZAÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT POR ÁREA GEOGRÁFICA**

ÁREA GEOGRÁFICA	2025		2030		2025-2030
	POT. INST. (MVA)	UTILIZAÇÃO [%]	POT. INST. (MVA)	UTILIZAÇÃO [%]	Δ POT. INST. [%]
Douro	2 769	58	2 813	60	1,6
Porto	3 472	55	3 523	55	1,5
Mondego	1 792	47	1 810	48	1,0
Tejo	2 601	50	2 664	53	2,4
Lisboa	4 656	50	4 604	52	-1,1
Alentejo e Algarve	2 038	51	2 235	49	9,6
<b>TOTAL</b>	<b>17 327</b>	<b>52</b>	<b>17 648</b>	<b>53</b>	<b>1,9</b>

Nota: admitiu-se um fator de simultaneidade de 0,98 e um fator de potência médio de 0,93

Para o cenário de consumo considerado, a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND no final do período é de 53%, não se verificando variação significativa face ao previsto no início do Plano.

Por área geográfica verifica-se, genericamente, um aumento dos níveis de utilização do conjunto das subestações, sem comprometer o cumprimento dos padrões de segurança de planeamento.

Relativamente à variação da potência instalada, por área geográfica, refere-se que os valores das áreas Douro, Tejo e Alentejo e Algarve são superiores à média nacional, o que se deve essencialmente ao aparecimento de novas subestações para a reposição da capacidade de receção da RND e ao reforço de potência em algumas subestações, motivado pela necessidade de substituição de transformadores de potência por alcance do seu RUL.

### 8.3.3 CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT

A Tabela 8.6 reflete a caracterização das saídas MT associadas às subestações AT/MT da RND por nível de tensão, para o cenário de consumo considerado.

**TABELA 8.6: CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT EM 31.12.2025**

Situação em 31.12.2025			
NÍVEL DE TENSÃO [kV]	Nº SAÍDAS MÉDIA/SE [UN.]	COMPR. MÉDIO/SAÍDA [km]	CARGA MÉDIA/SAÍDA [MW]
30	6	41	2,9
15	7	20	2,6
10	16	5	1,5
6	15	1	0,9

A ponta média por saída de subestação AT/MT está relacionada com o nível de tensão da rede de distribuição, que se efetua maioritariamente nos níveis de 15 e 30kV, excetuando-se a rede de distribuição da Grande Lisboa em que predomina a distribuição no nível de tensão de 10kV.

Destaca-se, ainda, que a E-REDES tem vindo nos últimos anos a instalar um elevado número de órgãos de corte automatizados e telecomandados em linhas aéreas MT (OCR) e a motorizar e telecomandar um número significativo de postos de transformação (PT).

Em 31.12.2025 prevê-se que existam na rede MT cerca de 9.400 pontos telecomandados.

Com este Plano não haverá alterações significativas nas características da rede de MT afeta às subestações. No entanto, existiu a preocupação de reduzir as saídas de maior comprimento, bem como as de maior carga, o que significará uma melhoria no desempenho da rede MT.

No Anexo B.2 é apresentada a caracterização da rede MT a 31.12.2025, não estando caracterizada para 2030 pelos motivos anteriormente referidos.

Neste Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no capítulo 3.1.4 e será dada continuidade ao esforço de telecomando em mais pontos da rede MT, através da instalação de equipamentos do tipo OCR3 nas redes aéreas e telecomando de postos de transformação nas redes subterrâneas.

#### **8.3.4 POTÊNCIAS DE CURTO-CIRCUITO**

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em alta tensão, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 25kA e 31,5kA, em função das características da rede em que se insere cada instalação, e com duração estipulada de 3 segundos.

Para efeitos de dimensionamento dos equipamentos em média tensão em subestações, as correntes de curto-circuito que se consideram são de 16kA para 10kV e 15kV, e 12,5kA para 30kV, com duração estipulada de 3 segundos.

Refere-se que os valores máximos das potências de curto-circuito nos barramentos MT foram calculados considerando todos os transformadores da subestação em paralelo. No entanto, a exploração normal é com os semibarramentos abertos.

Como o tempo máximo necessário para a atuação das proteções nas redes MT da E-REDES nas condições mais desfavoráveis é de 1,5 segundos, e como a exploração normal é com os semibarramentos abertos, os valores indicados para efeitos de dimensionamento são coerentes com estas condições de exploração, inclusivamente nos casos em que a potência de curto-circuito máxima calculada é superior ao valor de referência.

Para o cálculo dos valores mínimos de curto-circuito, considerou-se que a subestação seria alimentada pela linha de maior secção, quando houver mais do que uma, e com o transformador de maior potência em serviço. Estes valores encontram-se no Anexo B.1.3.

Na elaboração deste Plano houve a preocupação de garantir que os valores das potências de curto-circuito previsíveis nos barramentos de AT/MT não ultrapassem os valores anteriormente referidos para efeitos de dimensionamento.

#### **8.3.5 VERIFICAÇÃO DA SATISFAÇÃO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO**

Neste ponto é avaliada a satisfação dos padrões de segurança para planeamento, definidos anteriormente no capítulo 02, na situação da rede prevista para 31.12.2025, para o cenário de consumo referido. O objetivo é aferir da segurança de exploração da rede, nomeadamente nas situações de ligação de clientes, reserva N-1 e variações de tensão nos barramentos de clientes.

##### **8.3.5.1 LIGAÇÃO DE CLIENTES**

No Anexo B.1.3 indica-se a potência de ligação disponível em cada subestação AT/MT da RND tendo em consideração as cargas naturais respetivas.

Verifica-se que a generalidade das subestações possui potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Estima-se em 2025 que cerca de 80% das subestações AT/MT, possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

Para as restantes subestações os valores da potência de ligação disponível são baixos ou mesmo inexistentes. Salienta-se, entretanto, que este facto é atenuado na prática devido à contribuição da produção independente ligada à rede MT nas áreas de influência de diversas subestações já que, conforme anteriormente referido, na determinação daqueles valores se considerou a carga natural em vez da ponta máxima (ou seja, a capacidade disponível nessas subestações será mais elevada).

Verifica-se que na generalidade das subestações, depois de considerados os aumentos previstos para as cargas, estas continuam a possuir potência de ligação disponível de modo a permitir a ligação de novos clientes ou o aumento de potência de clientes existentes. Estima-se que, em 2030, cerca de 75% do universo de subestações AT/MT da RND possuam potência de ligação disponível superior a 2MW.

##### **8.3.5.2 RESERVA N-1**

Os pressupostos de garantia de reserva N-1, definidos de acordo com os padrões de segurança para planeamento, variam consoante a zona de qualidade de serviço das cargas abrangidas tal como considerado no RQS. Assim, a garantia de reserva N-1 nas zonas A é mais exigente do que nas zonas B e C.

A situação da RND reflete esta diferença, existindo por exemplo uma maior concentração de subestações em zonas A, com menores comprimentos por saída MT e possibilidades de alimentação alternativas, quer na MT quer na AT, e também uma maior densidade de órgãos de corte telecomandados ou automáticos na rede MT.

Foi definida uma estratégia de instalação de novas subestações AT/MT para garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A) de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nestas zonas, no caso de falha total de uma subestação. A implementação desta estratégia está sujeita a uma avaliação técnico-económica, caso a caso, mais pormenorizada.

Conforme referido no capítulo 3.1.1, esta proposta de PDIRD-E 2024 inclui 3 subestações AT/MT para garantia da alimentação às capitais de distrito: Bragança, Beja e Portalegre.

A conversão de redes com diferentes níveis de tensão MT para o nível de tensão predominante visa, também, a garantia de reserva na alimentação das cargas respetivas, estando contemplada neste Plano a conversão para 15 kV da rede de 6 kV alimentada pela SE Quimiparque.

### **8.3.5.3 VARIAÇÕES DE TENSÃO**

As ações de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que a E-REDES realiza em subestações AT/MT seguem as recomendações da NP EN 50160 – características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica, bem como o preceituado no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) em vigor, sendo que umas têm duração anual e outras são de caráter permanente. As medições visam determinar a caracterização global da Qualidade da Energia Elétrica fornecida, com base na observação e registo dos parâmetros tecnicamente considerados como os mais representativos da QEE, que a seguir se indicam:

- Frequência da tensão
- Valor eficaz da tensão
- Tremulação/flicker da tensão
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica da tensão

Em complemento, registam-se também os eventos de tensão, mais concretamente, cavas de tensão e sobretensões.

### **8.3.5.4 MONITORIZAÇÃO DA QEE NA E-REDES**

No artigo 27º do RQS é apresentada a metodologia de verificação da QEE onde se define que esta verificação tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria. Esta caracterização será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização definidos.

É definido que os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da QEE que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da QEE pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações das características da tensão. No Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico, mais concretamente no procedimento n.º 6 estão definidos quais os critérios de monitorização aos quais o ORD tem que dar resposta.

Segundo o referido Procedimento, a monitorização permanente da QEE na RND deve incluir, no mínimo, a cobertura de um barramento de MT em 68 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018 e registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

Em subestações AT/MT da RND não abrangidas por monitorização permanente, a monitorização pode ser efetuada através de campanhas periódicas, com períodos mínimos de medição de um ano.

Ainda segundo o Procedimento, a monitorização da QEE da RND deve incluir a monitorização de, pelo menos, 98 subestações AT/MT em 1 de janeiro de 2018, e registar posteriormente, um crescimento anual mínimo de 7 subestações.

### **8.3.5.5 EVOLUÇÃO DA MONITORIZAÇÃO DA QEE NA E-REDES**

Conforme proposta aprovada pela ERSE, a E-REDES monitorizou a QEE nas instalações previstas no Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica para o biénio 2022-2023.



Nesse biênio, e relativamente a subestações AT/MT, foram monitorizadas as instalações referidas na Tabela 8.7.

**TABELA 8.7: MONITORIZAÇÃO DA QEE EM SUBESTAÇÕES AT/MT, 2022-2023**

ANO	Monitorização Permanente		Monitorização Periódica - Anual	
	Nº DE SUBESTAÇÕES AT/MT	Nº DE BARRAMENTOS MT	Nº DE SUBESTAÇÕES AT/MT	Nº DE BARRAMENTOS MT
2022	96	154	30	48
2023	103	168	30	53

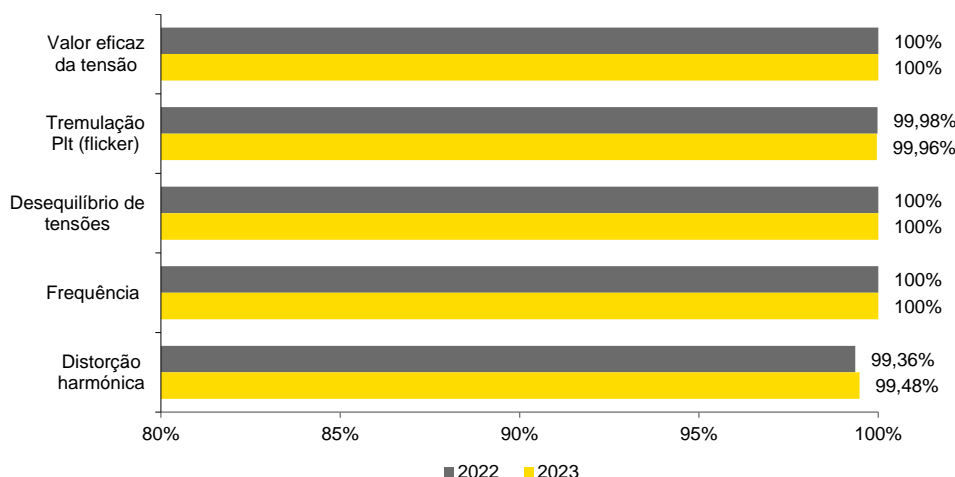
Os resultados das ações de monitorização, efetuadas em cada instalação, encontram-se disponíveis no site da E-REDES.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada de semanas conformes.

As situações não regulamentares encontram-se devidamente caracterizadas e sob acompanhamento continuado, procurando-se corrigir e prevenir situações tipificadas a partir de casos anteriores analisados. Na maior parte dos casos o impacto é resolvido ou mitigado por ações de configuração da rede.

Tendo em consideração as disposições do RQS no que se refere a eventos excecionais, no âmbito da QEE, foram excluídos os dados registados durante o evento excecional associado, ao incidente de grande impacto resultante da depressão Efrain, bem como ao incidente resultante do "Temporal Região Sul", e, em 2023, aos incidentes de grande impacto resultantes das depressões Aline, Ciarán e Domingos. Concretamente, foi excluído o respetivo período, para a área geográfica afetada, para efeitos de análise dos fenómenos contínuos de tensão e dos eventos de tensão.

Na Figura 8.2. apresenta-se a evolução, para o período 2022-2023, da conformidade de tensão em barramentos MT. De notar que o universo de subestações AT/MT alvo de monitorização periódica é diferente em cada ano.



**FIGURA 8.2: EVOLUÇÃO DA CONFORMIDADE DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS MT NO PERÍODO 2022-2023**

Tendo em consideração os eventos de tensão registados, em cada ano, nos barramentos MT monitorizados, apresenta-se seguidamente uma análise de cavas de tensão e sobretensões.

Para esta análise, a caracterização dos eventos foi efetuada segundo o método de agregação polifásica previsto na norma EN 61000-4-30 e agregação temporal de 3 minutos.

Nas tabelas seguintes é apresentado o número médio anual de cavas de tensão e de sobretensões por barramento MT monitorizado, usando a classificação estabelecida na norma NP EN 50160.

**TABELA 8.8: N.º MÉDIO ANUAL DE CAVAS DE TENSÃO POR BARRAMENTO MT MONITORIZADO, EM 2022**

%	Duração t (ms)				
	TENSÃO RESIDUAL u	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000
90 > u ≥ 80	39,3	4,0	3,1	0,2	0,0
80 > u ≥ 70	11,2	1,6	1,7	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	10,9	2,7	1,1	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	3,0	1,3	0,3	0,0	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

**TABELA 8.9: N.º MÉDIO ANUAL DE CAVAS DE TENSÃO POR BARRAMENTO MT MONITORIZADO, EM 2023**

%	Duração t (ms)				
	TENSÃO RESIDUAL u	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000
90 > u ≥ 80	51,8	3,7	3,3	0,9	0,0
80 > u ≥ 70	17,3	1,1	1,5	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	16,0	2,7	1,0	0,2	0,0
40 > u ≥ 5	3,2	1,7	0,3	0,1	0,0
5 > u	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0

Refira-se que cerca de 89%, em 2022 e 92% em 2023, das cavas de tensão registadas tiveram uma duração inferior ou igual a 200 ms ou uma tensão residual superior ou igual a 80%.

**TABELA 8.10: N.º MÉDIO ANUAL DE SOBRETENSÕES POR BARRAMENTO MT MONITORIZADO, EM 2022**

%	Duração t (ms)		
	TENSÃO DE INCREMENTO u	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u ≥ 110	0,1	0,0	0,0

**TABELA 8.11: N.º MÉDIO ANUAL DE SOBRETENSÕES POR BARRAMENTO MT MONITORIZADO, EM 2023**

%	Duração t (ms)		
	TENSÃO DE INCREMENTO u	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u ≥ 110	0,1	0,0	0,0

Conforme informado nas tabelas salienta-se o número reduzido de sobretensões registadas nos barramentos MT monitorizados.

Todas as novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, terão capacidade de monitorização permanente da QEE. Assim, considerando que até final de 2024 se prevê a intervenção em mais de 7 subestações AT/MT neste âmbito, estará assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no início deste PDIRD-E.

No entanto, nesta proposta de Plano previu-se, no âmbito do programa de Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, o investimento necessário para a substituição anual de 3 sistemas de monitorização em instalações cujos sistemas venham apresentar um nível de criticidade elevado.

Eventuais situações não regulamentares identificadas são objeto de análise caso a caso, sendo normalmente resolvidas por ações de configuração da rede e, em determinados casos, pode conduzir à identificação de eventuais necessidades de investimentos a realizar.

Neste âmbito destaca-se que o investimento considerado nesta proposta de Plano contribui para o objetivo da melhoria da qualidade de energia através de:

- A implementação de novas subestações contribui para impedir quedas de tensão responsáveis por valores não regulamentares;
- O aumento da potência de curto-circuito, obtido através da construção de novas subestações ou reforços de potência, mitiga o impacto de fenómenos como cavas de tensão, tremulação (flicker), desequilíbrios do sistema trifásico de tensões e distorção harmónica;
- O aumento do número de circuitos AT e MT, resultante do estabelecimento de novas linhas, garante uma menor exposição de zonas da rede sensíveis a cavas ou a distorção harmónica, como alguns consumos industriais;
- A mitigação de sobretensões obtém-se da garantia de coordenação de isolamento na reabilitação de subestações e linhas aéreas, ou do enterramento de traçados aéreos, no quadro da integração paisagística, que reduzem a exposição da rede a descargas atmosféricas.

No Anexo C.2 identificam-se 2 projetos cuja motivação se prende com a melhoria do valor eficaz da tensão (Fichas n.º 51 e 57).

Em suma, a implementação do PDIRD-E 2024 contribui para assegurar que as características da tensão da RND manter-se-ão dentro dos parâmetros regulamentares.

Considerando a realização dos investimentos que se prevê concluir neste plano referentes a novas subestações AT/MT, remodelações de andares MT em subestações existentes, bem como na substituição e renovação de SPCC, está assegurado o cumprimento do disposto no RQS relativamente à monitorização da QEE no final de 2030.

A decorative graphic on the left side of the page. It features a large yellow shape that overlaps with a smaller orange shape below it. There are several smaller, irregular yellow and orange shapes scattered around. A black circle is positioned at the bottom of the graphic, partially overlapping the orange shape.

09

PLANO DE  
INVESTIMENTO  
NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO  
PARA 2026-2030

# 09 Plano de investimento na rede de distribuição para 2026-2030

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela E-REDES nesta proposta inicial de PDIRD-E 2024. Este divide-se em duas classificações principais, de acordo com o respetivo âmbito:

- Investimento Específico, que incide nos ativos diretamente relacionados com a atividade de distribuição de energia elétrica;
- Investimento Não Específico, associado essencialmente a atividades de suporte à mesma (nomeadamente, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e sistemas informáticos).

O Investimento Específico e Não Específico encontram-se divididos em diferentes Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito bem definido, e enquadrados num dos 5 Pilares Estratégicos de Investimento delineados para este Plano: Eletrificação e Descarbonização, Modernização, Resiliência e Ambiente, Transformação Digital e Suporte.

Deste modo, garante-se que a soma dos volumes de investimento englobados nestes 5 Pilares Estratégicos de investimento totaliza o Investimento Específico e Não Específico considerados neste Plano.

A relação entre os programas e os Pilares Estratégicos de Investimento encontra-se apresentada na Tabela 3.1 (capítulo 3.1). No capítulo 3.2 são descritos os programas de investimento, assim como os respetivos âmbitos.

Para além dos programa e subprogramas de investimento, neste documento são apresentados os projetos acima dos 500k€ a custos primários (Anexo C.2), tal como em PDIRD-E anteriores, tendo-se incluído também nesta proposta de PDIRD-E 2024 o Anexo C.3, onde se encontra a caracterização e justificação dos projetos de renovação de ativos motivados pela sua condição física a iniciar no primeiro triénio (2026-2028), com investimento entre 100k€ e 500k€.

Para este documento foram estimados os valores dos projetos, considerando os melhores valores conhecidos à data da sua elaboração, seguindo o mesmo procedimento de PDIRD-E anteriores. Associada à revisão dos valores de projetos já incluídos em documentos anteriores, para além de alterações naturais que decorrem da adaptação técnica ou da execução do projeto no terreno, estão também potenciais alterações relacionadas com variações nos custos da mão-de-obra e dos materiais. O contexto socioeconómico atual tem pressionado a relevância do tema dos preços, ao qual a E-REDES se tem mantido particularmente atenta. As variações que se verificarem no período deste documento serão refletidas nos projetos previstos, que assim podem ver o seu valor revisto face à condicionante da evolução dos preços.

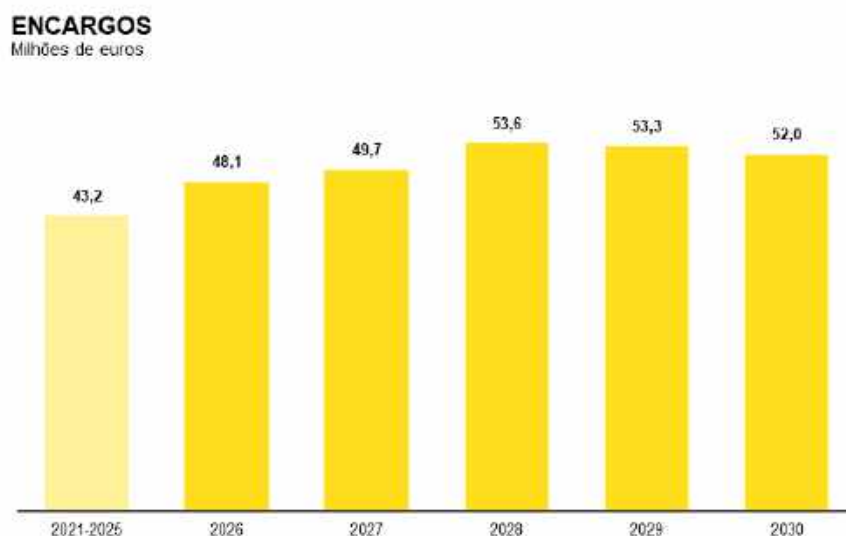
No Anexo E.2 encontra-se a lista dos investimentos específicos incluídos no PDIRD-E 2024 a custos primários, estando no Anexo F o resumo dos investimentos não específicos. De referir que se considera que os projetos descritos individualmente entram em exploração no último ano do investimento, enquanto os projetos não descritos individualmente têm geralmente uma duração inferior a um ano, e por isso pode ser considerado que todo o investimento entra em exploração no próprio ano. Relativamente aos projetos que terminam fora do período do PDIRD-E 2024 (depois de 2030) não é indicada data de entrada em exploração dado que não terá impacto no período em análise neste documento.

Neste documento, os investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no capítulo 9.3.2, e no Anexo E.3 os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais. Estes encargos de investimento capitalizáveis assumem três naturezas:

- Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;
- Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

Nesta proposta de PDIRD-E 2024 a abordagem utilizada para a estimativa dos encargos seguiu a metodologia apresentada no PDIRD-E 2016, onde se incluiu um anexo com informação detalhada dos vários tipos de encargos associados aos investimentos, e apresentada mais recentemente no Relatório das Contas Reguladas Reais 2023, onde também consta um anexo com o processo de capitalização de custos. Não obstante de se ter promovido a auscultação às Unidades Organizativas (UO) intervenientes na atividade de investimento para revisão do processo, nomeadamente para atualização dos racionais e sustentação das taxas de imputação de custos ao investimento por centro de custo. Face aos resultados obtidos, foram alocados os encargos capitalizáveis de cada UO, para melhor adequação à real natureza destes custos.

Na Figura 9.1 é apresentada a evolução prevista dos valores dos encargos no período 2021-2030.



**FIGURA 9.1: EVOLUÇÃO DOS ENCARGOS, 2021-2030**

Na Tabela 9.1 apresenta-se o valor dos encargos previstos para o período 2026-2030 por natureza. Apresenta-se também, como referência, o valor médio dos 5 anos anteriores<sup>14</sup>.

**TABELA 9.1: ENCARGOS PREVISTOS NO PERÍODO 2026-2030, POR NATUREZA**

Milhões de euros	Média Anual 2021-2025	PDIRD-E 2026-2030					Total 2026-2030
		2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Encargos Totais</b>	<b>43,2</b>	<b>48,1</b>	<b>49,7</b>	<b>53,6</b>	<b>53,3</b>	<b>52,0</b>	<b>256,7</b>
Encargos Diretos	33,2	37,0	38,2	41,3	41,0	40,0	197,6
Encargos Transversais	8,6	10,1	10,4	11,3	11,2	10,9	53,8
Encargos Financeiros	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	5,2

Estima-se, no período 2026-2030, relativamente ao período anterior (2021-2025), um aumento dos encargos diretos e transversais, essencialmente devido ao acréscimo das atividades internas alocadas ao investimento de AT/MT (mais pessoas e serviços/ outsourcing).

<sup>14</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

## 9.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

### 9.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

Na Figura 9.2 é apresentado o valor médio anual no período 2021-2025<sup>15</sup> e a evolução prevista nesta proposta de PDIRD-E 2024 para o período 2026-2030 do investimento para Solicitações de Terceiros, incluído no Investimento Obrigatório.



**FIGURA 9.2: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO (SOLICITAÇÕES DE TERCEIROS) REALIZADO E PREVISTO REALIZAR PELA E-REDES NA RND, 2021-2030**

A evolução apresentada na Figura 9.2 sugere um ligeiro aumento deste tipo de investimento nos próximos anos em comparação com o histórico recente.

Na Figura 9.3 é apresentada a evolução das participações financeiras para os mesmos períodos, cuja estimativa é realizada utilizando o modelo que estima também o investimento obrigatório, indicado no capítulo 3.2.1.



**FIGURA 9.3: EVOLUÇÃO DAS COMPARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS AT/MT, 2021-2030**

Os valores previstos para as participações financeiras no próximo período (2026-2030) apontam para uma ligeira descida relativamente ao período anterior (2021-2025). Esta redução é justificada, em parte, pelo facto de não estarem a ser emitidos registos prévios/certificados de exploração para novas ligações de produção na modalidade de acesso geral e modalidade de procedimento concorrencial, desde a última atualização do PDIRD-E. Esta previsão de redução também já estava refletida no PDIRD-E 2020 Atualização. Realça-se ainda, o desfasamento naturalmente existente entre a receção das participações e a execução da obra física no terreno, pelo que não deverá ser efetuada uma comparação direta dos valores recebidos em cada ano com o investimento obrigatório previsto na Figura 9.2. Adicionalmente, o valor médio

<sup>15</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

anual das participações financeiras recebidas no período de 2021-2025 incorpora as participações nas redes que dependem exclusivamente da potência requisitada e do nível de tensão da ligação do empreendimento, não se refletindo em obra física ou investimento a realizar de natureza obrigatória.

Na Tabela 9.2 apresenta-se de forma resumida o investimento Específico Obrigatório de realização E-REDES, incluindo as Solicitações de Terceiros, Equipamentos de Contagem e Adequação de Redes Aéreas, bem como as participações financeiras, previstos para o período 2026-2030. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 5 anos anteriores<sup>16</sup>.

**TABELA 9.2: INVESTIMENTO ESPECÍFICO OBRIGATÓRIO PREVISTO NO PERÍODO 2026-2030**

Milhões de euros	Média últimos 5 anos	PDIRD-E 2026-2030					
		2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026-2030
<b>INVESTIMENTO ESPECÍFICO OBRIGATÓRIO</b>							
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)	21,5	24,1	23,9	23,8	23,4	23,0	118,2
Investimento Obrigatório (só Eq. de Contagem)	1,7	3,1	3,1	3,4	4,6	4,2	18,4
Contadores	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	4,1
Eq. Acessórios	1,2	2,3	2,3	2,6	3,7	3,3	14,3
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)	-	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	33,0
<b>Inv. Específico Obrigatório E-REDES</b>	<b>23,2</b>	<b>33,8</b>	<b>33,6</b>	<b>33,8</b>	<b>34,5</b>	<b>33,8</b>	<b>169,6</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT</b>	<b>24,0</b>	<b>19,5</b>	<b>19,0</b>	<b>18,5</b>	<b>18,9</b>	<b>19,4</b>	<b>95,4</b>
AT	8,3	7,6	6,7	6,5	6,5	6,5	33,7
MT	15,7	11,9	12,4	12,1	12,4	12,9	61,7

Nota: custos primários

No período deste Plano prevê-se uma subida do volume de investimento Obrigatório face ao período 2021-2025, maioritariamente justificada pelos investimentos em equipamentos de contagem e adequação de redes aéreas.

### 9.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

Na Figura 9.4 é apresentado o valor médio anual do investimento de iniciativa da empresa no período 2021-2025<sup>16</sup> e a evolução prevista no período deste Plano (2026-2030).



**FIGURA 9.4: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA REALIZADO E PREVISTO REALIZAR PELA E-REDES NA RND, 2021-2030**

Conforme se observa, prevê-se uma subida significativa no nível de investimento de iniciativa da empresa no período 2026-2030 em comparação com o período anterior.

Na Tabela 9.3 apresentam-se as verbas para cada programa de investimento de iniciativa da empresa para o período 2026-2030:

<sup>16</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.



**TABELA 9.3: INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA PREVISTO PARA O PERÍODO 2026-2030, POR PROGRAMA DE INVESTIMENTO**

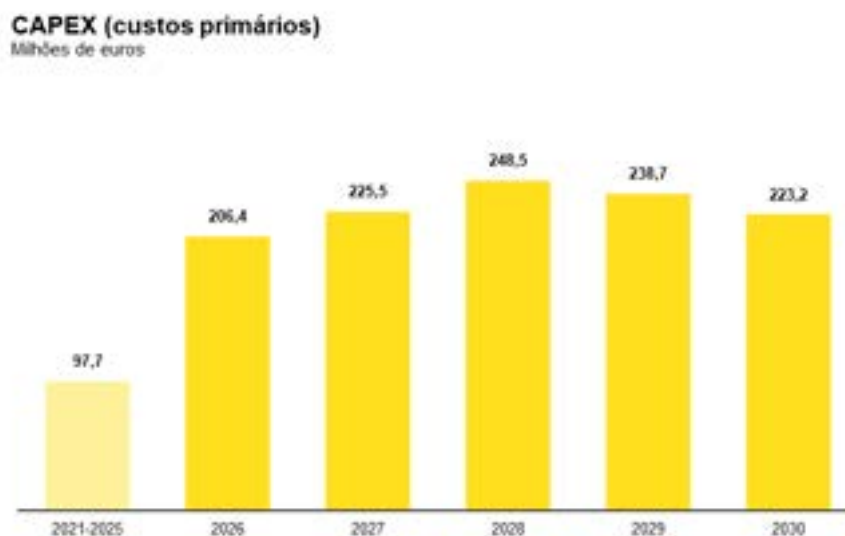
PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	Média últimos 5 anos	PDIRD-E 2026-2030					Total 2026-2030
		2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Investimento Iniciativa de Empresa</b>	<b>98,5</b>	<b>192,0</b>	<b>210,9</b>	<b>233,1</b>	<b>223,1</b>	<b>208,8</b>	<b>1 068,0</b>
Desenvolvimento de Rede	10,1	26,1	28,5	17,1	11,2	10,4	93,3
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	9,5	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	50,0
Automação e Telecomando da Rede MT	4,0	6,0	7,0	8,0	9,5	10,0	40,5
Promoção Ambiental	4,4	15,3	13,1	9,1	7,0	3,4	47,9
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	2,6
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	3,7	6,5	3,5	3,5	3,5	3,5	20,3
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	6,5	11,0	17,0	15,7	15,4	14,1	73,2
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	1,0	1,0	1,0	2,0	3,0	3,0	10,0
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	16,6	52,4	66,3	105,7	100,5	90,0	414,8
Beneficiações Extraordinárias	1,2	7,1	7,0	5,2	5,5	5,7	30,5
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	14,4	18,3	19,3	18,7	19,4	20,5	96,2
Investimento de Coordenação com a Rede BT	2,6	10,5	10,3	10,2	10,2	10,4	51,6
Programa de Investimento Corrente Urgente	15,7	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4	137,1
Investimento Inovador	8,4	-	-	-	-	-	-

Nota: custos primários

### 9.1.3 TOTAL INVESTIMENTO ESPECÍFICO

O Investimento Específico resulta do somatório das duas componentes já analisadas neste âmbito, o Investimento Obrigatório e o Investimento de Iniciativa da Empresa.

Conforme apresentado, no período deste Plano prevê-se um nível de investimento superior face à média dos últimos 5 anos, o que se traduz em valores de CAPEX<sup>17</sup> médios anuais de 97,7M€ em 2021-2025 e 228,4M€ em 2026-2030 (Figura 9.5).

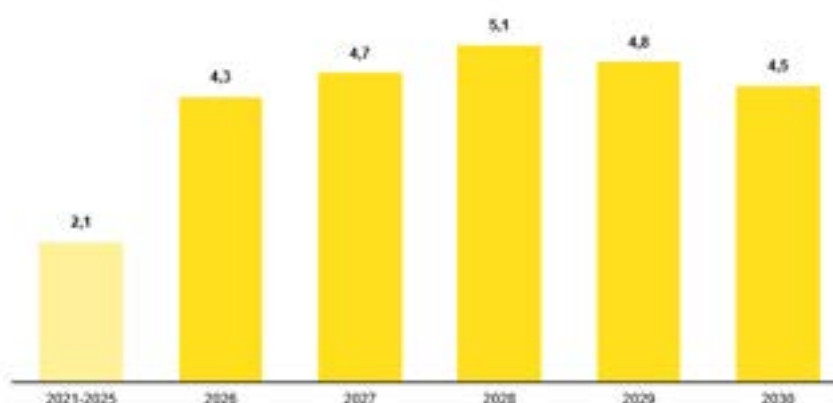


**FIGURA 9.5: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO MÉDIO NA RND NO PERÍODO 2021-2025 E PREVISÃO DO INVESTIMENTO ANUAL A REALIZAR NO PERÍODO 2026-2030**

Considerando o peso do investimento específico na energia distribuída, prevê-se que os valores médios anuais de 2,1 M€/TWh em 2021-2025 aumentem para 4,7 M€/TWh em 2026-2030 (Figura 9.6), explicado pelo aumento significativo no nível de investimento no período deste Plano.

<sup>17</sup> CAPEX E-REDES = Total Realização E-REDES – Participações Financeiras

**CAPEX POR ENERGIA DISTRIBUÍDA (custos primários)**  
Milhões de euros por TWh



**FIGURA 9.6: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO MÉDIO POR TWH DISTRIBUÍDOS NA RND NO PERÍODO 2021-2025 E PREVISÃO DO INVESTIMENTO ANUAL POR TWH A REALIZAR NO PERÍODO 2026-2030**

Na Tabela 9.4 apresenta-se a distribuição de verbas por natureza de obra e por nível de tensão para o investimento específico no período do Plano, incluindo-se ainda o valor médio dos 5 últimos anos<sup>18</sup>, como referência, a qual permite inferir o valor do CAPEX associado.

**TABELA 9.4: PLANO DE INVESTIMENTOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO PARA O PERÍODO 2026-2030**

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					
INVESTIMENTO POR NATUREZA DE OBRA	Média Anual 2021-2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026-2030
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>23,2</b>	<b>33,8</b>	<b>33,6</b>	<b>33,8</b>	<b>34,5</b>	<b>33,8</b>	<b>169,6</b>
AT	5,1	6,8	6,5	6,2	5,7	5,3	30,6
MT	18,1	27,0	27,1	27,6	28,8	28,5	139,0
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>98,5</b>	<b>192,0</b>	<b>210,9</b>	<b>233,1</b>	<b>223,1</b>	<b>208,8</b>	<b>1 068,0</b>
AT	24,4	24,1	28,1	31,4	31,2	29,5	144,4
MT	74,0	167,9	182,8	201,7	191,9	179,2	923,6
<b>Total Realização E-REDES (1)</b>	<b>121,7</b>	<b>225,9</b>	<b>244,5</b>	<b>267,0</b>	<b>257,6</b>	<b>242,6</b>	<b>1 237,6</b>
<b>Comp. Financeira AT + MT (2)</b>	<b>24,0</b>	<b>19,5</b>	<b>19,0</b>	<b>18,5</b>	<b>18,9</b>	<b>19,4</b>	<b>95,4</b>
AT	8,3	7,6	6,7	6,5	6,5	6,5	33,7
MT	15,7	11,9	12,4	12,1	12,4	12,9	61,7
<b>CAPEX Específico E-REDES (1-2)</b>	<b>97,7</b>	<b>206,4</b>	<b>225,5</b>	<b>248,5</b>	<b>238,7</b>	<b>223,2</b>	<b>1 142,2</b>

Nota: custos primários

## 9.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis ou intangíveis que estejam afetos às “funções de suporte” da Empresa, as quais apesar de servirem de suporte ao processo produtivo, não devem ser consideradas como de suporte direto e específico ao mesmo.

Este investimento é constituído essencialmente por sistemas informáticos, cujo detalhe se apresenta no capítulo 3.2.15, e por edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, descritos no capítulo 3.2.16.

O investimento não específico tem impacto em todos os níveis de tensão, sendo que no PDIRD-E 2024 são considerados os investimentos a realizar na RND e que resultam da aplicação de diferentes chaves de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

<sup>19</sup> Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, são utilizadas diferentes chaves de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Estas chaves são divulgadas anualmente no relatório das Contas Reguladas Reais preparado pela E-REDES para a ERSE.

Na Figura 9.7 é apresentado o investimento não específico previsto para o período 2026-2030. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 5 anos anteriores<sup>20</sup>:



**FIGURA 9.7: INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO REALIZADO E PREVISTO REALIZAR PELA E-REDES NA RND, 2021-2030**

Os valores apresentados, para a rede AT e MT, sugerem um aumento deste tipo de investimento no período 2026-2030 em comparação com o histórico recente, totalizando 113,3 M€, que se distribuem da seguinte forma pelos diferentes programas (Tabela 9.5):

**TABELA 9.5: INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO PREVISTO PARA O PERÍODO 2026-2030 POR RUBRICA**

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					Total 2026-2030
PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	Média Anual 2021-2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Investimento Não Específico</b>	<b>19,2</b>	<b>28,5</b>	<b>24,4</b>	<b>20,5</b>	<b>20,6</b>	<b>19,3</b>	<b>113,3</b>
Edifícios e Outras Construções	1,9	9,8	5,1	2,3	2,3	2,3	21,7
Equipamento de Transporte	1,8	5,8	5,6	3,9	4,8	3,7	23,8
Sistemas Informáticos	13,8	11,6	12,3	13,0	12,1	11,9	60,9
Outros	1,7	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	6,9

Nota: custos primários

### 9.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2026-2030

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados no Plano, bem como outros indicadores, para o investimento proposto nesta proposta inicial de PDIRD-E 2024. Os desenvolvimentos do planeamento de rede, orientados pela estratégia e objetivos definidos pela empresa, concretizam-se no conjunto de desenvolvimentos técnicos e financeiros vertidos para o Plano 2026-2030.

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2026-2030 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico, anteriormente descritos, acrescido dos encargos totais.

#### 9.3.1 INVESTIMENTO A CUSTOS PRIMÁRIOS

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2026-2030 a custos primários resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico, anteriormente descritos.

<sup>20</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

Na Figura 9.8 apresenta-se o investimento médio por Pilar Estratégico de investimento e por período. Por forma a realizar esta análise foi necessário garantir o alinhamento entre os Vetores de investimentos utilizados e definidos no PDIRD-E anterior e os Pilares Estratégicos de investimento apresentados nesta proposta. Neste sentido, realizou-se uma correspondência entre os valores de investimento referentes ao período 2021-2025 e os cinco Pilares Estratégicos de investimento definidos neste Plano. Importa ainda referir que os valores relativos ao período 2021-2025 correspondem aos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.



**FIGURA 9.8: INVESTIMENTO MÉDIO POR PERÍODO E POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO**

Verifica-se que a maior subida se encontra no Pilar da Modernização, embora se verifique um aumento de investimento em todos os Pilares de Investimento. As justificações para os aumentos em cada um dos Pilares encontram-se descritas no capítulo 3.1.

### 9.3.2 INVESTIMENTO A CUSTOS TOTAIS

Considerando o investimento específico e o investimento não específico a custos primários, adicionados dos encargos diretos, encargos transversais e encargos financeiros, resulta o investimento total do Plano a custos totais.

Importa referir que os custos totais por projeto/grupo de projetos são estimados na fase de estudo com base na melhor informação à data, usando valores médios. Em anteriores PDIRD-E, estes valores médios foram calculados a partir de investimentos já realizados (conforme indicado no ponto 1.6 do PDIRD-E 2020 e no ponto 1.2 do PDIRD-E 2020 Atualização), pelo facto de, na fase de estudo dos projetos não se ter ainda o valor total de investimento a incluir no plano e por isso não ser possível calcular um valor médio de encargos mais preciso.

Para o PDIRD-E 2024, a utilização desta aproximação conduzia a uma estimativa grosseira, dado que o valor dos encargos não sofre grandes variações, mas o investimento a custos primários aumenta significativamente. Assim, esta forma de cálculo conduziria a valores a custos totais muito superiores ao investimento total do Plano, o que não corresponde à realidade.

Neste enquadramento, considerou-se para este PDIRD-E 2024 um fator único anual para passagem a custos totais para o investimento específico, e que corresponde à divisão do investimento específico a custos primários pelo valor total do Plano (custos primários mais encargos). Pretende-se assim, obter um número mais próximo do que acontecerá na realidade, se todo o investimento for realizado.

Conforme já acontecia anteriormente, caso sejam realizados ajustes aos valores anuais de investimento, o valor a custos totais dos projetos irá alterar-se. Ressalva-se que o valor a custos totais continua a ser uma estimativa dado que o valor real dependerá do mix de investimento total da E-REDES que for realizado no ano e da duração da execução do projeto.

Assim, para o PDIRD-2024 (2026-2030), integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na Tabela 9.6 os valores totais de investimento propostos para este Plano, incluindo-se ainda o valor médio dos 5 últimos anos como referência<sup>21</sup>:

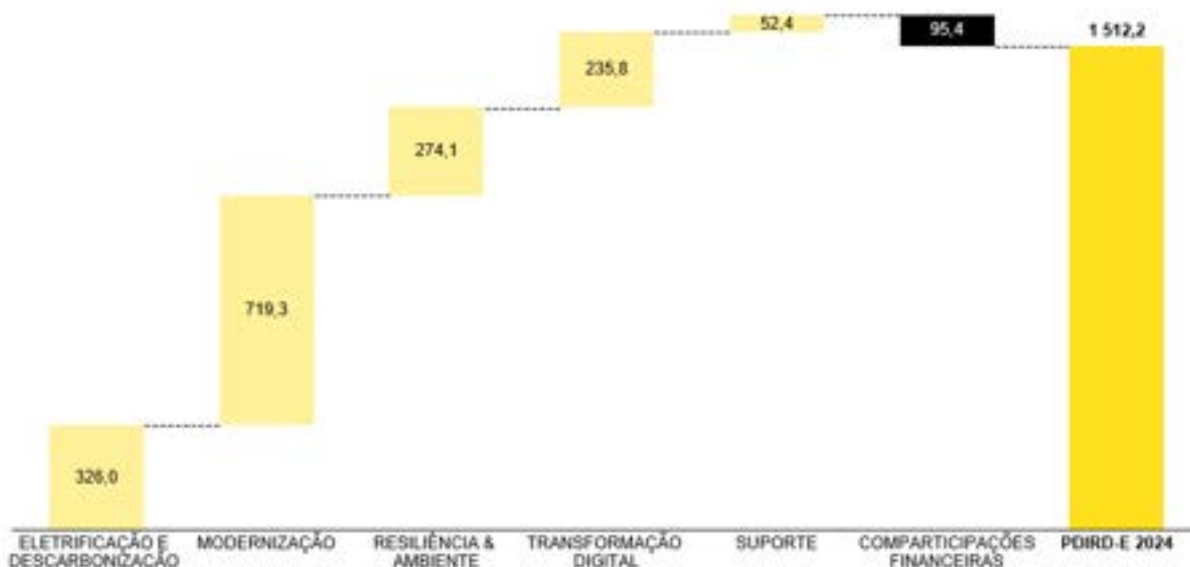
<sup>21</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

**TABELA 9.6: INVESTIMENTO TOTAL A CUSTOS TOTAIS**

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					
<b>INVESTIMENTO TOTAL A CUSTOS TOTAIS</b>	<b>Média Anual 2021-2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>Total 2026-2030</b>
<b>Investimento Custos Primários</b>	<b>140,9</b>	<b>254,4</b>	<b>268,9</b>	<b>287,5</b>	<b>278,2</b>	<b>261,9</b>	<b>1 350,9</b>
Investimento Específico	121,7	225,9	244,5	267,0	257,6	242,6	1 237,6
Investimento Não Específico	19,2	28,5	24,4	20,5	20,6	19,3	113,3
<b>Encargos Diretos</b>	<b>33,2</b>	<b>37,0</b>	<b>38,2</b>	<b>41,3</b>	<b>41,0</b>	<b>40,0</b>	<b>197,6</b>
Investimento Específico	30,6	34,3	35,5	38,4	38,3	37,2	183,8
Investimento Não Específico	2,6	2,7	2,8	2,9	2,8	2,8	13,8
<b>Encargos Transversais</b>	<b>8,6</b>	<b>10,1</b>	<b>10,4</b>	<b>11,3</b>	<b>11,2</b>	<b>10,9</b>	<b>53,8</b>
Investimento Específico	7,9	9,3	9,7	10,5	10,4	10,1	50,0
Investimento Não Específico	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	3,8
<b>Encargos Financeiros</b>	<b>1,4</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>5,2</b>
Investimento Específico	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	4,8
Investimento Não Específico	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
<b>Investimento Custos Totais</b>	<b>184,1</b>	<b>302,5</b>	<b>318,6</b>	<b>341,2</b>	<b>331,5</b>	<b>313,8</b>	<b>1 607,6</b>
Investimento Específico	161,4	270,5	290,6	316,8	307,3	290,9	1 476,2
Investimento Não Específico	22,6	32,0	28,0	24,3	24,2	22,9	131,4

Na Figura 9.9 apresenta-se o CAPEX total proposto para o PDIRD-E 2024 distribuído por Pilar Estratégico de investimento:

**CAPEX TOTAL POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO A CUSTOS TOTAIS**  
Milhões de euros



**FIGURA 9.9: CAPEX TOTAL A CUSTOS TOTAIS POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO**

Na Figura 9.10 apresenta-se a evolução do CAPEX total proposto no período do Plano (2026-2030) por natureza, incluindo-se ainda o valor médio dos 5 últimos anos<sup>22</sup> como referência:

<sup>22</sup> Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

## CAPEX TOTAL POR NATUREZA A CUSTOS TOTAIS

Milhões de euros

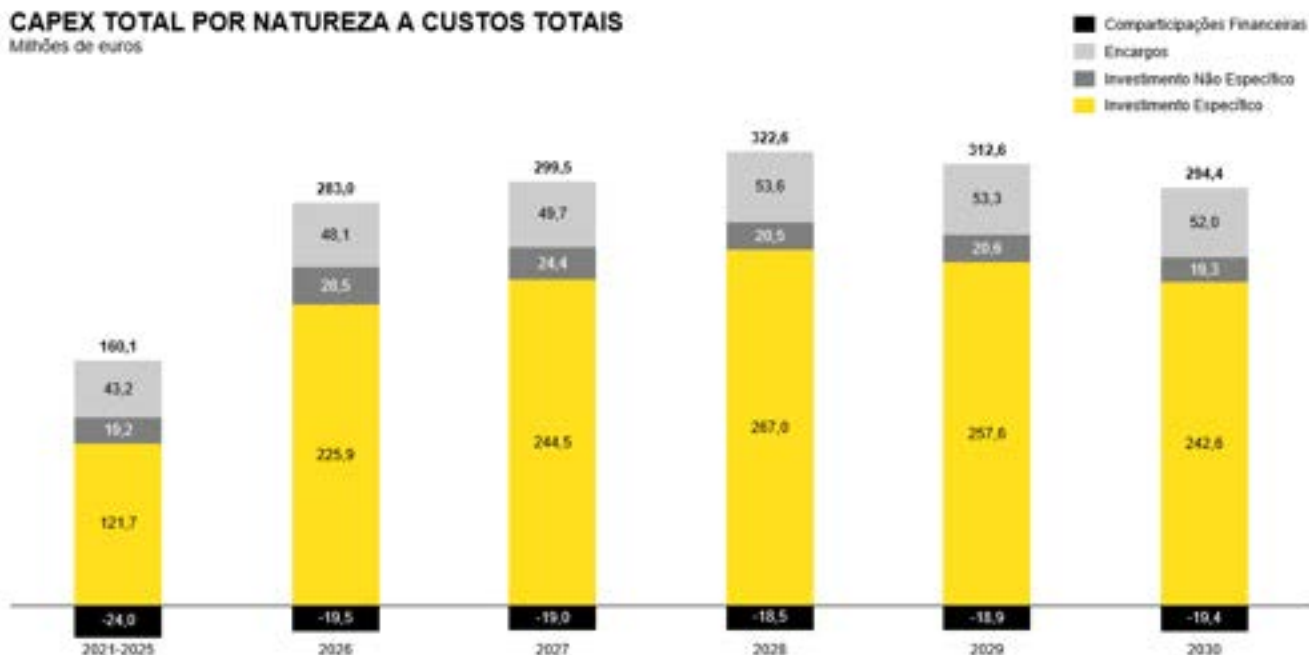


FIGURA 9.10: CAPEX TOTAL A CUSTOS TOTAIS POR NATUREZA

Esta proposta inicial de PDIRD-E 2024 prevê, assim, 1,5€mM de investimento entre 2026 e 2030, destinados maioritariamente a modernizar a rede e assegurar novas ligações, promovendo o desenvolvimento económico e a coesão territorial. O valor proposto reflete um investimento 50% superior ao identificado na proposta inicial de PDIRD-E 2020 (ajustado de inflação), ainda que abaixo do consenso europeu (~2x o investimento atual<sup>23</sup>) e dos planos de congéneres, conforme já referido no capítulo 1.3.

O plano proposto incorpora -304€M (17%) de investimento evitado por otimização da vida útil de ativos, suportada em modelos de condição, e eficiência na gestão da Rede. Neste valor inclui-se o investimento evitado em renovação de ativos, obtida devido à estratégia adotada de controle do envelhecimento da rede, mantendo a priorização das necessidades com base na condição e risco dos ativos, em detrimento de uma estratégia com base apenas na idade dos ativos, evitando-se o investimento na renovação de 4.390 km de linha e 88 transformadores de potência AT/MT. Na vertente de eficiência na gestão da rede, incluem-se a utilização de modelos estocásticos e a elaboração de alternativas de flexibilidade ao investimento, que permitem adiar 7 projetos deste PDIRD-E 2024.

## VARIAÇÃO DO INVESTIMENTO ENTRE PDIRD-E 2024 E PDIRD-E 2020

Milhões de euros

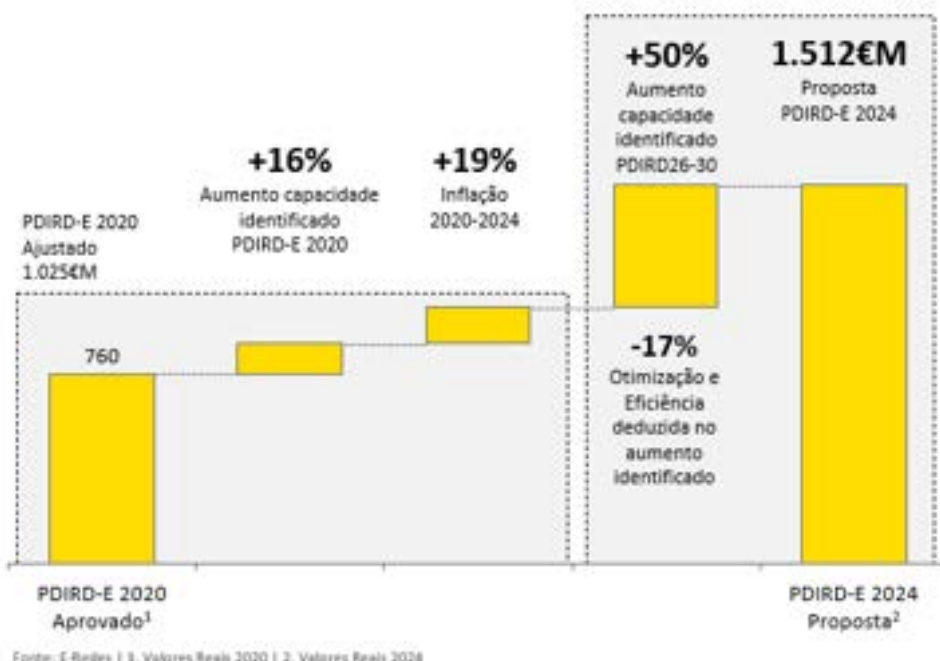


FIGURA 9.11: INVESTIMENTO DO PDIRD-E 2024 E VARIAÇÃO FACE AO PDIRD-E 2020 - ANÁLISE

<sup>23</sup> Fonte: Eurelectric Grids 4 Speed – Aumento de investimento médio anual 2025-2050 vs. 2019-2023

Na Tabela 9.7 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o investimento proposto, por natureza e nível de tensão:

**TABELA 9.7: INVESTIMENTO TOTAL POR NATUREZA E NÍVEL DE TENSÃO A CUSTOS TOTAIS**

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					
INVESTIMENTO TOTAL POR NATUREZA A CUSTOS TOTAIS	Média Anual 2021-2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026-2030
<b>Investimento Obrigatório</b>	<b>23,2</b>	<b>33,8</b>	<b>33,6</b>	<b>33,8</b>	<b>34,5</b>	<b>33,8</b>	<b>169,6</b>
AT	5,1	6,8	6,5	6,2	5,7	5,3	30,6
MT	18,1	27,0	27,1	27,6	28,8	28,5	139,0
<b>Investimento Iniciativa da Empresa</b>	<b>98,5</b>	<b>192,0</b>	<b>210,9</b>	<b>233,1</b>	<b>223,1</b>	<b>208,8</b>	<b>1068,0</b>
AT	24,4	24,1	28,1	31,4	31,2	29,5	144,4
MT	74,0	167,9	182,8	201,7	191,9	179,2	923,6
<b>Total Realização Inv. Específico (1)</b>	<b>121,7</b>	<b>225,9</b>	<b>244,5</b>	<b>267,0</b>	<b>257,6</b>	<b>242,6</b>	<b>1237,6</b>
<b>Comp. Financeiras AT + MT (2)</b>	<b>24,0</b>	<b>19,5</b>	<b>19,0</b>	<b>18,5</b>	<b>18,9</b>	<b>19,4</b>	<b>95,4</b>
AT	8,3	7,6	6,7	6,5	6,5	6,5	33,7
MT	15,7	11,9	12,4	12,1	12,4	12,9	61,7
<b>CAPEX Inv. Específico (1-2)</b>	<b>97,7</b>	<b>206,4</b>	<b>225,5</b>	<b>248,5</b>	<b>238,7</b>	<b>223,2</b>	<b>1142,2</b>
<b>Investimento Não Específico (3)</b>	<b>19,2</b>	<b>28,5</b>	<b>24,4</b>	<b>20,5</b>	<b>20,6</b>	<b>19,3</b>	<b>113,3</b>
AT	6,2	11,3	9,7	7,1	7,1	6,7	41,8
MT	13,0	17,3	14,7	13,5	13,4	12,6	71,5
<b>CAPEX Total (custos primários) (1-2+3)</b>	<b>116,9</b>	<b>234,9</b>	<b>249,8</b>	<b>269,0</b>	<b>259,3</b>	<b>242,5</b>	<b>1255,5</b>
<b>Encargos Diretos (4)</b>	<b>33,2</b>	<b>37,0</b>	<b>38,2</b>	<b>41,3</b>	<b>41,0</b>	<b>40,0</b>	<b>197,6</b>
AT	4,4	6,4	6,9	7,3	7,3	7,0	34,9
MT	28,8	30,5	31,3	34,0	33,8	33,0	162,7
<b>Encargos Transversais (5)</b>	<b>8,6</b>	<b>10,1</b>	<b>10,4</b>	<b>11,3</b>	<b>11,2</b>	<b>10,9</b>	<b>53,8</b>
AT	1,1	1,8	1,9	2,0	2,0	1,9	9,5
MT	7,4	8,3	8,5	9,3	9,2	9,0	44,3
<b>Encargos Financeiros (6)</b>	<b>1,4</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>5,2</b>
AT	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1,2
MT	1,1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	4,0
<b>Encargos Totais (4+5+6)</b>	<b>43,2</b>	<b>48,1</b>	<b>49,7</b>	<b>53,6</b>	<b>53,3</b>	<b>52,0</b>	<b>256,7</b>
<b>CAPEX Total AT</b>	<b>33,3</b>	<b>43,1</b>	<b>46,6</b>	<b>47,8</b>	<b>47,1</b>	<b>44,2</b>	<b>228,8</b>
<b>CAPEX Total MT</b>	<b>126,8</b>	<b>240,0</b>	<b>252,9</b>	<b>274,9</b>	<b>265,5</b>	<b>250,2</b>	<b>1283,4</b>
<b>CAPEX Total (custos totais) (1-2+3+4+5+6)</b>	<b>160,1</b>	<b>283,0</b>	<b>299,5</b>	<b>322,6</b>	<b>312,6</b>	<b>294,4</b>	<b>1512,2</b>
<b>Investimento Total (custos totais) (1+3+4+5+6)</b>	<b>184,1</b>	<b>302,5</b>	<b>318,6</b>	<b>341,2</b>	<b>331,5</b>	<b>313,8</b>	<b>1607,6</b>

## 9.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA TARIFA

### 9.4.1 ENQUADRAMENTO

No presente capítulo efetua-se a análise do impacto que a realização dos investimentos propostos poderá ter na evolução dos proveitos permitidos unitários associados à atividade de distribuição em AT/MT e na evolução da tarifa de Uso de Rede de Distribuição (URD) AT/MT. Adicionalmente, com base no peso relativo atual das diferentes componentes tarifárias, estima-se o impacto expectável na tarifa de acesso às redes e nos custos médios finais da energia suportados pelos consumidores.

### 9.4.2 PRESSUPOSTOS

No sentido de garantir transparência e facilitar a análise crítica das conclusões resultantes deste exercício, apresenta-se nos pontos seguintes o detalhe de todos os pressupostos relevantes para o cálculo do impacto dos investimentos propostos nos proveitos unitários da E-REDES e na evolução das diferentes componentes tarifárias.

Sendo o objetivo desta análise o cálculo do impacto incremental que o plano de investimento proposto pode ter ao nível da evolução dos proveitos unitários e das tarifas, em geral, são considerados pressupostos de continuidade face à situação atual para os parâmetros necessários ao cálculo, com exceção daqueles que decorrem do plano de investimento proposto e da evolução do consumo. Deste modo a evolução dos proveitos unitários reflete essencialmente o impacto dos investimentos propostos e os cenários de evolução do consumo considerados.

## CENÁRIOS DE CONSUMO

Tendo em conta o disposto no número 6, alínea b), do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, e em linha com a prática que a ERSE tem seguido no passado para este tipo de análises de impacto, os pressupostos de evolução de consumo considerados têm por base os cenários de evolução de consumo previstos no RMSA, designadamente, os cenários central conservador e central ambição da última edição do RMSA disponível à data de elaboração desta proposta (RMSA 2023).

Os cenários central conservador e central ambição do RMSA 2023 apresentam taxas médias anuais de crescimento entre 2024 e 2030 do consumo líquido de perdas de 0,8% e 1,7%, respetivamente, conforme se mostra nas figuras seguintes (Figura 9.12 e Figura 9.13).

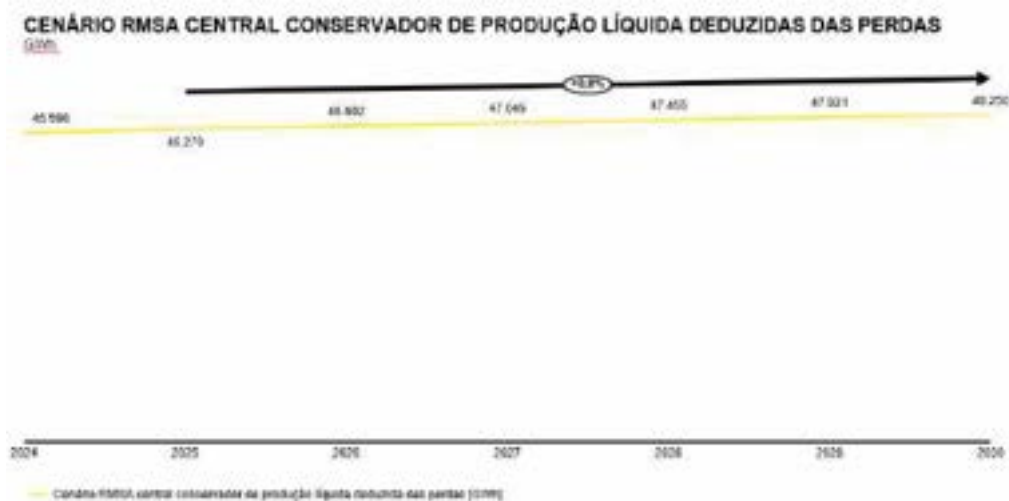


FIGURA 9.12: CENÁRIO RMSA CENTRAL CONSERVADOR DE PRODUÇÃO LÍQUIDA DEDUZIDA DAS PERDAS

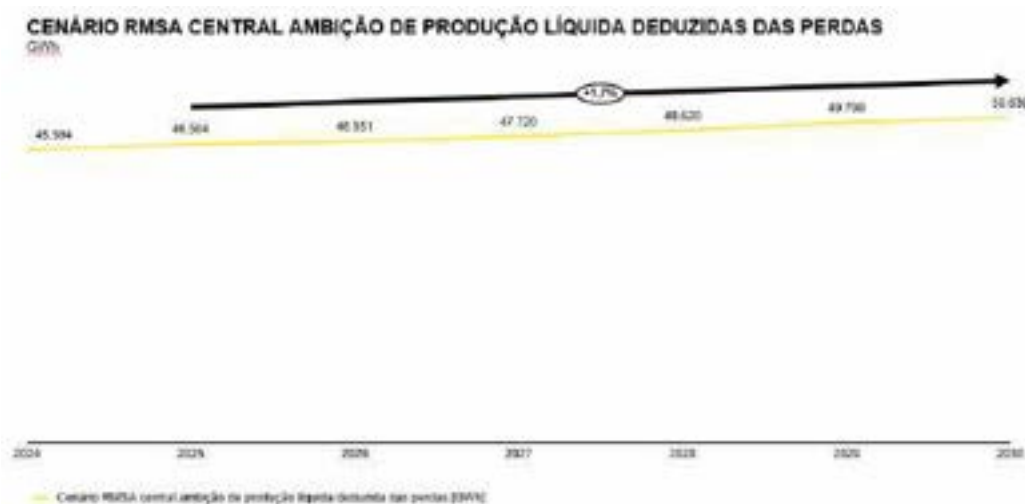


FIGURA 9.13: CENÁRIO RMSA CENTRAL AMBIÇÃO DE PRODUÇÃO LÍQUIDA DEDUZIDA DAS PERDAS

Uma vez que os cenários apresentados no RMSA incluem a totalidade do consumo, para apuramento do consumo respeitante apenas à rede de distribuição deduziu-se aos valores contantes no RMSA o valor previsto pela E-REDES para o consumo MAT em 2024. De seguida, aplicou-se ao valor resultante as taxas de crescimento do consumo previstas no RMSA para cada um dos cenários.

A Figura 9.14 e a Figura 9.15 mostram os dois cenários de evolução de consumo resultantes, nomeadamente o cenário central conservador RMSA 2023 excluindo o consumo MAT (doravante designado por cenário inferior) e o cenário central ambição RMSA 2023 excluindo o consumo MAT (doravante designado cenário central), respetivamente baseados nos cenários RMSA central conservador e central ambição do RMSA 2023.



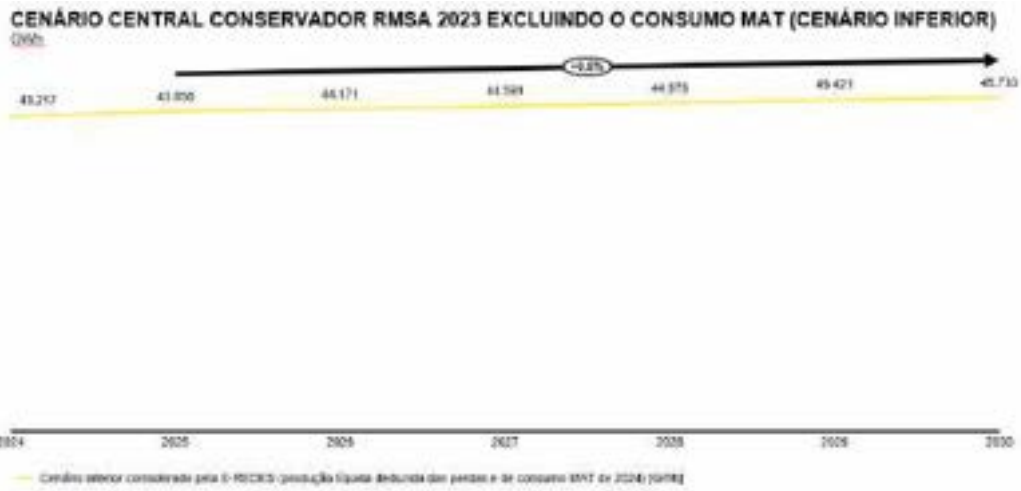


FIGURA 9.14: CENÁRIO CENTRAL CONSERVADOR RMSA 2023 EXCLUINDO O CONSUMO MAT (CENÁRIO INFERIOR)



FIGURA 9.15: CENÁRIO CENTRAL AMBIÇÃO RMSA 2023 EXCLUINDO O CONSUMO MAT (CENÁRIO CENTRAL)

## INVESTIMENTO

A proposta de PDIRD para 2026-2030 apresentado pela E-REDES representa um investimento total de 1.512.204 EUR na AT e MT durante esse período, com a desagregação temporal mostrada na Tabela 9.8.

TABELA 9.8: DESAGREGAÇÃO ANUAL DO INVESTIMENTO PROPOSTO NO PDIRD 2026-2030

PDIRD-E 2024 (Milhares de euros)						Total 2026-2030
2026	2027	2028	2029	2030		
283 014	299 549	322 645	312 568	294 428	1 512 204	

## REstantes PARÂMETROS DO MODELO REGULATÓRIO

Para analisar o impacto deste investimento na tarifa, foram considerados os pressupostos expostos na Tabela 9.9.

TABELA 9.9: PRESSUPOSTOS USADOS NA ANÁLISE DE IMPACTO

PARÂMETRO	PRESSUPOSTOS PARA ANÁLISE DE IMPACTO 2026-2030
RAB médio e amortizações aceites	Projeção E-REDES exposta na Tabela 9.10.
Passagens a exploração	Ritmos de passagem do imobilizado em curso para exploração em linha com média histórica.

Taxa de remuneração	Valor real de 2024.
Custos operacionais	Considerou-se a componente de OPEX dos proveitos da E-REDES estimados para 2024, a evoluir com IPIB-X até 2030, com IPIB variável de acordo com a Tabela 9.11 e meta de eficiência de 0,75% (mantendo constantes os indutores).
Ajustamentos e incentivos	Não incluídos nas projeções de proveitos usadas para a análise.
Custos não controláveis	Efetua-se análise de forma separada, excluindo e incluindo os custos não controláveis nas projeções de proveitos.

**TABELA 9.10: EVOLUÇÃO DO RAB E AMORTIZAÇÕES CONSIDERADA PARA A ANÁLISE**

Milhares de euros					
	2026	2027	2028	2029	2030
Amortizações do exercício	-152 928	-157 738	-164 782	-174 110	-184 357
RAB médio	1 767 471	1 862 346	1 982 942	2 115 831	2 243 214

**TABELA 9.11: VALORES DE DEFLATOR DE PIB CONSIDERADOS PARA A ANÁLISE**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Deflator do PIB	2,9%	2,6%	2,5%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%

Fonte: programa de estabilidade para 2024-2028 (quadro II.3). Valores de 2029 e 2030 assumidos iguais ao de 2028.

#### 9.4.3 IMPACTO DO PDIRD 2026-30 NA EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT

Com base nos pressupostos descritos acima, projetou-se a evolução do proveito permitido AT e MT associado a custos controláveis pelo ORD no período 2026-2030, refletindo já o impacto do investimento proposto no PDIRD-E 2024 (Tabela 9.12).

**TABELA 9.12: PROVEITO PERMITIDO AT/MT CORRESPONDENTE A CUSTOS CONTROLÁVEIS PELO ORD, COM PDIRD-E 2024**

Milhares de euros							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Componente OPEX	139 151	142 143	144 772	147 306	149 589	151 758	153 959
Componente CAPEX	253 763	254 550	275 590	276 687	277 677	278 616	279 570
<b>TOTEX AT/MT controlável</b>	<b>392 914</b>	<b>396 693</b>	<b>420 362</b>	<b>423 993</b>	<b>427 266</b>	<b>430 374</b>	<b>433 528</b>

Adicionalmente, a Tabela 9.13 mostra a evolução do proveito AT e MT total para o mesmo período, incluindo a componente associada a custos não-controláveis pelo ORD.

**TABELA 9.13: PROVEITO PERMITIDO AT/MT TOTAL, COM PDIRD-E 2024**

Milhares de euros							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Componente OPEX	139 151	142 143	144 772	147 306	149 589	151 758	153 959
Componente CAPEX	253 763	254 550	275 590	276 687	277 677	278 616	279 570
Custos não controláveis	12 566	11 534	11 319	456	410	369	332
<b>TOTEX AT/MT total</b>	<b>405 480</b>	<b>408 227</b>	<b>431 681</b>	<b>424 449</b>	<b>427 676</b>	<b>430 744</b>	<b>433 861</b>

A Figura 9.16 mostra a evolução dos preços médios unitários correspondentes ao proveito AT e MT associado a custos controláveis pelo ORD e ao proveito AT e MT total, nos cenários de consumo considerados.



FIGURA 9.16: EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT PARA OS DOIS CENÁRIOS DE CONSUMO

TABELA 9.14: TAXA DE EVOLUÇÃO ANUAL COMPOSTA DOS PREÇOS MÉDIOS 2025-2030

	CENÁRIO CENTRAL DE CONSUMO	CENÁRIO INFERIOR DE CONSUMO
Perímetro de custos controláveis	0,1%	0,9%
Perímetro de custos totais	-0,5%	0,4%

Dependendo do cenário de consumo considerado, o investimento proposto no PDIRD 2026-2030 poderá implicar uma variação média anual do proveito AT/MT unitário da E-REDES entre -0,5% e 0,4%, se considerarmos o proveito AT/MT total (incluindo custos não-controláveis que diminuirão significativamente nos próximos anos). Se se optar por considerar apenas a componente do proveito correspondente aos custos controláveis pelo ORD, as variações médias anuais correspondentes são de 0,1% e 0,9%.

Em qualquer dos cenários, importa observar que as variações em causa traduzem sempre um aumento médio anual do valor nominal dos proveitos unitários muito inferior aos valores de inflação previstos para o período, pelo que os proveitos unitários resultantes do plano proposto serão sempre significativamente decrescentes em termos reais, apesar de os custos de investimento da E-REDES, como os de qualquer outra empresa, estarem sujeitos ao impacto da inflação.

Efetivamente, conforme exposto na Figura 9.17 e na Tabela 9.15, o impacto do investimento proposto no PDIRD 2026-2030 é compatível com uma trajetória claramente decrescente dos proveitos unitários reais do ORD, com uma taxa de evolução anual composta entre -2,7% e -1,3%, consoante os casos extremos analisados (respetivamente, impacto no TOTEX AT e MT total com cenário central ou impacto no TOTEX AT e MT controlável com cenário inferior).

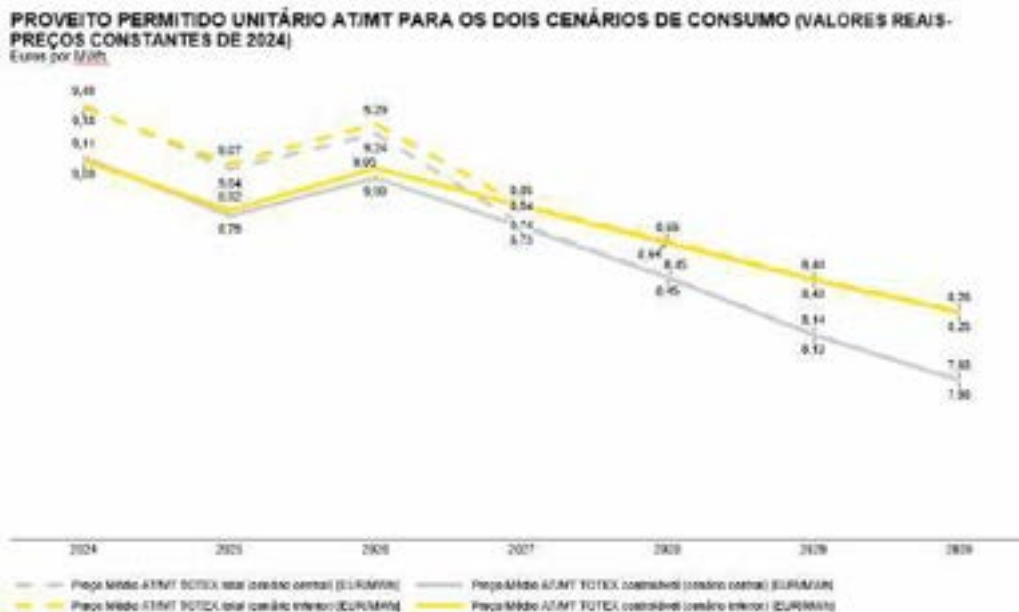


FIGURA 9.17: EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT PARA OS DOIS CENÁRIOS DE CONSUMO (EM VALORES REAIS – PREÇOS CONSTANTES DE 2024)

TABELA 9.15: TAXA DE EVOLUÇÃO ANUAL COMPOSTA DOS PREÇOS MÉDIOS 2025-2030 EM VALORES REAIS – PREÇOS CONSTANTES DE 2024

	CENÁRIO CENTRAL DE CONSUMO	CENÁRIO INFERIOR DE CONSUMO
Perímetro de custos controláveis	-2,2%	-1,3%
Perímetro de custos totais	-2,7%	-1,9%

#### 9.4.4 IMPACTO NAS TARIFAS E PREÇO MÉDIO DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Para análise do impacto que a evolução dos proveitos unitários AT/MT poderá ter na perspetiva das tarifas de acesso às redes e do preço médio de referência de venda a clientes finais, considerou-se a informação sobre a desagregação dos preços médios de referência de venda a clientes finais publicada pela ERSE nos documentos de proveitos e tarifas para 2024, que se reproduz na Figura 9.18.

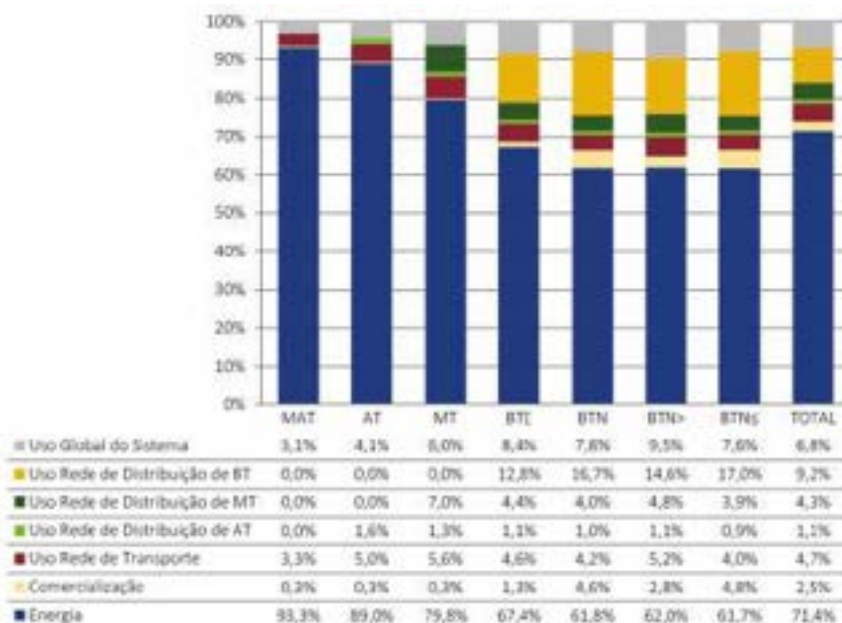


FIGURA 9.18: DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA 2024 (FONTE: ERSE- DOCUMENTO DE TARIFAS E PREÇOS PARA 2024 PUBLICADO EM DEZEMBRO DE 2023)

Como verificável nesta decomposição, as tarifas URD AT e MT de 2024 representam atualmente cerca de 20,7% do valor médio da tarifa de acesso às redes e cerca de 5,4% do preço médio de referência de venda a clientes finais.

Assumindo, como hipótese simplificadora, a manutenção destes pesos ao longo do período considerado, os impactos do investimento proposto no PDIRD 2026-2030 traduzem-se nas variações médias anuais compostas das tarifas de acesso às redes e do preço médio de referência de venda a clientes finais que se apresentam na Tabela 9.16.

**TABELA 9.16: RESULTADOS DE IMPACTO DO PDIRD 2026-2030 SOBRE OS PROVEITOS CONTROLÁVEIS AT E MT**

TARIFA	VARIÇÃO MÉDIA ANUAL COMPOSTA DECORRENTE DA EVOLUÇÃO DO PROVEITO UNITÁRIO CORRESPONDENTE A CUSTOS CONTROLÁVEIS AT E MT ENTRE 2025 E 2030	
	CENÁRIO INFERIOR	CENÁRIO CENTRAL
URD AT e MT	0,9%	0,1%
Acesso às redes	0,2%	0,0%
Venda a clientes finais	0,1%	0,0%

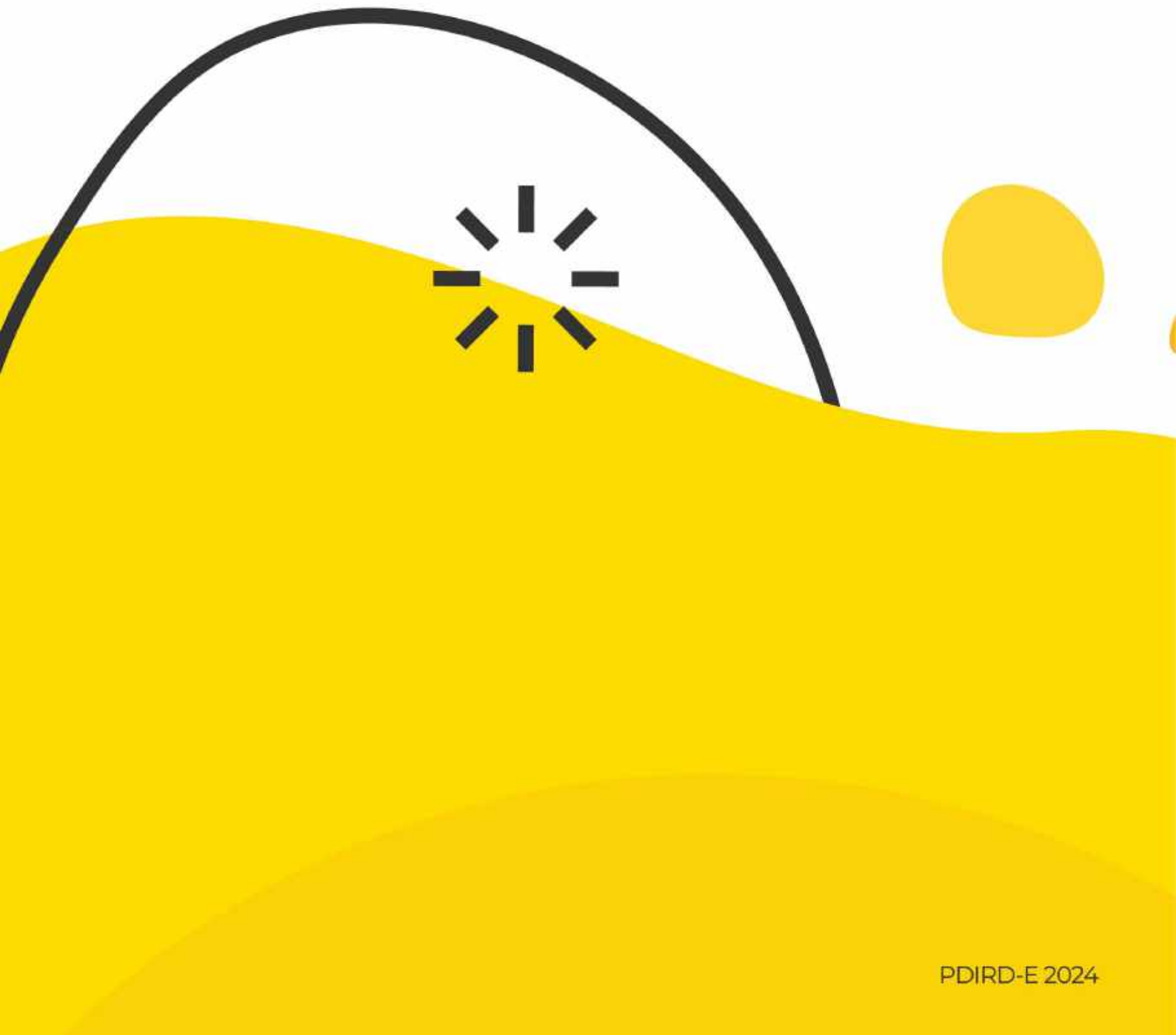
Por seu lado, a Tabela 9.17 mostra o impacto do PDIRD 2026-2030 ao nível do proveito total AT e MT (incluindo as componentes não controláveis pelo ORD), assumindo os pesos do proveito total AT e MT face aos valores médios de 2024 de tarifas de acesso às redes (20,7%) e de preço médio de referência de venda a clientes finais (5,4%).

**TABELA 9.17: RESULTADOS DE IMPACTO DO PDIRD 2026-2030 SOBRE OS PROVEITOS TOTAIS AT E MT**

TARIFA	VARIÇÃO MÉDIA ANUAL COMPOSTA DECORRENTE DA EVOLUÇÃO DO PROVEITO UNITÁRIO TOTAL AT E MT ENTRE 2025 E 2030	
	CENÁRIO INFERIOR	CENÁRIO CENTRAL
URD AT e MT	0,4%	-0,5%
Acesso às redes	0,0%	0,0%
Venda a clientes finais	0,0%	0,0%

Importa observar que, em todos os cenários considerados, a variação do preço de médio de venda a clientes finais é nula ou praticamente nula. Adicionalmente, é importante destacar que esta análise não tem em conta os expectáveis impactos positivos indiretos que o investimento proposto no PDIRD 2026-2030 deverá ter a nível da redução da fatura energética global das famílias e das empresas, ao contribuir para facilitar a incorporação de produção renovável e a eletrificação do consumo de energia (e.g. mobilidade elétrica).

# ANEXOS





# ANEXO A

## PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE 2024-2031



**PREVISÃO DA PROCURA DE  
ELETRICIDADE  
2024-2031**

Junho de 2024



## Índice

1.	Consumo de electricidade .....	3
2.	Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de electricidade .....	4
2.1.	Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos .....	4
2.2.	Efeitos de temperatura .....	10
2.3.	Efeitos de calendário .....	11
2.4.	Medidas de eficiência energética .....	12
2.5.	Veículos Elétricos .....	14
2.5.1	Projeções do número de veículos elétricos .....	16
2.5.2	Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento .....	17
2.6	Autoconsumo .....	19
2.7	Instalação de LED no segmento IP .....	20
3	Previsão da procura de electricidade .....	21
3.1	Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição .....	22
3.2	Perdas reportadas para a rede de Distribuição .....	22
4	Comparação das projeções da procura de electricidade com os dados reais observados .....	24
5	Procura da electricidade dirigida à Rede de Distribuição .....	26
	Cenário Central .....	26
	Cenário Inferior .....	27
	Cenário Superior .....	28
6	Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional .....	29
7	Ponta máxima na RND .....	31
7.1	Evolução histórica e projeções .....	31

## 1. Consumo de eletricidade

A previsão do consumo de eletricidade baseou-se em modelos matemáticos, utilizando como base o histórico de consumo disponível do período compreendido entre janeiro de 2012 e março de 2024, com uma resolução diária, recorrendo a um modelo híbrido que incorpora modelos de regressão linear múltipla juntamente com modelos de redes neuronais. A seleção de variáveis associadas a cada modelo teve por base um critério de seleção automático.

Para o tratamento das variáveis a estimar foi assumida uma resolução diária de forma a diminuir o erro de previsão anual.

Numa análise exploratória inicial, aplicando modelos de séries temporais de forma a decompor os dados nas suas componentes principais (tendência, ciclo e sazonalidade) é perceptível que o comportamento dos diferentes níveis de tensão em estudo é bastante distinto entre si, essencialmente no que diz respeito à tendência.

Nos modelos de regressão linear múltipla foram integradas variáveis que se mostraram estatisticamente significativas na associação com o consumo de eletricidade nos diversos níveis de tensão.

O modelo desenvolvido foi sujeito a um parecer independente do Gabinete de Estatística, Modelação e Aplicações Computacionais (GEMAC) da Faculdade de Ciências da Universidade do Porto, relativamente ao qual obteve uma avaliação bastante positiva.

À semelhança dos últimos anos, as previsões de consumo foram baseadas em modelos matemáticos elaborados para a procura dirigida à Rede de Distribuição, desagregada por segmento — Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT), Baixa Tensão Especial (BTE), Baixa Tensão Normal (BTN) e Iluminação Pública (IP). Convém, contudo, realçar o contexto de significativa incerteza em que estas previsões foram efetuadas. Com efeito, os conflitos na Ucrânia e na Palestina e as atuais tensões inflacionistas dificultam a definição de pressupostos que permitam sustentar uma previsão com a robustez desejável.

## 2. Avaliação das variáveis que condicionam o consumo de eletricidade

Para cada um dos segmentos de tensão são construídos diferentes modelos de regressão linear múltipla onde são integradas variáveis que se mostraram estatisticamente significativas na associação com o consumo de eletricidade nos diversos níveis de tensão.

Os modelos de regressão assumem a seguinte fórmula:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1i} + \beta_2 x_{2i} + \dots + \beta_k x_{ki} + \varepsilon_i$$

onde,

$$\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2)$$

$\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_k$  são os coeficientes de regressão definidos pelo modelo de regressão e  $x_{1i}, x_{2i}, \dots, x_{ki}$  são as variáveis explicativas com significância estatística

As variáveis explicativas são diversas variáveis que condicionam o consumo de eletricidade e que, por sua vez, são incorporadas no modelo de previsão do nível de tensão em análise, nomeadamente:

- Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos (retrata a perspectiva de evolução do segmento em estudo)
- Efeitos de temperatura
- Efeitos de calendário
- Inércia de consumo (comportamental e térmica)
- Medidas de eficiência energética
- Consumo de veículos elétricos
- Autoconsumo
- Instalação de LED no segmento IP

### 2.1. Tendências de evolução resultantes de efeitos macroeconómicos

Relativamente à análise das tendências de evolução foram elaborados modelos econométricos de forma a ser criada uma variável de tendência por segmento que, por sua vez, foi incorporada nos modelos de previsão de consumo. Verificou-se que o

comportamento do consumo da eletricidade para os segmentos Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE) se revelou sensível à atividade económica, medida através do Produto Interno Bruto (PIB). Por outro lado, a Baixa Tensão Normal (BTN) apresentou significância estatística quando se relacionou com o consumo privado. Dados anuais ao longo do período de 1994 a 2023 permitem avaliar esta relação.

Para avaliação das taxas de variação anuais a utilizar, foram analisadas as projeções macroeconómicas mais atuais, à data de elaboração do documento, de diversas entidades, que se encontram sumariadas nas tabelas que se seguem (Tabela 2.1.1 e Tabela 2.1.2).

#### Projeções da taxa de variação do PIB por fonte

Taxa variação PIB (%)	2024	2025	2026	2027	2028	2029-2031
<b>MFAP - Ministério das Finanças</b>	2,0	2,0	1,9	1,8	-	-
<b>BdP - Banco de Portugal</b>	2,0	2,3	2,2	-	-	-
<b>CE - Comissão Europeia</b>	1,2	1,8	-	-	-	-
<b>OCDE</b>	1,2	2,0	-	-	-	-
<b>FMI</b>	1,7	2,1	2,0	1,9	1,9	-

Tabela 2.1.1

#### Projeções da taxa de variação do Consumo Privado por fonte

Taxa variação Consumo Privado (%)	2024	2025	2026	2027	2028-2031
<b>MFAP - Ministério das Finanças</b>	1,3	1,4	1,5	1,6	-
<b>BdP - Banco de Portugal</b>	2,1	1,9	1,8	-	-
<b>CE - Comissão Europeia</b>	1,1	1,7	-	-	-
<b>OCDE</b>	1,0	1,6	-	-	-
<b>FMI</b>	-	-	-	-	-

Tabela 2.1.2

#### Fontes:

MFAP - Programa de Estabilidade 2023-2027, abril 2023

BdP - Boletim económico, março 2024

CE - Winter 2024 Economic Forecast, fevereiro 2024

OCDE - Economic Outlook, novembro 2023

FMI WEO – World Economic Outlook, abril 2024

Da análise das projeções efetuadas pelas diversas fontes, optou-se por utilizar no cenário central uma média dos valores apresentados, mantendo-se constante o valor da projeção para os anos relativamente aos quais não se dispõe de informação.

### **Evolução prevista para as variáveis que determinam a tendência**

#### **Taxas de crescimento previstas (%)**

<b>Anos</b>	<b>PIB</b>	<b>Consumo Privado</b>
<b>2024</b>	1,6	1,4
<b>2025</b>	2,0	1,7
<b>2026</b>	2,0	1,7
<b>2027 - 2031</b>	1,9	1,6

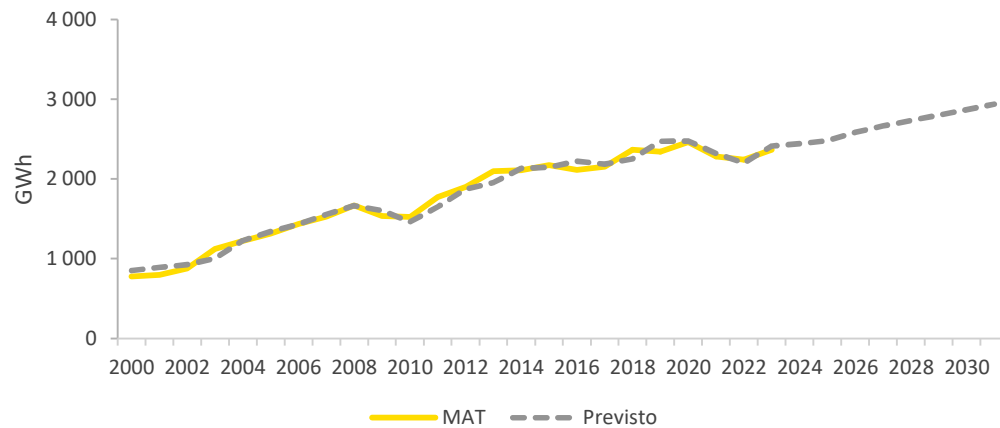
**Tabela 2.1.3**

Os modelos apresentados abaixo permitem observar o comportamento dos segmentos MAT, AT, MT e BTE afetados pela evolução anual do PIB. Nos gráficos são expostos os valores reais do consumo em cada um dos níveis de tensão, assim como a previsão dos modelos apresentados, onde se torna visível o impacto desta variável. A inclusão de variáveis artificiais nos modelos foi necessária sempre que o consumo de eletricidade se apresentava com valores muito díspares ao que seria expectável com base na estrutura estimada.

### Modelo MAT

$$\widehat{MAT} = -612,127 + 0,005 PIB_{a-1} + 0,937 MAT_{a-1} - 188,99 D_1$$

$$R^2 \approx 0,987$$



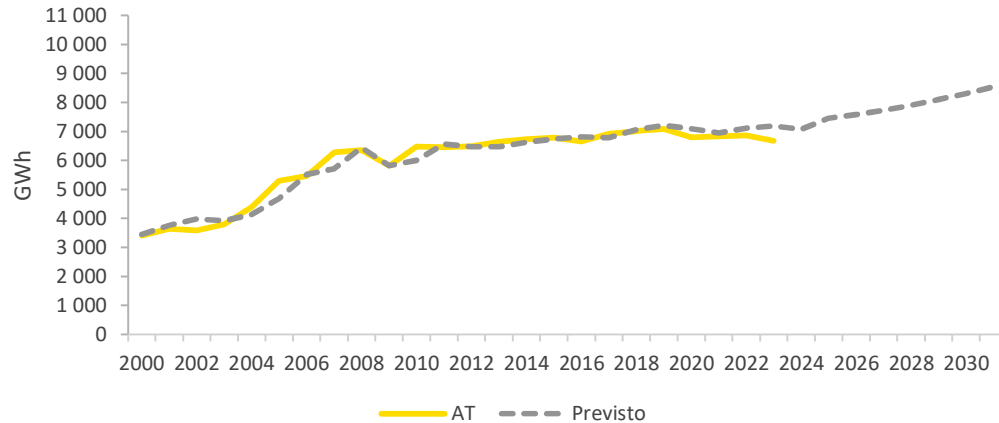
onde

- $PIB_{a-1}$  - PIB referente ao ano anterior ao ano "a";
- $MAT_{a-1}$  - consumo MAT referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2009; 2010; 2021; 2022\}$ ; 0, caso contrário;

### Modelo AT

$$\widehat{AT} = -1110,408 + 0,011 PIB + 0,890 AT_{a-1} + 611,638 D_1 - 644,435 D_2$$

$$R^2 \approx 0,982$$



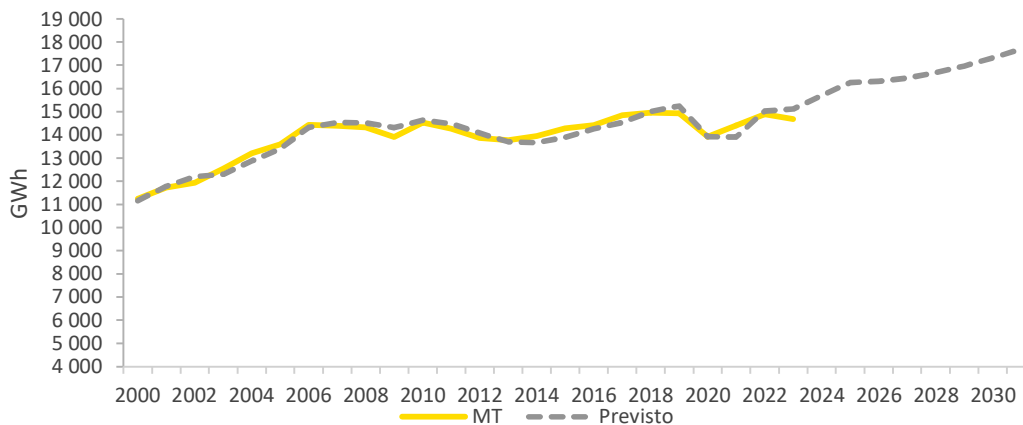
onde

- $PIB$  - PIB referente ao ano "a";
- $AT_{a-1}$  - consumo AT referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$  se  $a = 1992$ ; 0, caso contrário;
- $D_2 = 1$  se  $a = 2009$ ; 0, caso contrário.

### Modelo MT

$$\widehat{MT} = -1747,646 + 0,029 PIB + 0,761 MT_{a-1} + 545,638 D_1 - 830,550 C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0,994$$



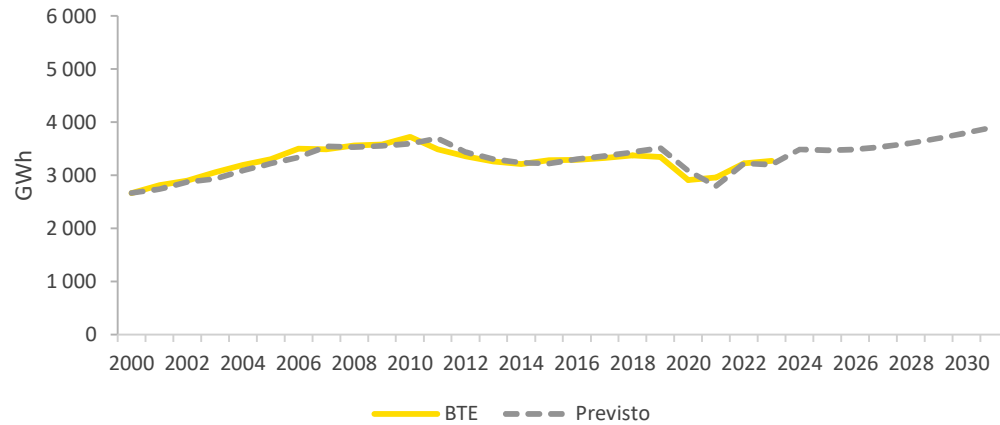
onde

- $PIB$  - PIB referente ao ano "a";
- $MT_{a-1}$  - consumo MT referente ao ano anterior ao ano "a";
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2006; 2010\}$ ; 0, caso contrário.
- $C_{ovid} = 1$  se  $a = \{2020; 2021\}$ ; 0, caso contrário.

### Modelo BTE

$$\widehat{BTE} = -922,792 + 0,008 PIB + 0,854 BTE_{a-1} + 1137632 D_1 - 282,111 C_{ovid}$$

$$R^2 \approx 0,994$$



onde

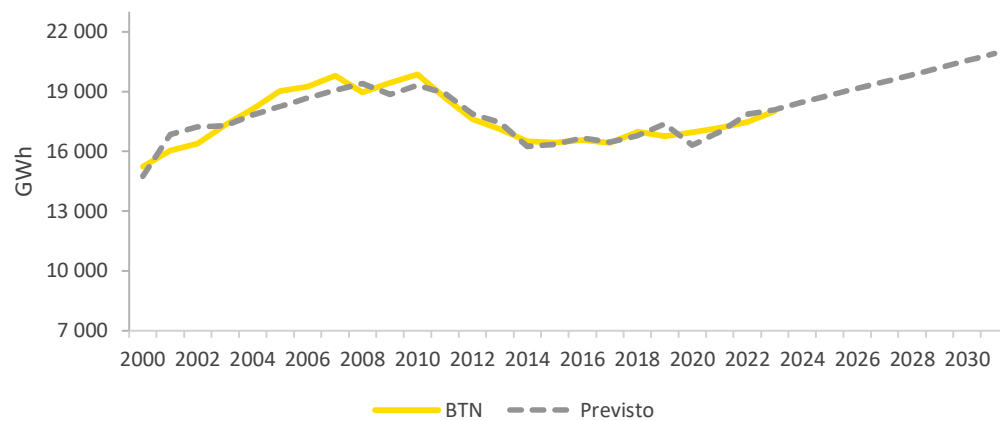
- $PIB$  – PIB referente ao ano “a”;
- $BTE_{a-1}$  - consumo BTE referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2000\}$ ; 0, caso contrário;
- $C_{ovid} = 1$  se  $a = \{2020; 2021\}$ ; 0, caso contrário.

No gráfico que se segue é apresentado o modelo relativo à Baixa Tensão Normal. Lembra-se que foi considerada como variável explicativa o Consumo Privado.

### Modelo BTN

$$\widehat{BTN} = 355,684 + 0,117 CP + 0,251 BTN_{a-1} - 1377,450 D_1 - 1907,265 D_2 - 6447,049 D_3$$

$$R^2 \approx 0,989$$





onde

- $CP$  – consumo privado referente ao ano “a”;
- $BTN_{a-1}$  - consumo BTN referente ao ano anterior ao ano “a”;
- $D_1 = 1$  se  $a = \{2015; 2016\}$ ; 0, caso contrário;
- $D_2 = 1$  se  $a = \{2017; \dots; 2023\}$ ; 0, caso contrário;
- $D_3 = 1$  se  $a = \{1994; \dots; 1999\}$ ; 0, caso contrário.

## 2.2. Efeitos de temperatura

Para estabelecer a relação da temperatura com os consumos dos diferentes níveis de tensão optou-se por expurgar os consumos de fatores externos (PIB, Consumo Privado) bem como a identificação de outliers.

Os níveis de tensão MAT e AT não se mostraram sensíveis à temperatura, sendo que os diagramas de dispersão destes níveis de tensão se apresentaram sem qualquer associação com a variável em estudo.

### Diagramas de dispersão representativos da associação das variáveis temperatura e consumo de eletricidade diários

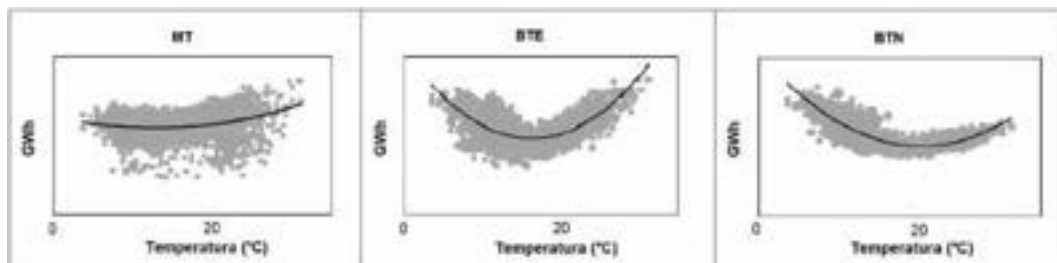


Figura 2.2.1

Pode verificar-se que os segmentos que se mostraram sensíveis à temperatura (MT, BTE, BTN) apresentam comportamentos (quadráticos) diferentes quando cruzados com esta variável. Os consumos da MT mostram-se mais dispersos e com uma variabilidade maior. Por outro lado, os consumos da BTN apresentam valores com menor variabilidade e mais sensíveis a temperaturas inferiores e a BTE mostra-se mais sensível a temperaturas mais elevadas. Tendo isto em consideração, foram incorporadas variáveis quadráticas distintas para cada um dos três níveis de tensão.

A temperatura de conforto determinada para o nível de tensão na MT foi de 12.9°C, na BTE de 16.3°C e na BTN de 20.2°C.

Para efeitos de previsão foram calculados valores diários de temperatura normal (temperatura que seria expectável para um determinado dia) assumindo a média das

temperaturas médias de um histórico de 49 anos, entre 1974 e 2023, de dados diários de cidades portuguesas. Entre 1974 e 2022 foram utilizados dados de 6 cidades portuguesas distribuídas geograficamente (Beja, Bragança, Castelo Branco, Faro, Lisboa, Porto). Com a incorporação dos dados de 2023, passaram a ser considerados valores diários dos 18 distritos de Portugal.

### **2.3. Efeitos de calendário**

Como se pode verificar nos gráficos seguintes, os efeitos de calendário afetam o consumo de eletricidade. Para avaliar esses mesmos efeitos integraram-se no modelo variáveis binárias (variáveis dummy) que representam:

- Dias em que ocorrem feriados
- Dias após os feriados
- Pontes (podendo ocorrer numa 6<sup>af</sup> ou 2<sup>af</sup>)
- Dias especiais como o Natal, o Domingo de Páscoa ou o dia de Ano Novo.

No que diz respeito ao ciclo semanal foram incluídas no modelo variáveis binárias que representam os dias úteis:

- 2<sup>a</sup> feira útil
- 3<sup>a</sup> feira útil
- 4<sup>a</sup> feira útil
- 5<sup>a</sup> feira útil
- 6<sup>a</sup> feira útil
- sábado
- domingo

Relativamente ao ciclo anual assumiram-se variáveis binárias que retratam os meses do ano que afetavam o consumo de energia elétrica.

### Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um ano

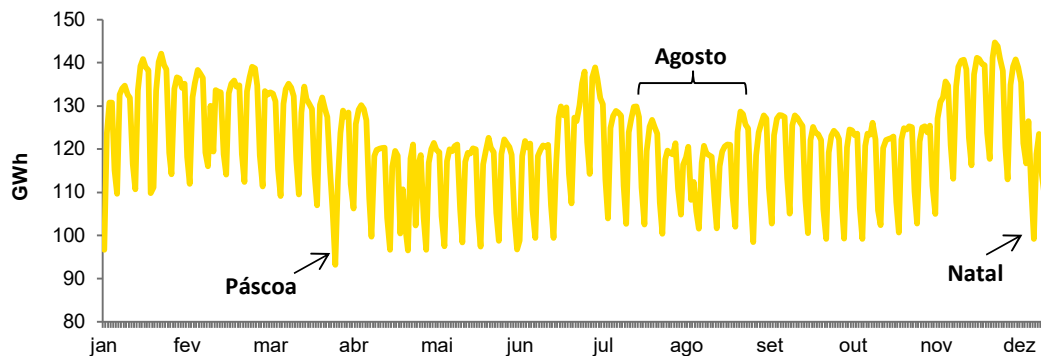


Gráfico 2.3.1

### Diagrama diário de consumo de eletricidade referente a um mês

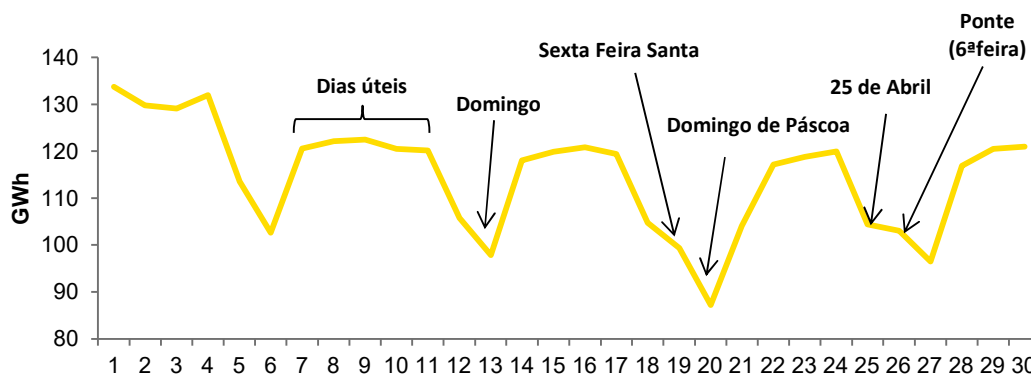


Gráfico 2.3.2

## 2.4. Medidas de eficiência energética

Nos últimos anos temos assistido a mudanças climáticas a um ritmo mais acelerado, que têm consequências profundas e transversais para toda a sociedade. Tomando consciência da necessidade de implementação de mudanças na forma como utilizamos a energia, em 2018 a União Europeia estabeleceu um novo pacote energético europeu, designado por “Pacote de Inverno - Energia Limpa para Todos”, definindo metas de eficiência energética para 2030. Este pacote compreende:

- a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que veio reformular a Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril de

2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

- a Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicada no dia 21 de dezembro, que altera a Diretiva 2012/27/UE relativa à eficiência energética;
- o Regulamento (UE) 2018/1999 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro de 2018, publicado no dia 26 de dezembro, relativo à Governação da União da Energia e da Ação Climática.

O Regulamento (UE) 2018/1999 estabelece que todos os Estados Membros devem elaborar e apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional Integrado de Energia e Clima (PNEC), com uma perspetiva de médio prazo (horizonte 2021-2030). Em Portugal, no início de 2019, o PNEC foi apresentado, e foi promovido um debate público descentralizado. A versão consolidada, com os contributos recolhidos da consulta pública, foi já enviada para a Comissão Europeia, em 2019. O PNEC é o principal instrumento de política energética, sendo que fixa uma meta de 35% para eficiência energética, para o ano 2030. Esta meta é mais ambiciosa que a definida pela Diretiva (EU)2018/2002, ao ser fixada em 2.5 pontos percentuais acima da correspondente na referida Diretiva.

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) tem nas suas competências a monitorização da segurança de abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, tendo publicado o “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023), o qual incorpora, na elaboração dos cenários e pressupostos, as linhas de orientação de política energética.

A adoção de programas estruturados e medidas com vista à eficiência energética, bem como uma crescente consciencialização dos consumidores para esta temática e sua relação com os problemas da sustentabilidade ambiental, é uma das macrotendências de futuro. Assim esta tendência terá um impacto no consumo de eletricidade, através dos comportamentos e escolhas cada vez mais eficientes e sustentáveis por parte dos consumidores. De salientar, que o estudo de cenarização dos pressupostos da DGEG, só considera o cenário de evolução das poupanças de energia. Na Tabela 2.4.1 apresentam-se os valores acumulados de poupança, em GWh, apresentados no RMSA-E 2023.

As poupanças de eletricidade previstas no RMSA-E 2023, para o período 2023-2030, têm em conta a meta de poupanças no âmbito da Diretiva para a eficiência energética. As estimativas tiveram por base os valores da média de consumo final de eletricidade no período 2019-2021 nos setores da indústria, transportes e agricultura e pescas, com esforço de poupança sobre a eletricidade é igual ao dos outros combustíveis e equivalendo a 0,8%/ano.

#### Poupanças associadas às medidas de eficiência energética

RMSA E-2023	2023-2030	
	Cenário Ambição	Cenário Conservador
GWh	1136	909

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2023

Tabela 2.4.1

Consequência de se passarem a adotar as práticas eficientes que estiveram na base das medidas aplicadas nos últimos anos, os modelos de previsão já se encontram afetados do efeito das medidas de eficiência energética para o período de previsão.

Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, são promovidas iniciativas de eficiência energética, direcionadas a segmentos específicos, nomeadamente, a Iluminação Pública (IP).

## 2.5. Veículos Elétricos

A evolução do consumo de eletricidade nos anos mais recentes beneficiou do impacto do consumo associado à utilização de veículos elétricos. No cálculo das previsões de consumo para o cenário inferior e central está incluído o consumo resultante de veículos elétricos (VE), tendo por base o histórico de consumos desde 2013, que se encontra ilustrado na tabela que se segue.

### Consumo de veículos elétricos

Anos	Consumo VE E-REDES (GWh)
2013	1,5
2014	1,9
2015	4,0
2016	8,5
2017	26,0
2018	63,7
2019	107,9
2020	149,1
2021	210,7
2022	299,9
2023	458,4

Fonte: Estimativas E-REDES considerando o número de VE em Portugal (EAFO), 2023

**Tabela 2.5.1**

Relativamente ao cálculo das previsões de consumo para o cenário superior, foi considerado o cenário constante no RMSA E-2023 (DGEG), na medida em que em que tem em consideração orientações de política energética nacional. Na tabela que se segue são apresentados os valores considerados na análise do consumo de veículos elétricos, que foram incorporados neste cenário.

### Previsão da evolução do consumo de veículos elétricos

Anos	Consumo VE E-REDES (GWh)
2024	375
2025	428
2026	718
2027	1 017
2028	1 330
2029	1 654
2030	1 988
...	...
2035	3 585

Fonte: Estimativas do cenário central conservador DGEG – RMSA E-2023

**Tabela 2.5.2**

### 2.5.1 Projeções do número de veículos elétricos

Os quadros em baixo retratam a melhor estimativa dos números de veículos elétricos plug-in ligeiros e autocarros em Portugal nos últimos anos, bem como a projeção anual até 2035, tendo sido utilizado o cenário contante no RMSA E-2023 (cenário central conservador).

**Número de Veículos Elétricos Plug-In Ligeiros em Portugal**

<b>Ano</b>	<b>Ligeiros Passageiros 100% Elétricos</b>	<b>Ligeiros Passageiros Híbridos Plug-In</b>	<b>Ligeiros Comerciais 100% Elétricos</b>	<b>Total</b>
2022	61 490	64 012	2 794	128 296
2023	72 661	67 341	4 048	144 050
2024	83 830	70 671	5 347	159 848
2025	95 000	74 000	6 646	175 646
2026	156 570	81 200	15 289	253 059
2027	218 140	88 400	23 933	330 473
2028	279 710	95 600	32 576	407 886
2029	341 280	102 800	41 220	485 300
2030	402 851	110 000	49 863	562 714
...	...	...	...	...
2035	686 890	143 000	100 401	930 291

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2023

**Tabela 2.5.1.1**

### Número de Autocarros Elétricos em Portugal

Ano	Autocarros Elétricos Plug-In
2022	148
2023	165
2024	183
2025	200
2026	220
2027	240
2028	260
2029	280
2030	300
...	...
2035	500

Fonte: Estimativa DGEG, RMSA E-2023

**Tabela 2.5.1.2**

#### 2.5.2 Distribuição do consumo associado aos veículos elétricos por segmento

Para além das projeções do aumento de consumo associado à mobilidade elétrica, é importante distribuir este consumo pelos diversos segmentos: Baixa Tensão Normal (BTN), Baixa Tensão Especial (BTE) e Média Tensão (MT).

Esta distribuição revela-se importante, uma vez que tanto os Postos de Carregamento de Veículos Elétricos (PCVE) Rápidos como os *Hubs* de carregamento (locais específicos com vários PCVE) são instalações normalmente alimentadas em MT.

Assim, para a distribuição do consumo, foram utilizadas as seguintes informações/pressupostos:

1. Todo o consumo associado aos Autocarros Elétricos é atribuído à MT. Isto deve-se ao facto de estes necessitarem de baterias com grande capacidade, e, portanto, necessitam de ser recarregados com recurso a PCVE de grande potência (2019 EV Outlook – IEA). Para além disso, é provável que o local de carregamento destes veículos seja utilizado para carregar mais do que um em simultâneo, aumentando a potência necessária da instalação para níveis típicos de ligações MT.



2. Relativamente ao consumo dos veículos elétricos ligeiros, considerou-se que 69% dos carregamentos é doméstico, 21% no local de trabalho e os restantes 10% em PCVE acessíveis ao público (Impacts on Grid Integration Electric Vehicles – INESC).
3. Considerou-se que todos os carregamentos domésticos seriam atribuídos como BTN. Isto deve-se ao facto de a grande maioria dos clientes residenciais estarem associados à topologia de fornecimento em BTN.
4. Relativamente aos carregamentos no local de trabalho, considerou-se que seriam atribuídos tanto à topologia BTE como MT. Isto porque grande parte dos clientes empresariais têm ligações BTE e MT. Quanto à divisão entre estas topologias, foi utilizada a atual proporção clientes BTE/MT, isto é, 60%/40% (E-REDES, maio 2022).
5. Para o consumo relativo aos PCVE de acesso público, considerou-se que este seria equitativamente distribuído entre carregamento lento e rápido (5% para cada). Os PCVE lentos seriam atribuídos como BTN, uma vez que a grande maioria destes postos atualmente ligado à rede de distribuição é nesta tipologia. Quanto aos PCVE rápidos ligados atualmente à rede de distribuição, estão ligados em BTE/MT na proporção 39%/61%, pelo que o consumo associado a estes PCVE seria distribuído por ambas as topologias na mesma proporção (Dados MOBI.E – maio 2022).

Tendo isto em consideração, apresenta-se de seguida a distribuição do consumo pelas tipologias BTN, BTE e MT, para cada um dos cenários obtidos:

<b>Ano</b>	<b>Consumo BTN (GWh)</b>	<b>Consumo BTE (GWh)</b>	<b>Consumo MT (GWh)</b>
2024	113,21	146,17	115,62
2025	128,70	167,11	132,19
2026	215,29	280,69	222,03
2027	304,86	397,62	314,52
2028	398,83	519,92	411,25
2029	495,99	646,57	511,44
2030	596,15	777,14	614,72
2031	691,92	901,99	713,48

**Tabela 2.5.2.1**

## 2.6 Autoconsumo

Analisando a evolução do autoconsumo entre 2005 e 2027 (Figura 2.1.6), é possível observar uma quebra significativa na evolução desta produção até 2009, refletindo ainda o impacto da adesão à Portaria 399/2002 de um conjunto significativo de empresas com cogeração que, desta forma, passaram a injetar toda a sua produção na rede a uma tarifa bonificada (feed-in-tariff), consumindo depois a partir desta a energia necessária à sua atividade. Após a saturação do número adicional de cogeneradores em condições de aderir à referida Portaria, o autoconsumo apresenta uma relativa estabilização entre 2009 e 2014.

Adicionalmente, no âmbito do Decreto-Lei nº 153/2014 e as Portarias nº 14 e 15/2015 de 23 de janeiro, é estabelecido o regime jurídico para produção a partir de energias renováveis ou não renováveis destinadas ao autoconsumo na instalação de utilização associada à unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na RESP (UPAC – unidade de produção para autoconsumo) e para produção a partir de energias renováveis, vendida na sua totalidade à RESP, baseado numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW (UPP – Unidade de Pequena Produção).

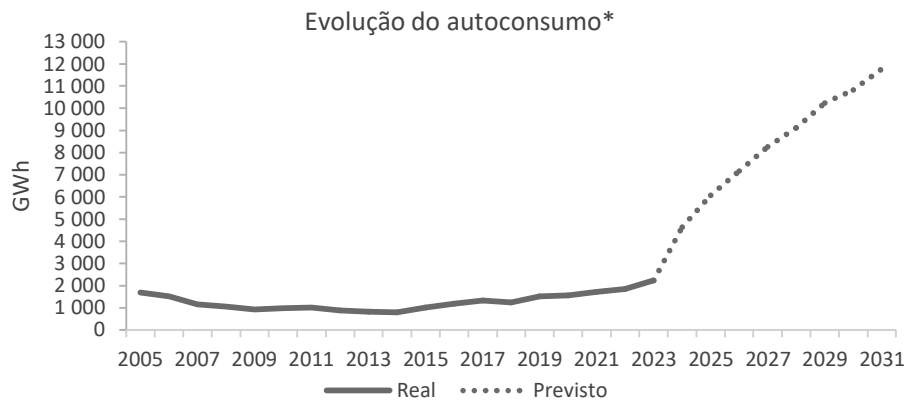
Mais recentemente, o decreto-lei nº 162/2019 estabelece um novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável. Enquanto até agora apenas era permitido o Autoconsumo Individual, este novo regime jurídico introduz o conceito de Autoconsumo Coletivo, permitindo que os consumidores se agrupem com o objetivo de partilhar a mesma unidade de produção de energia, cuja produção é repartida pelas várias instalações consumidoras que a compõe. Também irá permitir que os consumidores e outros participantes de projetos de energia renovável constituam Comunidades de Energia para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de energia renovável.

Em adição, o novo regime determina que os valores de consumo requisitado à Rede e o valor de energia excedente seja obtido através do saldo quarto-horário, ou seja, a produção deixa de ter de ocorrer simultaneamente com o consumo, bastando que ocorra dentro do mesmo quarto-hora para que reduza o seu consumo. Estas alterações potenciam uma maior implementação de novas instalações de produção de energia renovável para o autoconsumo, tendo em vista a concretização nacional de metas

definidas no âmbito do Plano de Energia-Clima para 2021-2030, nomeadamente atingir uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis em 2030.

Para o período de previsão estima-se um crescimento desta produção, em linha com a variação prevista no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023).

O gráfico que se segue ilustra a evolução atrás descrita, quer observada, quer prevista.



Fonte: Dados reais e projeções RMSA E-2023

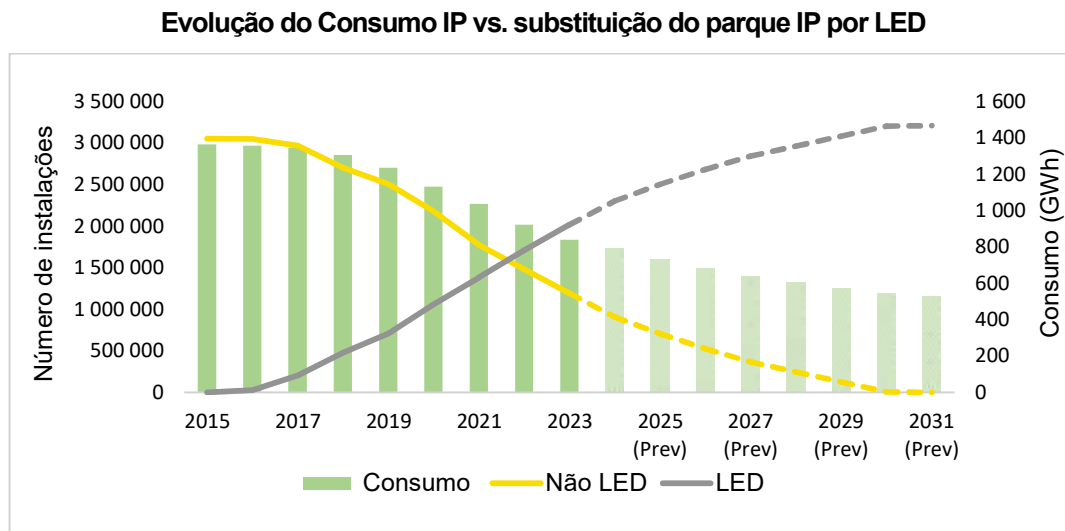
**Figura 2.6.1**

Aplicando a estimativa acima à previsão de consumo apresentada no capítulo 5, estima-se que o peso do autoconsumo relativamente à energia distribuída projetada no cenário central se situe em 20,5% no horizonte 2031.

## 2.7 Instalação de LED no segmento IP

Reforçando o posicionamento de inovação e sustentabilidade da E-REDES, tendo em conta as orientações gerais e políticas da Empresa, foram levadas a cabo iniciativas de eficiência energética direcionadas a segmentos específicos. Neste particular, a iniciativa da Empresa em promover a substituição por luminárias de tipo LED em Iluminação Pública, traduz uma opção de investimento na modernização da rede, que simultaneamente contribui para a criação de valor e sustentabilidade do negócio da Empresa, e responde a preocupações de eficiência energética e ambiental. A figura seguinte ilustra a evolução da substituição do parque IP por luminárias LED desde 2015 até ao final do atual horizonte de previsão bem como a evolução dos consumos deste segmento para o mesmo período. Como se pode verificar, a substituição para luminárias

LED começou a intensificar-se em 2018, ano em que se começa a verificar uma queda maior no consumo deste segmento. Esta tendência manteve-se nos anos seguintes, sendo possível observar que no ano de 2022 foi atingido o marco de 54% do parque IP com LED instalados. Para o período de previsão prevê-se a continuação desta tendência, atingindo-se em 2024 72% de LED instalados e em 2030 a totalidade do parque IP com LED.



Fonte: Estimativas E-REDES, 2024

Figura 2.7.1

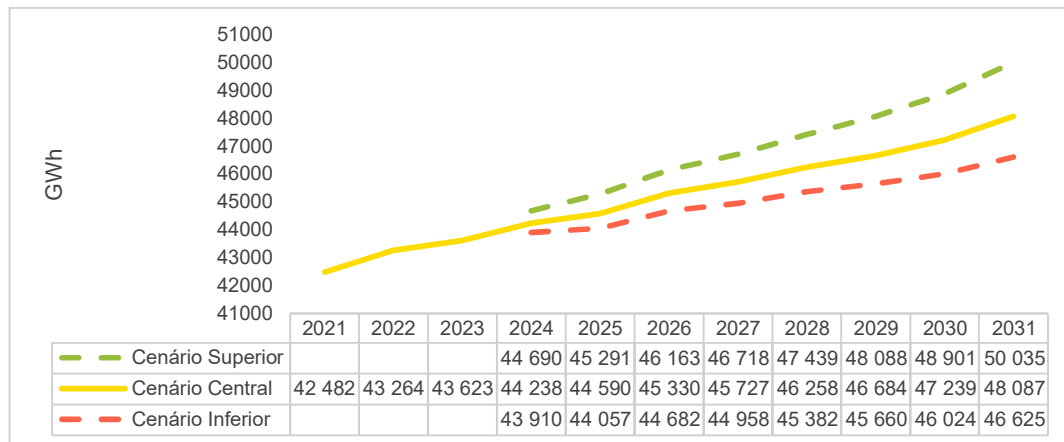
### 3 Previsão da procura de eletricidade

Após a estimação da previsão dos consumos de cada um dos níveis de tensão, retratou-se 3 cenários possíveis. Desta forma, o cenário central assumiu-se como sendo a melhor estimativa de cada um dos modelos matemáticos construídos, sendo que, para determinar os cenários superior e inferior foi calculado um intervalo de previsão a 95% da estimativa integrada no cenário central, através de uma abordagem não paramétrica. Assumindo que os padrões de temperatura são estáveis a longo prazo, isto é, expurgando o efeito de alterações climáticas, foi aplicado o método *bootstrap* para o cálculo do intervalo de confiança, que envolve a amostragem aleatória dos resíduos dos dados históricos. Dada a importância de preservar quaisquer padrões sazonais ou tendências, bem como a correlação temporal inerente, utilizou-se o método *bootstrap sazonal duplo por blocos*, que respeita as sazonalidades diária e anual da série temporal.

### 3.1 Energia Distribuída na Rede Nacional de Distribuição

O gráfico que se segue retrata o valor da energia distribuída na rede nacional de distribuição (RND) não considerando o valor de consumo da MAT, de acordo com os cenários mencionados. Estes valores consideram os efeitos das medidas de eficiência energética e inclui a projeção de consumo dos veículos elétricos.

#### Energia distribuída na rede nacional de distribuição (sem considerar consumo MAT)



Fontes: Dados de 2021 a 2023 Balanço Energético Contabilístico, 2024-2031: Estimativas E-Redes

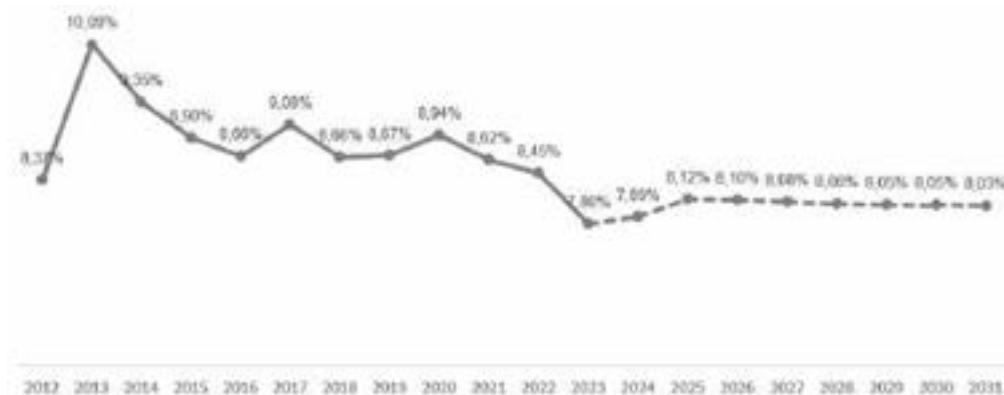
**Gráfico 3.1**

### 3.2 Perdas reportadas para a rede de Distribuição

A figura seguinte ilustra a evolução real e prevista da taxa de perdas de distribuição desde 2012 até ao final do atual horizonte de previsão. Como se pode verificar, o período 2012-2013 foi caracterizado por um aumento significativo da taxa de perdas que, consequência da grave recessão económica que o país então atravessava, estará associado a um acréscimo do recurso à fraude e furto de energia. Desde então, a E-REDES reforçou as medidas de combate à fraude, com a criação de uma área dedicada à garantia de receita/combate à fraude, apostando no recurso a técnicas e ferramentas de análise de dados em articulação com a criação do Centro de Supervisão para gestão e otimização das operações no terreno. Resultado da estratégia adotada, verificou-se uma descida significativa nas perdas reportadas contabilisticamente, entre 2013 e 2019. Em 2020, por força do contexto da pandemia, observou-se a uma quebra significativa do peso do consumo nos níveis de tensão mais elevados na estrutura da energia saída da rede de distribuição, o que associado a efeitos contabilísticos contribuiu para o acréscimo na taxa de perdas reportada. Nos anos de 2021 e 2022, a inversão dos efeitos

contabilísticos que afetaram o ano 2020, associado ao aumento do consumo mais do que compensaram alguma retoma do peso do consumo não BTN, contribuindo deste modo para a redução das perdas contabilizadas nesses anos (8,62% e 8,45%, respetivamente).

### Evolução das perdas\* na Rede de Distribuição



\* Perdas em % com referência à Energia Entrada

Nota: Desde 2022, a fórmula de cálculo das perdas passa a incluir a energia estimada de subestações REN (trânsito AT->MAT), resultando num valor de perdas mais baixo que os anos anteriores.

**Gráfico 3.2.1**

Para que se possa compreender as razões por detrás desta projeção, é necessário decompor a evolução das perdas globais entre a componente técnica e a que resulta de fatores de índole comercial. De realçar que para esta desagregação foram expurgados efeitos contabilísticos que de outra forma poderiam contaminar a análise pretendida.

No caso das perdas técnicas, foram identificados dois efeitos que determinam a evolução global desta componente:

- **efeito A-**: Impacto da geração distribuída é definido tendo em conta o histórico observado e as projeções de potências de ligação dos produtores ligados na rede, prevendo-se um aumento gradual até ao horizonte de 2031.
- **parcela outros**: Relativa essencialmente às perdas nas linhas e nos transformadores. De notar que o aumento da geração distribuída referido no ponto anterior contribuirá para o decréscimo desta parcela, na medida em que associado a esse aumento ocorrerá uma redução da energia solicitada a montante do sistema.

A figura seguinte ilustra a decomposição das perdas globais, líquidas de efeitos contabilísticos, entre a parcela técnica e comercial. Importa realçar que esta repartição resulta de estimativas teóricas da E-REDES com base num modelo de perdas interno cuja componente de perdas técnicas foi alvo de certificação pelo INESC-ID/IST.

### Evolução das perdas técnicas e comerciais previsionais\*



\* Perdas em % com referência à Energia Entrada

\* A energia recuperada de fraude respeitante a consumos ocorridos no próprio ano civil, embora conste no Balanço Energético da Empresa, não foi faturada pelo processo comercial, encontrando-se por isso refletida na componente de perdas comerciais deste gráfico.

Gráfico 3.2.2

## 4 Comparação das projeções da procura de eletricidade com os dados reais observados

A energia saída da rede da E-REDES no ano de 2023 situou-se 0,6% abaixo da previsão realizada em fevereiro de 2023. Corrigindo os valores verificados do impacto das condições de temperatura registadas após a data de previsão, bem como dos desvios de estimativas de consumo de 2022, conhecidos após o fecho do ano, a diferença entre os valores finais e a previsão altera-se para -2,4%. Conclui-se assim que a previsão então efetuada foi mais otimista face ao que se verificou.

Analisando as variações por nível de tensão, verifica-se um desvio de -3,6% face à previsão da E-REDES no consumo do agregado MAT, AT e MT. Esta queda é justificada pelo impacto do significativo de número de clientes a entrar em regime de autoconsumo no ano de 2023.

No sentido contrário, regista-se um desvio de +2,8% para os segmentos de Baixa Tensão, que corrigida do impacto de temperatura resulta numa variação de -0,7% face à previsão enviada. De notar que à data de elaboração das projeções foram incorporados dados reais de consumo e temperatura até abril de 2022.

### Energia Saída da Rede da E-REDES em 2023 (TWh)

#### Estimado vs. Registrado

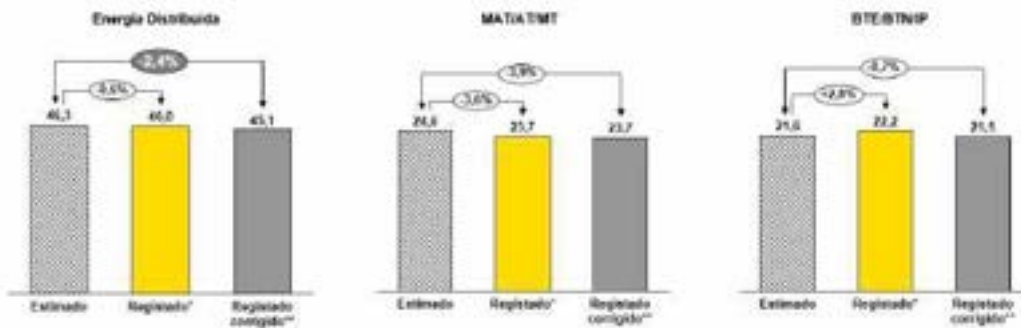


Figura 4.1

\*Valor registado no balanço energético contabilístico em 2023.

\*\*Valor registado (\*) corrigido de impactos de estimativas e temperatura.



## 5 Procura da eletricidade dirigida à Rede de Distribuição

Os quadros seguintes apresentam os cenários projetados para o consumo total de eletricidade, nos diferentes níveis de tensão, no horizonte 2031.

### Cenário Central

Rubricas (GWh)	Verificado			Previsto							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>E. Entrada RND</b>	<b>48 772</b>	<b>49 727</b>	<b>49 925</b>	<b>50 754</b>	<b>51 285</b>	<b>52 153</b>	<b>52 625</b>	<b>53 262</b>	<b>53 766</b>	<b>54 402</b>	<b>55 367</b>
- variação anual	1,1%	2,0%	0,4%	1,7%	1,0%	1,7%	0,9%	1,2%	0,9%	1,2%	1,8%
<b>Consumo</b>	<b>44 765</b>	<b>45 505</b>	<b>45 991</b>	<b>46 685</b>	<b>47 051</b>	<b>47 858</b>	<b>48 304</b>	<b>48 901</b>	<b>49 370</b>	<b>49 954</b>	<b>50 850</b>
- variação anual	1,4%	1,7%	1,1%	1,5%	0,8%	1,7%	0,9%	1,2%	1,0%	1,2%	1,8%
MAT	2 282	2 242	2 368	2 447	2 461	2 527	2 577	2 643	2 685	2 715	2 763
- variação anual	-7,3%	-1,8%	5,6%	3,3%	0,6%	2,7%	2,0%	2,6%	1,6%	1,1%	1,8%
AT	6 826	6 862	6 677	6 840	6 876	6 984	7 016	7 081	7 123	7 172	7 251
- variação anual	0,5%	0,5%	-2,7%	2,4%	0,5%	1,6%	0,5%	0,9%	0,6%	0,7%	1,1%
MT	14 416	14 898	14 701	14 944	15 104	15 250	15 250	15 281	15 327	15 427	15 770
- variação anual	3,6%	3,3%	-1,3%	1,7%	1,1%	1,0%	0,0%	0,2%	0,3%	0,7%	2,2%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23 524</b>	<b>24 001</b>	<b>23 746</b>	<b>24 231</b>	<b>24 442</b>	<b>24 761</b>	<b>24 843</b>	<b>25 005</b>	<b>25 135</b>	<b>25 315</b>	<b>25 785</b>
- variação anual	1,5%	2,0%	-1,1%	2,0%	0,9%	1,3%	0,3%	0,7%	0,5%	0,7%	1,9%
BTE	2 957	3 225	3 273	3 329	3 350	3 468	3 581	3 706	3 832	3 958	4 092
- variação anual	1,2%	9,0%	1,5%	1,7%	0,6%	3,5%	3,3%	3,5%	3,4%	3,3%	3,4%
BTN	17 233	17 344	18 137	18 324	18 520	18 922	19 213	19 557	19 802	20 111	20 418
- variação anual	1,9%	0,6%	4,6%	1,0%	1,1%	2,2%	1,5%	1,8%	1,3%	1,6%	1,5%
IP	1 050	935	835	801	740	707	666	633	601	570	555
- variação anual	-9,3%	-10,9%	-10,6%	-4,2%	-7,6%	-4,5%	-5,7%	-5,0%	-5,1%	-5,0%	-2,7%
<b>BT</b>	<b>21 240</b>	<b>21 504</b>	<b>22 245</b>	<b>22 454</b>	<b>22 609</b>	<b>23 096</b>	<b>23 460</b>	<b>23 896</b>	<b>24 235</b>	<b>24 639</b>	<b>25 065</b>
- variação anual	1,2%	1,2%	3,4%	0,9%	0,7%	2,2%	1,6%	1,9%	1,4%	1,7%	1,7%
Subestações REN (Trânsito AT → MAT)		2 502	2 868	3 238	3 337	3 386	3 435	3 484	3 533	3 582	3 632
<b>Perdas RND</b>	<b>4 007</b>	<b>4 222</b>	<b>3 934</b>	<b>4 069</b>	<b>4 234</b>	<b>4 295</b>	<b>4 321</b>	<b>4 361</b>	<b>4 396</b>	<b>4 448</b>	<b>4 517</b>
- variação anual	8,62%	8,45%	7,80%	7,89%	8,12%	8,10%	8,08%	8,06%	8,05%	8,05%	8,03%
	-0,22pp	-0,17pp	-0,64pp	+0,09pp	+0,22pp	-0,02pp	-0,02pp	-0,02pp	-0,01pp	-0,00pp	-0,02pp
AT *	1,11%	0,98%	1,00%	1,24%	1,31%	1,42%	1,51%	1,54%	1,60%	1,68%	1,76%
MT *	2,68%	2,69%	2,66%	2,64%	2,64%	2,58%	2,56%	2,55%	2,51%	2,50%	2,47%
BT *	11,04%	10,47%	10,39%	10,54%	10,46%	10,33%	10,18%	10,08%	9,97%	9,86%	9,77%

Tabela 5.1

### Cenário Inferior

Rubricas (GWh)	Verificado			Previsto							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>E. Entrada RND</b>	<b>48 772</b>	<b>49 727</b>	<b>49 925</b>	<b>50 325</b>	<b>50 601</b>	<b>51 335</b>	<b>51 664</b>	<b>52 165</b>	<b>52 486</b>	<b>52 889</b>	<b>53 557</b>
- variação anual	1,1%	2,0%	0,4%	0,8%	0,5%	1,5%	0,6%	1,0%	0,6%	0,8%	1,3%
<b>Consumo</b>	<b>44 765</b>	<b>45 505</b>	<b>45 991</b>	<b>46 288</b>	<b>46 419</b>	<b>47 101</b>	<b>47 415</b>	<b>47 890</b>	<b>48 192</b>	<b>48 563</b>	<b>49 186</b>
- variação anual	1,4%	1,7%	1,1%	0,6%	0,3%	1,5%	0,7%	1,0%	0,6%	0,8%	1,3%
MAT	2 282	2 242	2 368	2 379	2 362	2 419	2 457	2 508	2 532	2 539	2 561
- variação anual	-7,3%	-1,8%	5,6%	0,5%	-0,7%	2,4%	1,6%	2,1%	1,0%	0,3%	0,9%
AT	6 826	6 862	6 677	6 770	6 767	6 852	6 856	6 882	6 876	6 864	6 870
- variação anual	0,5%	0,5%	-2,7%	1,4%	-0,1%	1,3%	0,0%	0,4%	-0,1%	-0,2%	0,1%
MT	14 416	14 898	14 701	14 893	15 032	15 165	15 148	15 149	15 148	15 187	15 455
- variação anual	3,6%	3,3%	-1,3%	1,3%	0,9%	0,9%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,3%	1,8%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23 524</b>	<b>24 001</b>	<b>23 746</b>	<b>24 042</b>	<b>24 160</b>	<b>24 437</b>	<b>24 461</b>	<b>24 539</b>	<b>24 557</b>	<b>24 590</b>	<b>24 885</b>
- variação anual	1,5%	2,0%	-1,1%	1,2%	0,5%	1,1%	0,1%	0,3%	0,1%	0,1%	1,2%
BTE	2 957	3 225	3 273	3 193	3 151	3 239	3 316	3 397	3 469	3 532	3 592
- variação anual	1,2%	9,0%	1,5%	-2,4%	-1,3%	2,8%	2,4%	2,4%	2,1%	1,8%	1,7%
BTN	17 233	17 344	18 137	18 288	18 457	18 841	19 109	19 425	19 639	19 914	20 182
- variação anual	1,9%	0,6%	4,6%	0,8%	0,9%	2,1%	1,4%	1,7%	1,1%	1,4%	1,3%
IP	1 050	935	835	765	651	585	529	529	527	527	527
- variação anual	-9,3%	-10,9%	-10,6%	-8,4%	-14,9%	-10,1%	-9,5%	0,0%	-0,3%	0,0%	0,0%
<b>BT</b>	<b>21 240</b>	<b>21 504</b>	<b>22 245</b>	<b>22 246</b>	<b>22 259</b>	<b>22 665</b>	<b>22 954</b>	<b>23 351</b>	<b>23 635</b>	<b>23 973</b>	<b>24 301</b>
- variação anual	1,2%	1,2%	3,4%	0,0%	0,1%	1,8%	1,3%	1,7%	1,2%	1,4%	1,4%
<b>Perdas RND</b>	<b>4 007</b>	<b>4 222</b>	<b>3 934</b>	<b>4 037</b>	<b>4 182</b>	<b>4 233</b>	<b>4 249</b>	<b>4 275</b>	<b>4 294</b>	<b>4 327</b>	<b>4 370</b>
- variação anual	8,62%	8,45%	7,60%	7,89%	8,11%	8,09%	8,07%	8,04%	8,03%	8,02%	8,00%
	-0,32pp	-0,17pp	-0,64pp	+0,08pp	+0,22pp	-0,01pp	-0,02pp	-0,03pp	-0,02pp	-0,01pp	-0,02pp

Tabela 5.2

### Cenário Superior

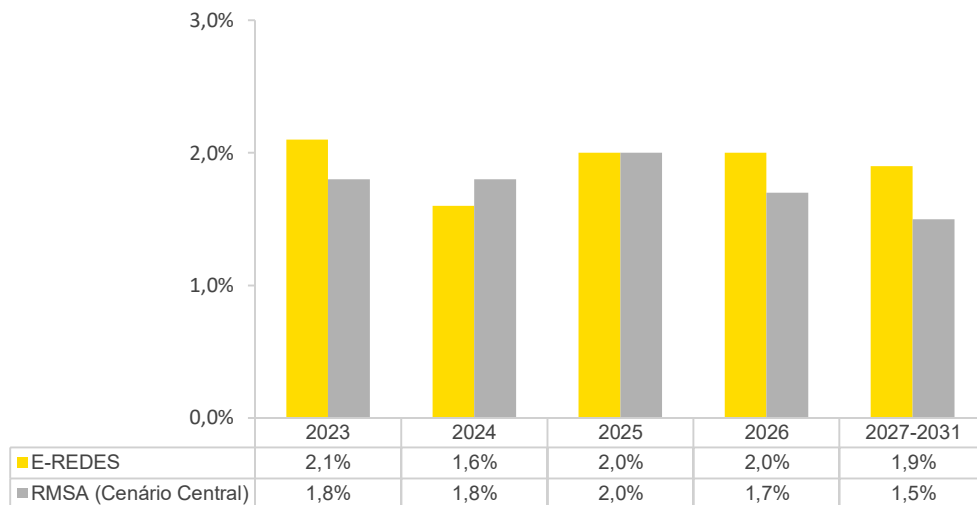
Rubricas (GWh)	Verificado			Previsto							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>E. Entrada RND</b>	<b>48 772</b>	<b>49 727</b>	<b>49 925</b>	<b>51 339</b>	<b>52 198</b>	<b>53 236</b>	<b>53 913</b>	<b>54 803</b>	<b>55 603</b>	<b>56 589</b>	<b>57 945</b>
- variação anual	1,1%	2,0%	0,4%	2,8%	1,7%	2,0%	1,3%	1,7%	1,5%	1,8%	2,4%
<b>Consumo</b>	<b>44 765</b>	<b>45 505</b>	<b>45 991</b>	<b>47 206</b>	<b>47 862</b>	<b>48 822</b>	<b>49 456</b>	<b>50 281</b>	<b>51 020</b>	<b>51 925</b>	<b>53 180</b>
- variação anual	1,4%	1,7%	1,1%	2,6%	1,4%	2,0%	1,3%	1,7%	1,5%	1,8%	2,4%
MAT	2 282	2 242	2 368	2 517	2 571	2 659	2 738	2 842	2 932	3 024	3 145
- variação anual	-7,3%	-1,8%	5,6%	6,3%	2,1%	3,5%	2,9%	3,8%	3,1%	3,1%	4,0%
AT	6 826	6 862	6 677	6 891	6 949	7 069	7 118	7 213	7 302	7 413	7 567
- variação anual	0,5%	0,5%	-2,7%	3,2%	0,8%	1,7%	0,7%	1,3%	1,2%	1,5%	2,1%
MT	14 416	14 898	14 701	15 080	15 303	15 478	15 515	15 590	15 690	15 853	16 270
- variação anual	3,6%	3,3%	-1,3%	2,6%	1,5%	1,1%	0,2%	0,5%	0,6%	1,0%	2,6%
<b>MAT/AT/MT</b>	<b>23 524</b>	<b>24 001</b>	<b>23 746</b>	<b>24 488</b>	<b>24 822</b>	<b>25 206</b>	<b>25 371</b>	<b>25 645</b>	<b>25 924</b>	<b>26 289</b>	<b>26 982</b>
- variação anual	1,5%	2,0%	-1,1%	3,1%	1,4%	1,5%	0,7%	1,1%	1,1%	1,4%	2,6%
BTE	2 957	3 225	3 273	3 365	3 413	3 549	3 686	3 838	3 995	4 155	4 328
- variação anual	1,2%	9,0%	1,5%	2,8%	1,4%	4,0%	3,8%	4,1%	4,1%	4,0%	4,2%
BTN	17 233	17 344	18 137	18 534	18 843	19 300	19 652	20 066	20 387	20 781	21 179
- variação anual	1,9%	0,6%	4,6%	2,2%	1,7%	2,4%	1,8%	2,1%	1,6%	1,9%	1,9%
IP	1 050	935	835	819	784	767	747	732	714	699	691
- variação anual	-9,3%	-10,9%	-10,6%	-2,0%	-4,2%	-2,1%	-2,6%	-2,1%	-2,4%	-2,1%	-1,1%
<b>BT</b>	<b>21 240</b>	<b>21 504</b>	<b>22 245</b>	<b>22 718</b>	<b>23 039</b>	<b>23 616</b>	<b>24 085</b>	<b>24 636</b>	<b>25 096</b>	<b>25 635</b>	<b>26 198</b>
- variação anual	1,2%	1,2%	3,4%	2,1%	1,4%	2,5%	2,0%	2,3%	1,9%	2,1%	2,2%
<b>Perdas RND</b>	<b>4 007</b>	<b>4 222</b>	<b>3 934</b>	<b>4 132</b>	<b>4 336</b>	<b>4 413</b>	<b>4 458</b>	<b>4 522</b>	<b>4 583</b>	<b>4 664</b>	<b>4 765</b>
- variação anual	8,62%	8,45%	7,80%	7,94%	8,19%	8,18%	8,16%	8,16%	8,15%	8,16%	8,15%
	-0,32pp	-0,17pp	-0,64pp	+0,14pp	+0,25pp	-0,01pp	-0,02pp	-0,01pp	-0,00pp	+0,01pp	-0,01pp

Tabela 5.3

## 6 Comparação com as projeções do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do sistema elétrico nacional

O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2023) apresenta uma taxa de variação anual de 2023 (ainda previsional, à data de elaboração do RMSA), à semelhança do valor assumido pela E-REDES, na medida em que o valor final do PIB para o ano de 2023 ainda não se encontra apurado pelo INE. Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento previsional de 2,1% no ano de 2023, as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas, mencionadas na secção 3.1, são menos otimistas às consideradas no RMSA-E 2023, para o primeiro ano de projeção, no sentido contrário às projeções referentes aos anos de 2026 a 2031.

**Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto  
Comparação de Estimativas E-REDES e RMSA**



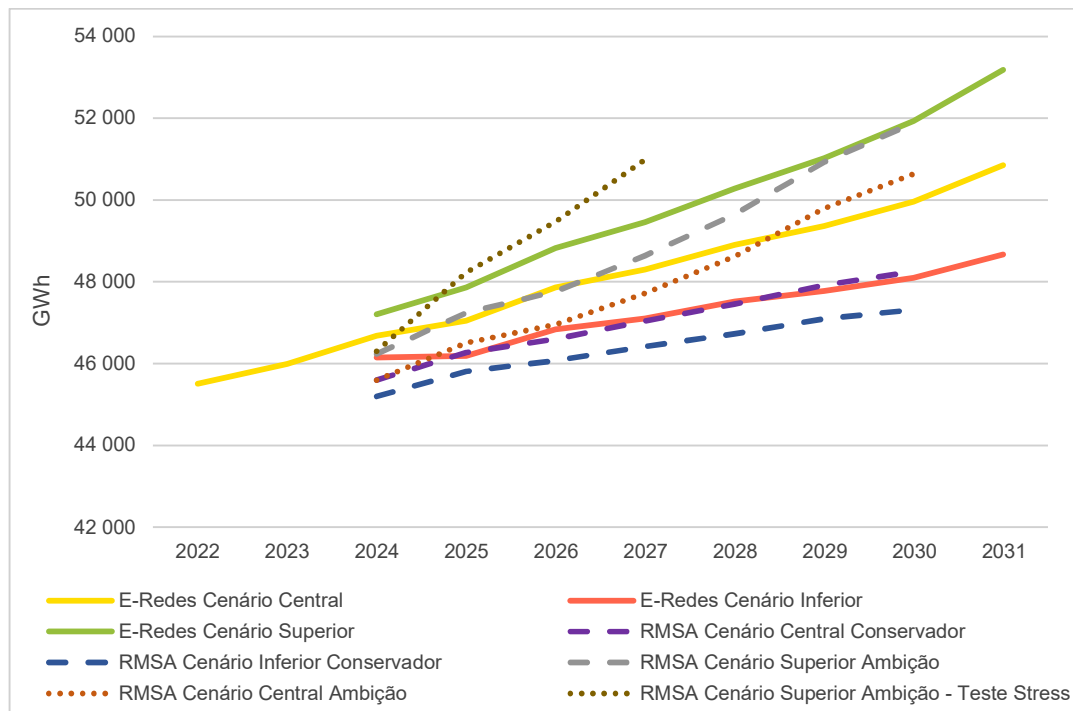
**Gráfico 6.1**

O RMSA E-2023 apresenta cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior conservador; cenário central conservador; cenário central ambição; cenário superior ambição; e cenário superior ambição – teste stress, que combinam condições mais ou menos favoráveis de crescimento económico e cenários

mais moderados ou ambiciosos no que respeita a objetivos de política energética. O gráfico 6.2 apresenta os cenários projetados nos dois relatórios para o período de 2024-2031.

Quando se comparam os cenários dos dois estudos, verifica-se que os adotados no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2023) encontram-se menos otimistas que as atuais projeções da E-REDES para os anos de 2023 e 2024. De salientar, que o cenário central da E-REDES se encontra bastante alinhado com um dos cenários mais otimista (superior de ambição) do RMSA para os primeiros 4 anos de projeções. Nos anos seguintes, o cenário central da E-REDES situa-se entre as projeções dos cenários centrais (conservador e ambição), refletindo a tendência de projeção macroeconómica considerada (mais otimista no cenário E-REDES).

**Comparação das previsões de consumo (GWh) pelas estimativas da E-REDES e RMSA-E 2023**



**Gráfico 6.2**

Consumo (GWh)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
E-Redes Cenário Inferior			46 145	46 192	46 834	47 101	47 523	47 777	48 096	48 668
E-Redes Cenário Central <sup>(1)</sup>	45 505	45 991	46 685	47 051	47 858	48 304	48 901	49 370	49 954	50 850
E-Redes Cenário Superior			47 206	47 862	48 822	49 456	50 281	51 020	51 925	53 180
RMSA Cenário Inferior Conservador			45 195	45 805	46 070	46 416	46 727	47 091	47 316	
RMSA Cenário Central Conservador <sup>(2)</sup>			45 596	46 270	46 602	47 045	47 455	47 921	48 250	
RMSA Cenário Superior Ambição			46 233	47 243	47 764	48 636	49 644	50 924	51 883	
RMSA Cenário Central Ambição			45 594	46 504	46 951	47 720	48 620	49 790	50 636	
RMSA Cenário Superior Ambição – Teste Stress			46 302	48 230	49 473	50 987				

**Tabela 6.3**

De forma a estabelecer dados de consumo final comparáveis entre si, considerou-se:

<sup>(1)</sup> Consumo Final E-Redes = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

<sup>(2)</sup> Consumo Final RMSA = Consumo referido à produção líquida - Perdas de transporte e distribuição

## 7 Ponta máxima na RND

### 7.1 Evolução histórica e projeções

Com o objetivo de estimar a ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), foram criados modelos estatísticos para previsão de séries temporais, tendo como histórico a sequência de registos de valores de ponta síncrona, com uma resolução mensal, desde janeiro de 2012 a dezembro de 2023.

Para efeitos de projeções, dentro dos modelos testados, selecionou-se o que apresentava o menor erro de previsão (erro quadrático médio) quando comparado com o histórico de dados reais — Modelo ARIMA (autoregressive integrated moving average) que oferece a flexibilidade de capturar vários tipos de padrões e comportamentos dos dados, como sazonalidade, ciclos ou tendências, bem como efeitos de medidas de transição energética e penetração do autoconsumo.

Prevê-se, assim, uma tendência de uma certa estabilização dos valores da ponta síncrona anual da Rede Nacional de Distribuição (RND).

O quadro seguinte apresenta os valores projetados para a ponta síncrona anual da E-Redes para a globalidade da Rede Nacional de Distribuição (RND), no horizonte 2031, com base no modelo referido.

### Ponta síncrona anual na RND

Ponta Síncrona (GW)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
E-Redes Cenário Inferior				8,04	7,37	7,59	7,33	7,13	7,13	6,97	6,87
E-Redes Cenário Central	9,58	8,11	8,95	8,79	8,47	8,79	8,68	8,62	8,72	8,66	8,66
E-Redes Cenário Superior				9,71	9,59	10,00	10,04	10,12	10,31	10,37	10,46

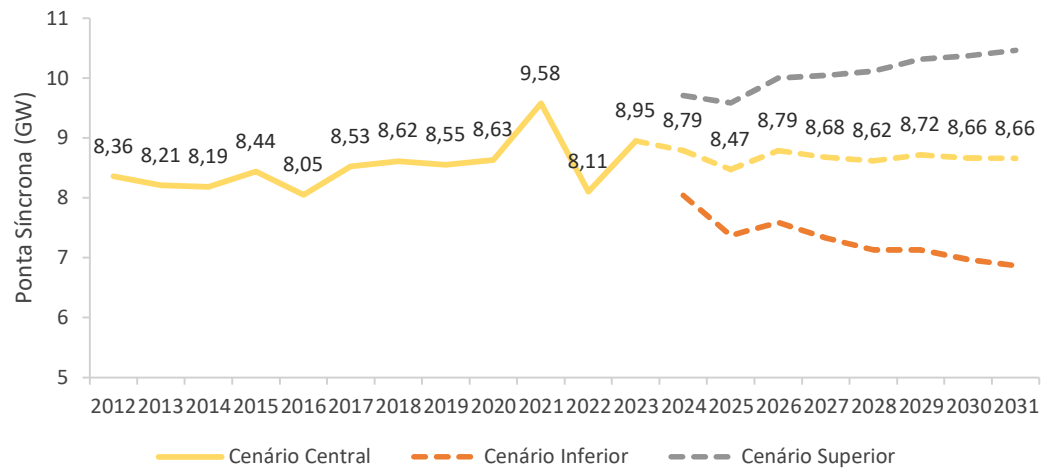
**Tabela 7.1**

A figura seguinte retrata a evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2012-2031, com base no modelo referido.

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2012 a 2023 (dados reais). Para os anos de 2024 a 2031 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona, tendo por base o modelo ARIMA, com os respetivos intervalos de confinança a 95% para definição dos cenários inferior e superior.



**Evolução Prevista para a Ponta Síncrona na RND**




**Gráfico 7.2**





# ANEXO B

## CARACTERIZAÇÃO DA REDE

The page features a large, abstract graphic on the left side composed of overlapping yellow and orange shapes. A thick black curved line starts from the top left and ends near the center. Several smaller, irregular yellow and orange shapes are scattered around the main graphic. At the bottom, there is a black circle and another orange shape.

# ANEXO B.1

## CARACTERIZAÇÃO DA REDE AT E SUBESTAÇÕES AT/MT



# ANEXO B.1.1

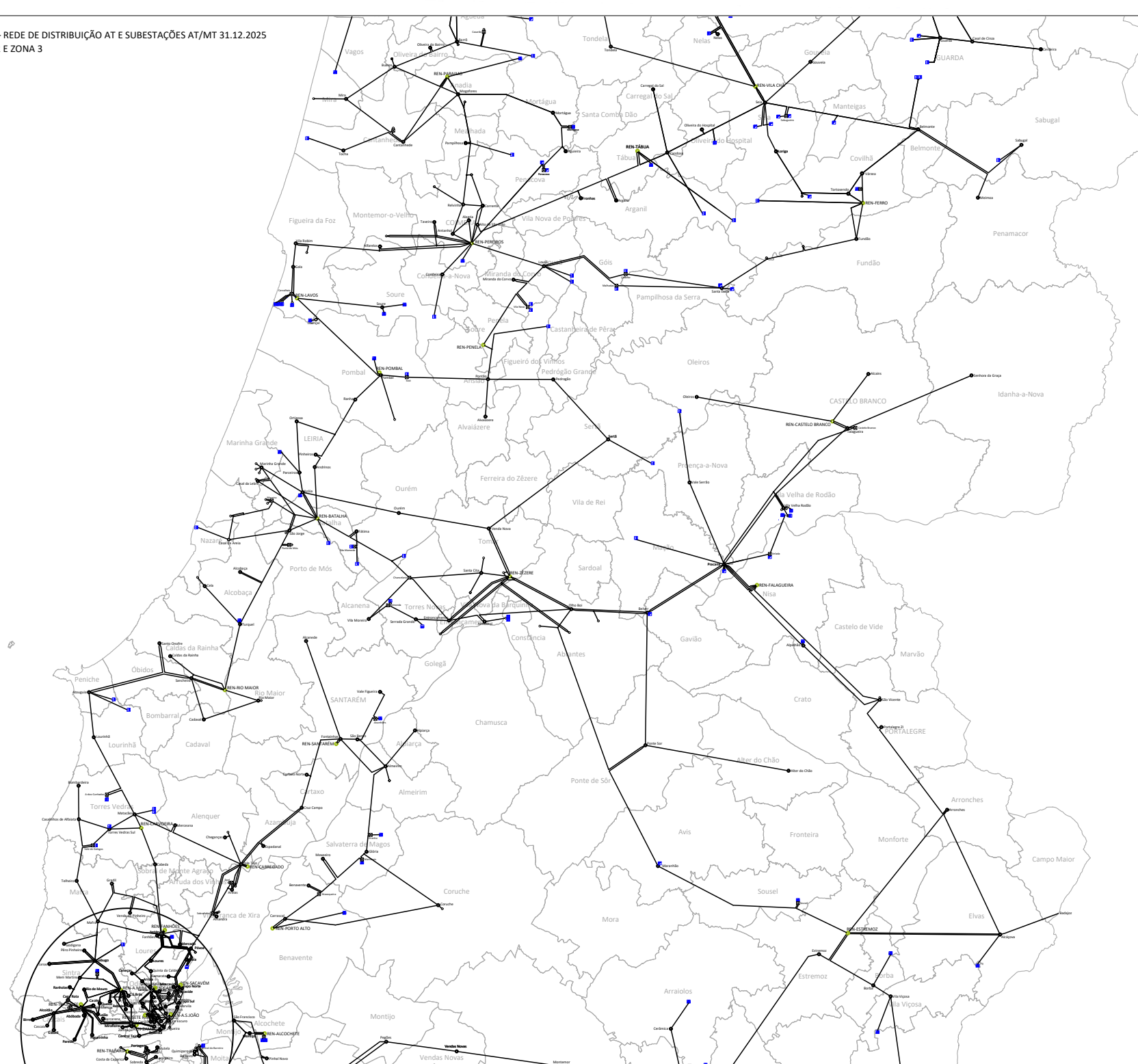
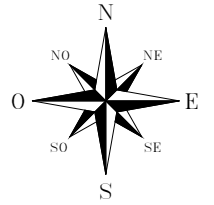
## REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT



# ANEXO B.1.1.1

## REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025



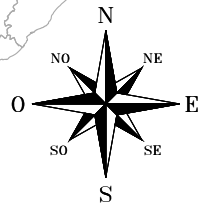
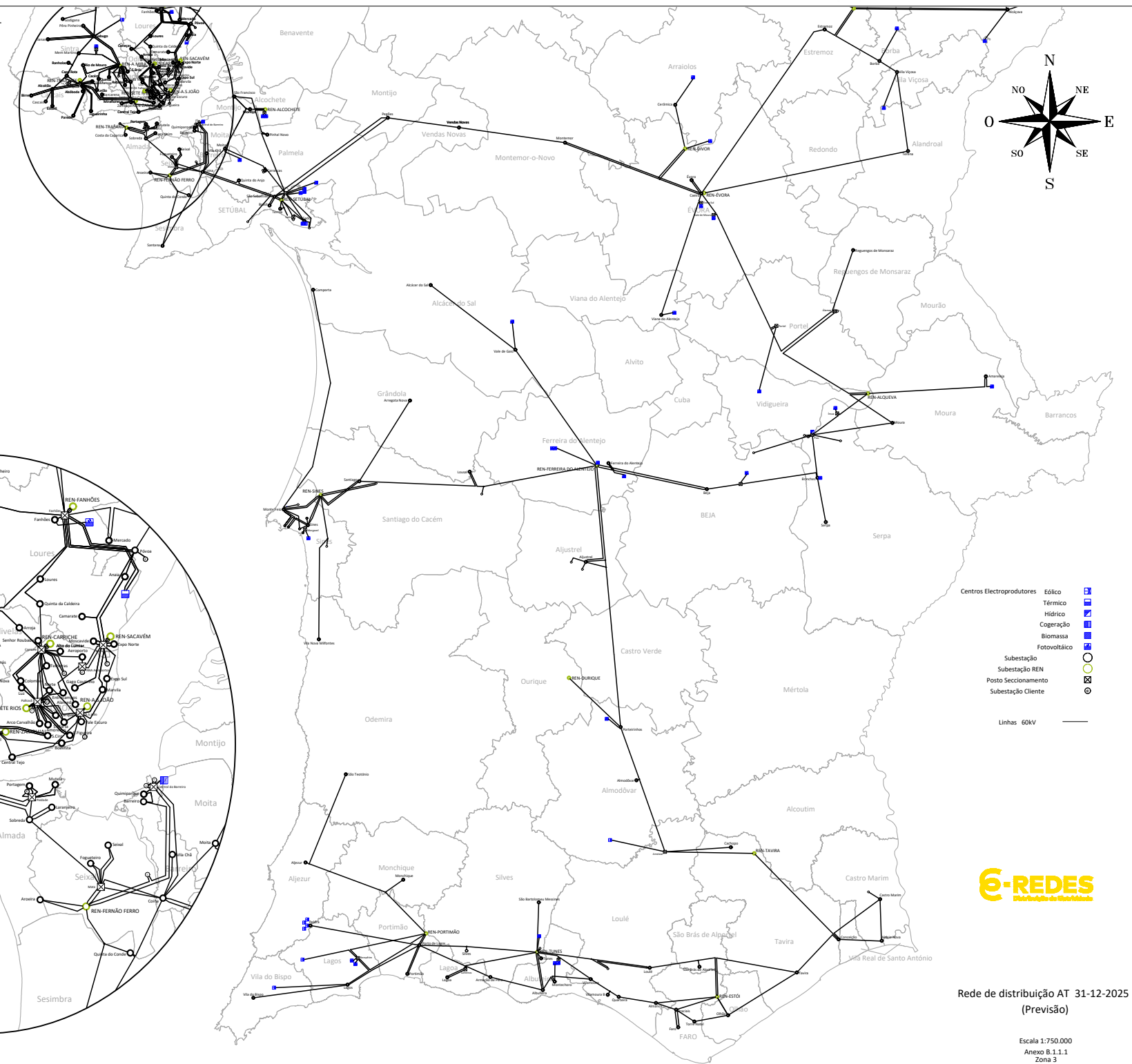


- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
(Previsão)

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.1.1  
Zona 2



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltáico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
 (Previsão)

Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.1.1  
 Zona 3

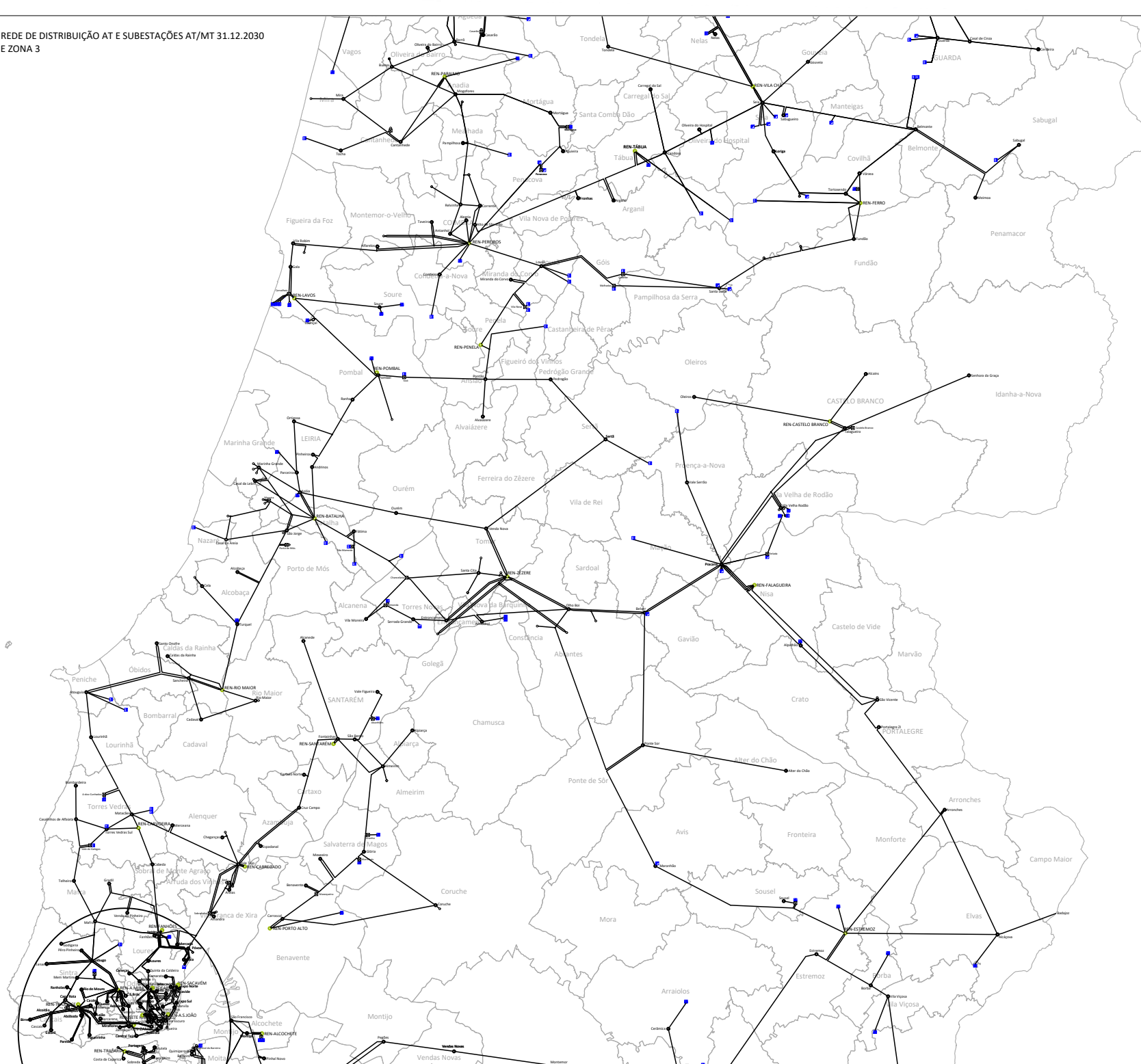
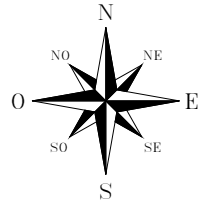


# ANEXO B.1.1.2

## REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2030





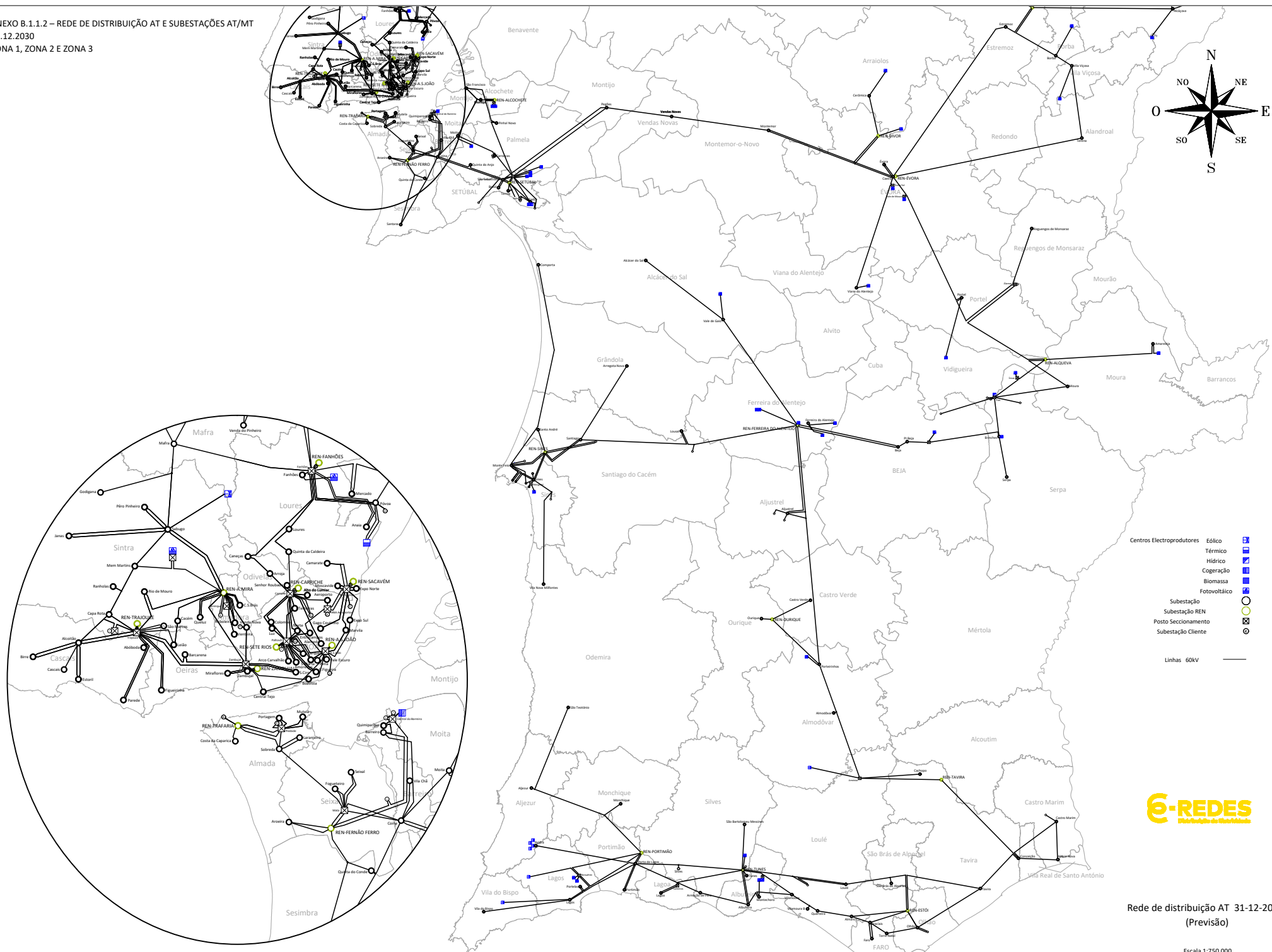


- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- Linhas 60kV



Rede de distribuição AT 31-12-2030  
(Previsão)

Escala 1:750.000  
Anexo B.1.1.2  
Zona 2




- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente
- Linhas 60kV




Rede de distribuição AT 31-12-2030  
 (Previsão)

Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.1.2  
 Zona 3



ANEXO B.1.2  
GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS  
INFRAESTRUTURAS  
NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO AT E  
SUBESTAÇÕES AT/MT



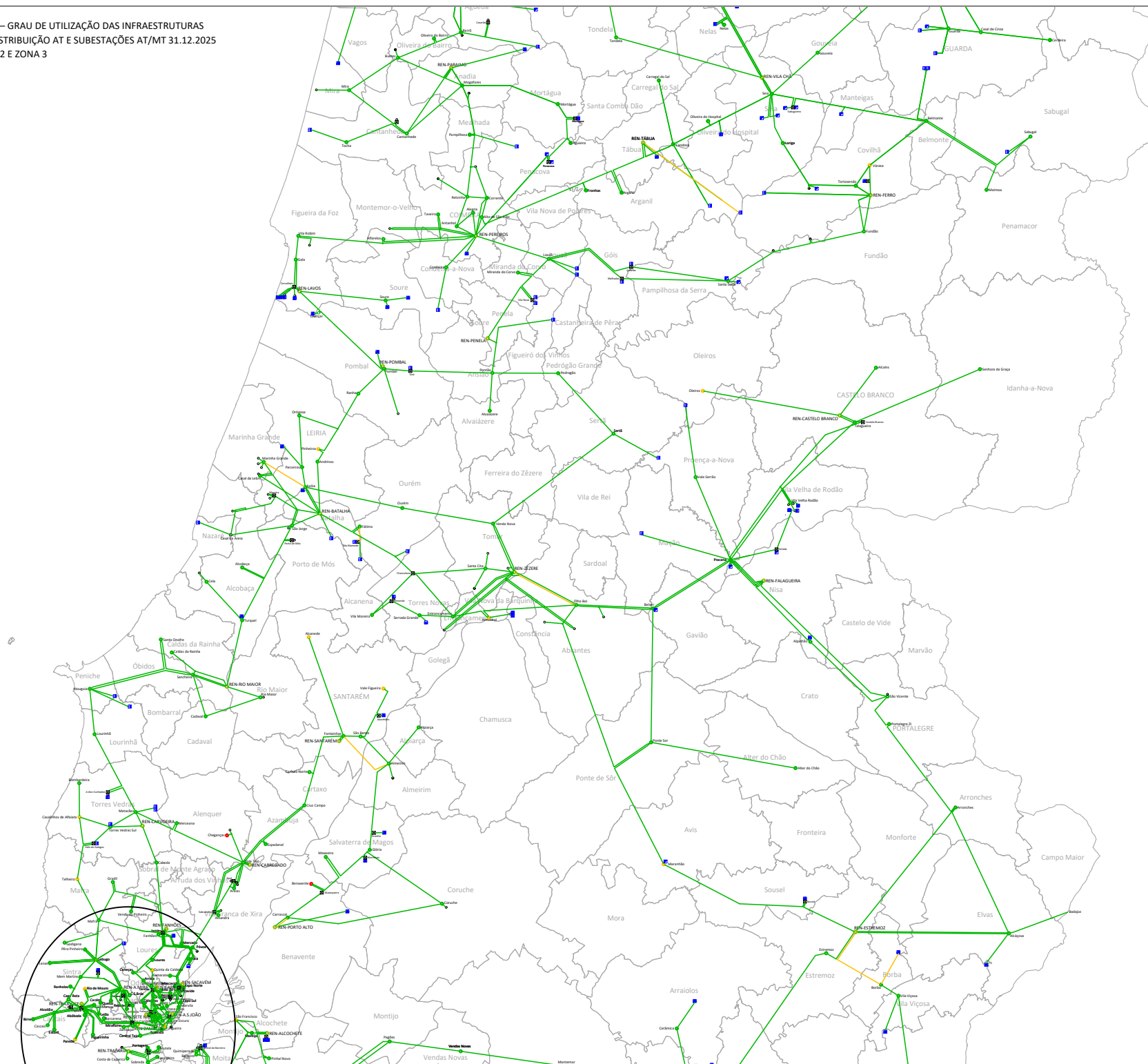
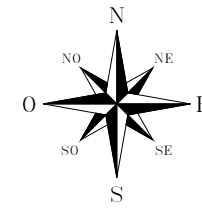
# ANEXO B.1.2.1

## GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025





ANEXO B.1.2.1 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS  
 NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025  
 ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



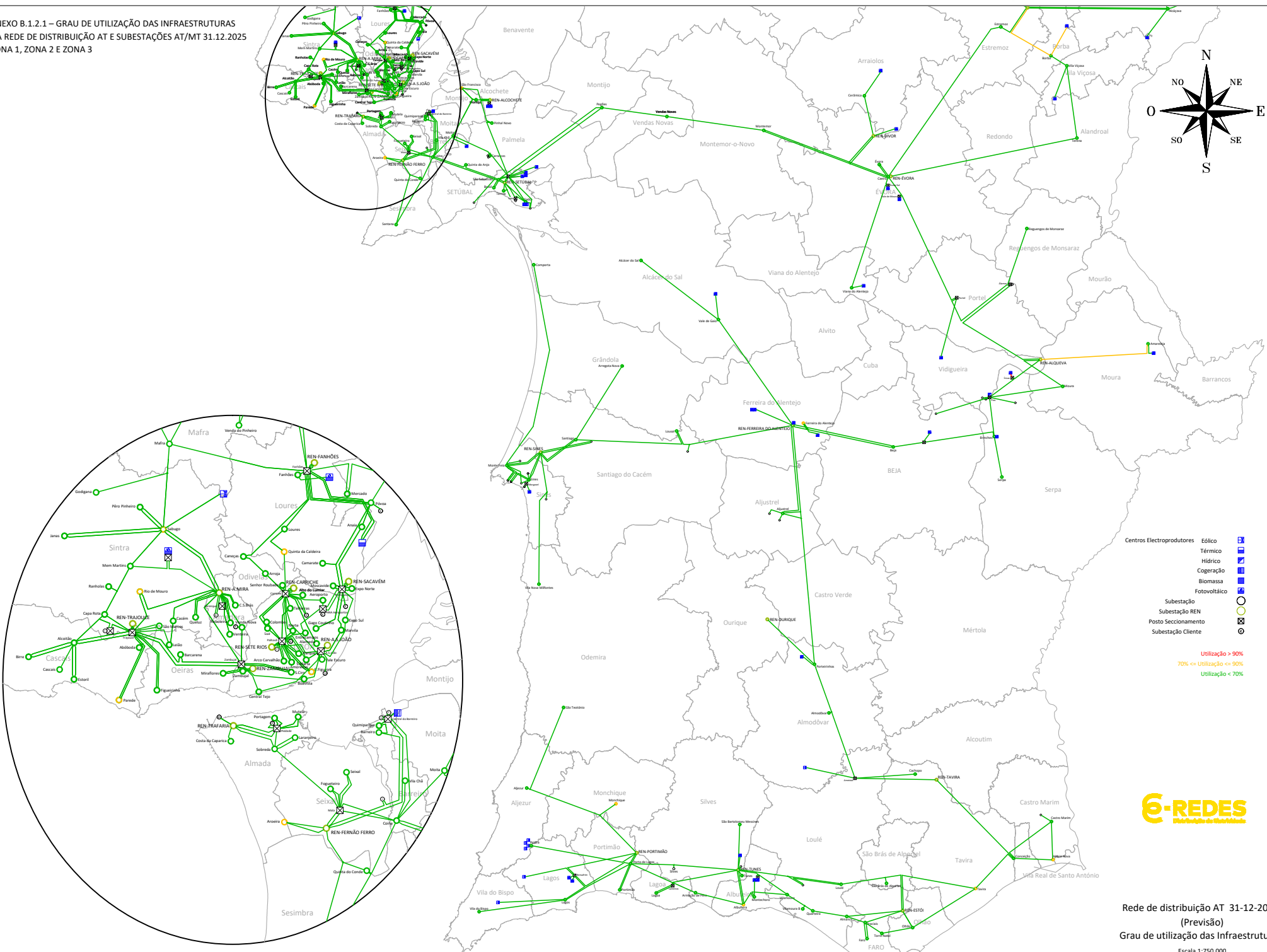
- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente

Utilização > 90%  
 70% <= Utilização <= 90%  
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2025  
 (Previsão)  
 Grau de utilização das Infraestruturas  
 Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.2.1  
 Zona 2

ANEXO B.1.2.1 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS  
 NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025  
 ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação REN
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente


Utilização > 90%  
 70% <= Utilização <= 90%  
 Utilização < 70%



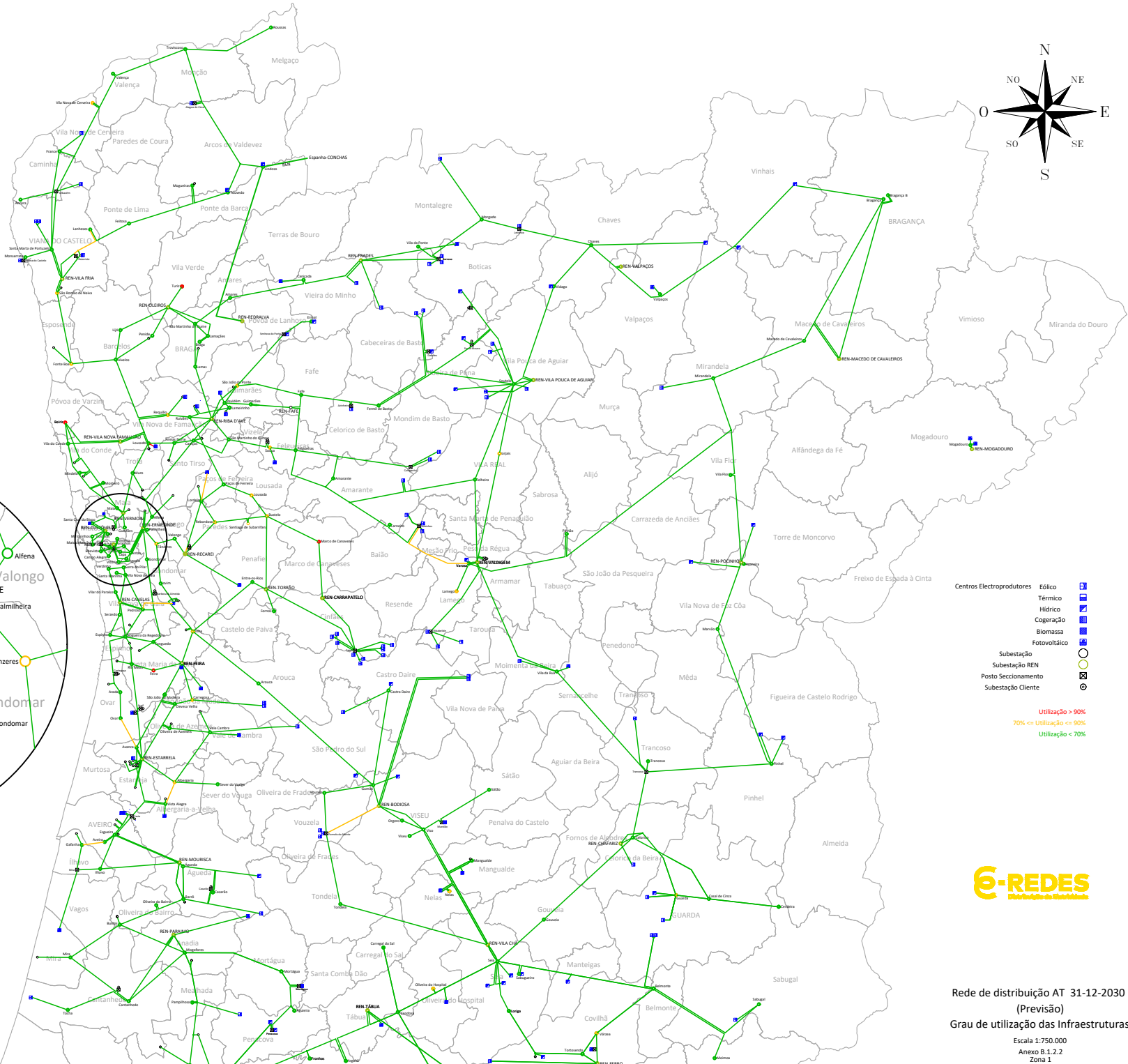
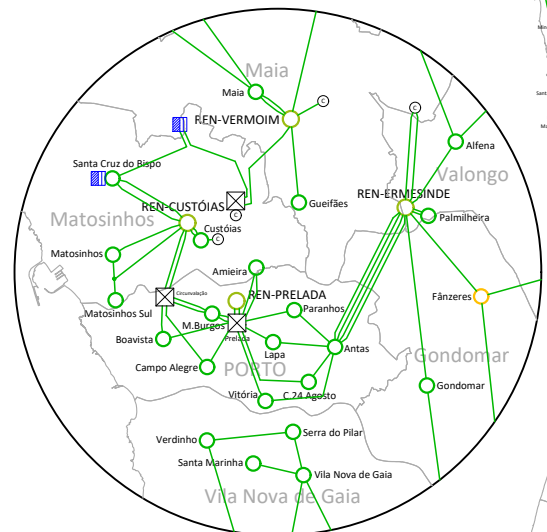
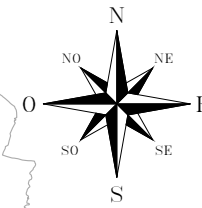
Rede de distribuição AT 31-12-2025  
 (Previsão)  
 Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.2.1  
 Zona 3





ANEXO B.1.2.2  
GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS  
INFRAESTRUTURAS  
NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO AT E  
SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2030

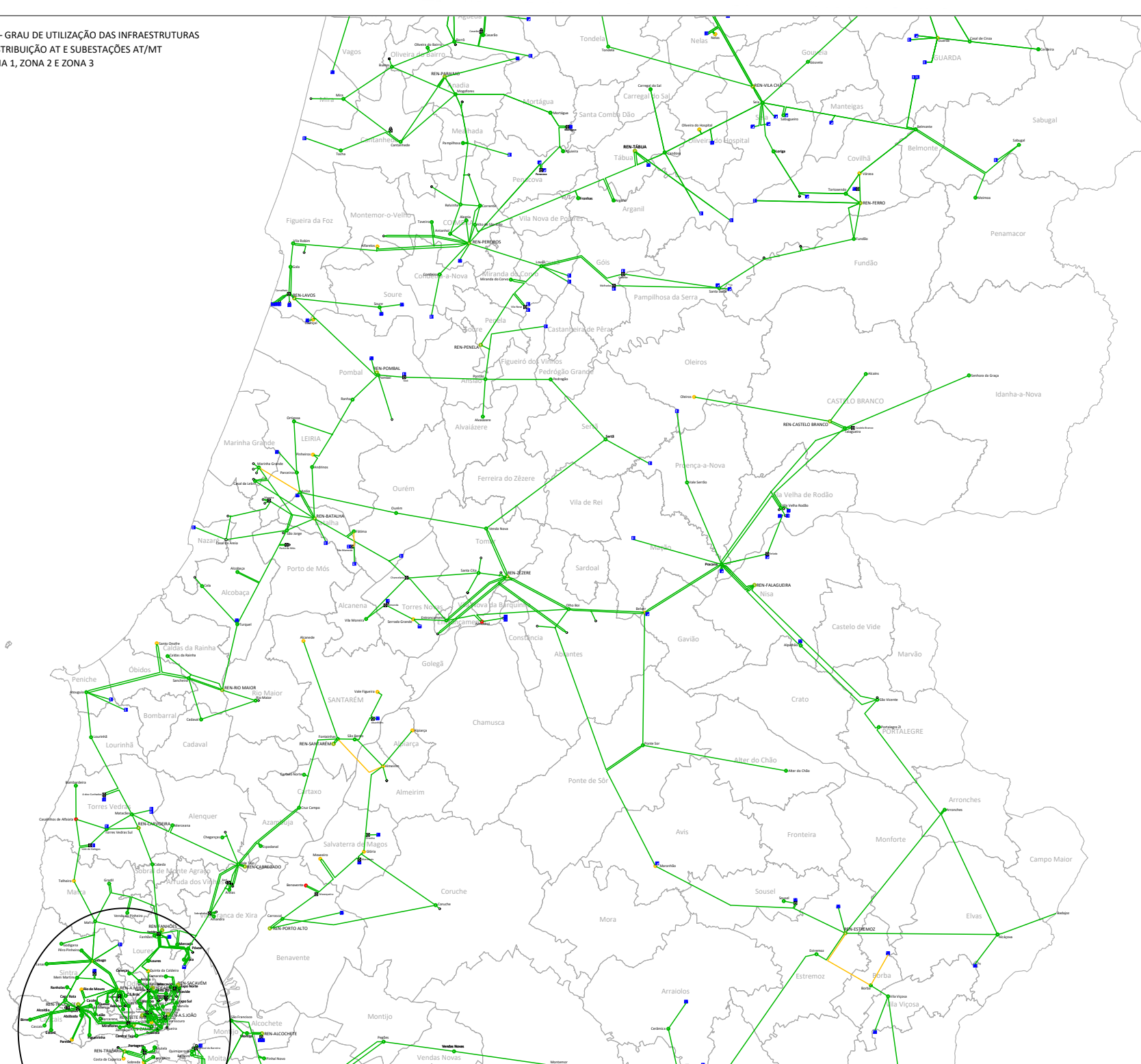
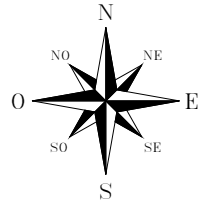


- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
- Subestação REN
- Posto Seccionamento
- Subestação Cliente

Utilização > 90%  
 70% <= Utilização <= 90%  
 Utilização < 70%



ANEXO B.1.2.2 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS  
 NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT  
 31.12.2030 ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



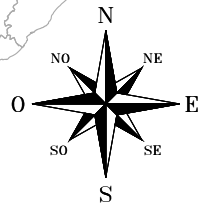
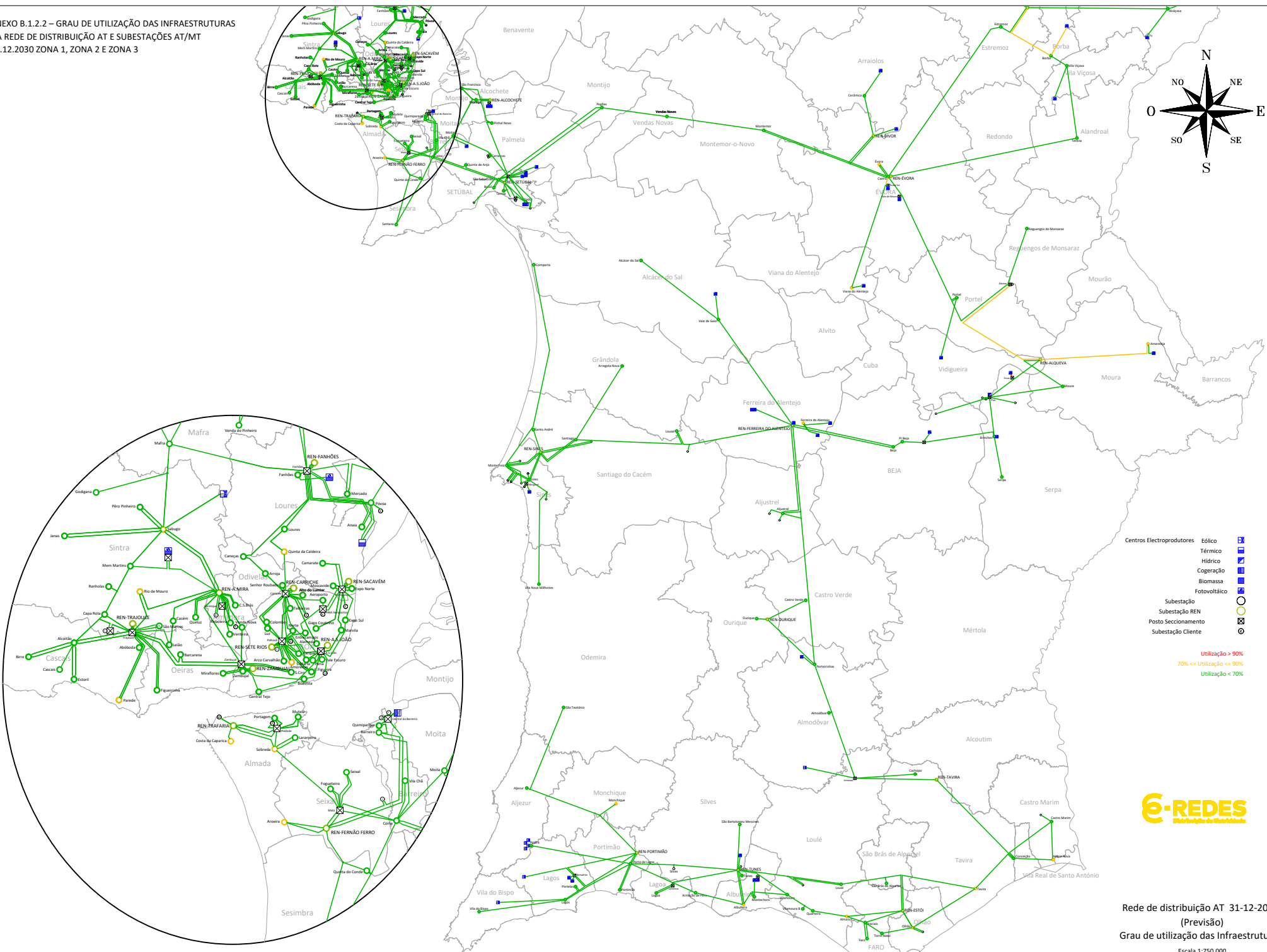
- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente

Utilização > 90%  
 70% <= Utilização <= 90%  
 Utilização < 70%



Rede de distribuição AT 31-12-2030  
 (Previsão)  
 Grau de utilização das Infraestruturas  
 Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.2.2  
 Zona 2

ANEXO B.1.2.2 – GRAU DE UTILIZAÇÃO DAS INFRAESTRUTURAS  
 NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO AT E SUBESTAÇÕES AT/MT  
 31.12.2030 ZONA 1, ZONA 2 E ZONA 3



- Centros Electroprodutores
  - Eólico
  - Térmico
  - Hídrico
  - Cogeração
  - Biomassa
  - Fotovoltaico
- Subestação
  - Subestação REN
  - Posto Seccionamento
  - Subestação Cliente

Utilização > 90%  
 70% <= Utilização <= 90%  
 Utilização < 70%




Rede de distribuição AT 31-12-2030  
 (Previsão)  
 Grau de utilização das Infraestruturas

Escala 1:750.000  
 Anexo B.1.2.2  
 Zona 3



# ANEXO B.1.3

## CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT



# ANEXO B.1.3.1

## CARACTERIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025






SE Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Ponta P95 [MW]	Carga Natural P95 [MW]	Disponibilidade e [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Finst [h]
LOUSADA	Lousada	60/15	31,5	1	19,4	-16,3	20,0	14,0	19,4	20,0	17,0	17,0	0,0	537	182	400	164	164	61,78%	0	
LOUSADO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	35,7	32,2	44,8	40,5	35,7	44,8	40,9	40,9	19,8	1.237	387	875	214	214	58,59%	0	
MACEDO DE CAVALHEIROS	Macedo de Cavaleiros	60/30	35	2	18,3	13,4	18,3	13,7	18,3	18,3	14,7	14,7	13,2	545	161	194	92	92	52,29%	0	
MARCO DE CANAVESES	Marco de Canaveses	60/15	40	2	31,3	24,1	33,4	24,1	31,3	33,4	29,0	29,0	4,3	914	298	485	152	152	79,34%	1384,08	
MIRANDELA	Mirandela	60/30	40	2	16,2	12,2	17,2	12,4	16,2	17,2	14,7	14,7	19,7	199	243	199	199	199	40,04%	0	
MOGADOURO	Mogadouro	60/30	25	2	12,2	8,1	12,5	9,5	12,2	12,5	10,7	10,7	10,2	913	236	813	120	120	49,02%	0	
MOGUEIRAS	Arcos de Valdevez	60/15	31,5	1	14,2	12,2	14,2	12,2	14,2	14,2	11,6	11,6	0,0	163	101	161	100	100	46,12%	0	
MONSERRATE	Viana do Castelo	60/15	31,5	1	14,8	12,8	14,8	13,1	14,8	14,8	13,0	13,0	1,1	739	201	648	194	194	47,42%	0	
MORGADE	Montalegre	60/15	20	1	5,2	3,4	6,2	3,6	5,2	6,2	4,6	4,6	0,0	283	119	270	119	119	26,35%	0	
PAÇOS DE FERREIRA	Paços de Ferreira	60/15	63	2	35,1	25,0	35,1	25,0	35,1	35,1	30,1	30,1	21,3	739	321	404	237	237	56,18%	0	
PENIDE	Barcelos	60/15	63	2	22,5	17,6	23,6	19,0	22,5	23,6	20,0	20,0	33,4	1.364	399	445	173	173	37,06%	0	
PEVIDÉM	Guimarães	60/15	70	3	29,7	24,5	33,0	27,0	29,7	33,0	28,6	28,6	33,2	1.783	456	895	146	146	42,57%	0	
PINHA	Aijó	60/30	30	2	13,2	11,5	13,6	11,7	13,2	13,6	11,7	11,7	13,8	336	120	149	81	81	44,07%	0	
REBORDOSA	Parades	60/15	62	3	43,0	28,6	44,0	35,3	43,0	44,0	36,8	36,8	12,2	1.352	443	657	166	166	70,38%	1611,84	
REQUIÃO	Vila Nova de Famalicão	60/15	63	2	45,1	35,8	46,6	37,2	45,1	46,6	42,3	42,3	10,9	1.199	376	496	177	177	72,67%	937,32	
ROUSSAS	Melgaço	60/15	20	1	5,2	4,7	5,2	4,7	5,2	5,2	4,3	4,3	0,0	102	68	101	68	68	26,73%	0	
RUIVÃES	Vila Nova de Famalicão	60/15	31,5	1	18,6	17,8	18,6	14,7	18,6	18,6	16,0	16,0	0,0	1.647	244	402	169	169	61,06%	0	
SANTA MARTA DE PORTUZELO	Viana do Castelo	60/15	63	2	23,6	17,9	23,6	17,9	23,6	23,6	19,1	19,1	32,8	1.548	404	1.199	221	221	37,99%	0	
SANTIAGO DE SUBARIFANA	Penafiel	60/15	31,5	1	21,6	15,7	21,6	15,7	21,6	21,6	16,3	16,3	0,0	662	193	435	168	168	68,81%	0	
SÃO JOÃO DE PONTE	Guimarães	60/15	63	2	52,1	40,5	53,4	46,7	52,1	53,4	47,7	47,7	1,7	1.624	414	1.123	223	223	83,08%	937,32	
SÃO MARTINHO DE DUME	Braga	60/15	63	2	38,6	29,3	42,7	31,7	38,6	42,7	35,8	35,8	17,9	1.428	407	679	199	199	61,52%	0	
SÃO ROMÃO DE NEIVA	Viana do Castelo	60/15	40	2	28,2	23,1	29,5	23,2	28,2	29,5	25,9	25,9	7,3	1.511	334	1.160	181	181	71,68%	569,4	
SÓUSA	Felgueiras	60/15	31,5	1	25,3	19,6	25,3	19,6	25,3	25,3	20,9	20,9	0,0	873	210	692	198	198	81,13%	525,6	
SOUTELO	Vila Pouca de Aguiar	60/30	20	1	12,1	9,6	15,0	9,9	12,1	15,0	11,7	11,7	3,5	1.785	202	1.291	193	193	60,43%	0	
TELHEIRA	Vila Real	60/30	63	2	24,4	19,8	28,2	20,5	24,4	28,2	24,1	24,1	32,3	785	206	209	120	120	38,76%	0	
TOUVEDO	Ponte da Barca	60/15	20	1	11,5	9,9	11,5	9,9	11,5	11,5	8,6	8,6	0,0	197	101	194	100	100	60,61%	0	
TROVISCOSO	Monção	60/15	40	2	14,6	10,3	14,6	10,3	14,6	14,6	12,8	12,8	21,3	130	98	129	78	78	36,83%	0	
TURIZ	Vila Verde	60/15	31,5	1	28,7	20,3	28,7	20,3	28,7	28,7	21,5	21,5	0,0	1.090	222	1.063	221	221	91,30%	674,52	
VALENÇA	Valeença	60/15	40	2	9,9	8,5	10,5	8,9	9,9	10,5	9,4	9,4	25,7	269	169	117	77	77	25,86%	0	
VALPAÇOS	Valpaços	60/15	15	1	10,7	6,8	10,8	10,7	10,8	10,8	8,7	8,7	0,0	586	150	586	150	150	71,90%	87,6	
VAROSA	Lamego	60/30	45	2	19,3	15,8	28,4	22,3	19,3	28,4	22,7	22,7	21,1	2.281	235	2.057	203	203	43,05%	0	
VIDAGO	Chaves	60/15	30	2	10,6	7,9	12,3	8,6	10,6	12,3	10,9	10,9	15,8	387	185	363	117	117	36,58%	0	
VILA DA PONTE	Montalegre	60/30/15	10	1	3,1	2,6	3,5	2,7	3,1	3,5	2,8	2,8	1,9	411	104	173	78	78	31,00%	0	
VILA DA RUA	Moimenta da Beira	60/30	31,5	1	18,7	17,6	20,4	17,9	18,7	20,4	16,8	16,8	3,8	303	148	199	120	120	59,64%	0	
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	60/15	20	1	14,7	12,1	14,7	12,1	14,7	14,7	12,5	12,5	0,0	365	140	250	119	119	73,30%	324,12	
ABÓBODA	Cascais	60/10	40	2	26,3	17,3	26,3	17,3	26,3	26,3	21,0	21,2	7,7	1.671	446	1.587	245	245	65,84%	0	
AEROPORTO	Lisboa	60/10	80	2	27,5	25,1	27,5	25,1	27,5	27,5	20,0	20,0	26,7	40,4	2.218	263	1.649	254	254	34,53%	0
ALAMEDA	Lisboa	60/10	41	1	25,4	21,8	25,4	21,8	25,4	25,4	21,7	21,7	10,5	1.763	254	1.723	252	252	63,81%	0	
ALCOITÃO	Cascais	60/10	40	2	24,0	19,4	24,0	19,4	24,0	24,0	20,6	20,6	10,0	1.564	381	1.564	381	381	60,10%	0	
ALHANDRA	Vila Franca de Xira	60/30/10	63	2	39,0	28,8	40,7	32,0	39,0	40,7	31,4	31,4	34,6	14,5	1.136	236	333	789	124	61,95%	0
ALTO DO LUMIAR	Lisboa	60/10	40	1	14,4	13,3	14,4	13,3	14,4	14,4	12,6	12,6	5,6	2.401	268	2.290	267	267	36,10%	0	
AMOREIRAS	Lisboa	60/10	40	2	25,8	24,4	25,8	24,4	25,8	25,8	22,8	22,8	8,2	1.845	357	1.780	192	192	64,57%	0	
ANAIÁ	Loures	60/30/10	51,5	2	21,1	21,0	21,6	21,4	21,1	21,6	20,9	21,2	12,7	1.367	378	240	967	173	227	41,13%	0
ARCO CARVALHÃO	Lisboa	60/10	60	2	20,7	17,6	20,7	17,6	20,7	20,7	18,8	18,8	18,2	2.046	233	976	198	198	34,63%	0	
AREIAS (VFX)	Vila Franca de Xira	60/30/10	51,5	2	7,9	14,2	7,9	14,2	14,2	14,2	12,0	12,0	19,5	1.531	418	246	464	139	182	27,91%	0
ARCEIRA	Almada	60/15	40	2	29,1	17,0	29,2	17,0	29,1	29,2	0,0	22,8	4,9	1.607	344	1.076	180	180	72,69%	254,04	
ARROJA	Odivelas	60/10	63	2	35,6	25,6	35,6	25,6	35,6	35,6	27,2	27,2	17,8	1.602	417	1.602	417	417	56,75%	0	
BARCARENA	Oeiras	60/10	40	1	8,4	7,9	8,4	7,9	8,4	8,4	7,3	7,3	11,5	927	214	840	210	210	21,29%	0	
BARREIRO	Barreiro	60/15	63	2	29,9	18,9	29,9	18,9	29,9	29,9	0,0	21,9	23,6	952	341	561	180	180	47,49%	0	
BIRRE	Cascais	60/10	63	2	31,4	20,7	31,4	20,7	31,4	31,4	26,9	26,9	22,1	865	375	547	187	187	49,94%	0	
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	60/10	60	2	29,7	31,8	29,7	31,8	31,8	31,8	24,1	28,5	3,7	1.400	237	1.078	194	194	53,86%	0	
BRASIL	Setúbal	60/15	40	2	24,2	18,6	24,3	18,9	24,2	24,3	0,0	19,6	9,7	2.179	377	1.700	198	198	60,70%	0	
CACÉM	Sintra	60/10	80	2	45,2	30,7	45,2	30,7	45,2	45,2	35,0	35,0	22,6	1.195	398	747	214	214	56,70%	0	
CAMARATE	Loures	60/10	20	1	13,7	10,2	13,7	10,2	13,7	13,7	10,1	10,1	4,3	1.305	189	708	169	169	68,74%	0	
CANEIAS	Odivelas	60/10	20	1	13,8	8,1	13,8	8,2	13,8	13,8	10,8	10,8	3,2	629	199	611	198	198	69,03%	0	
CAPA ROTA	Sintra	60/10	40	2	20,9	15,9	20,9	16,1	20,9	20,9	17,5	18,3	12,9	1.604	352	1.123	188	188	52,68%	0	
CARRASCAS	Palmela	60/30/15	51,5	2	-21,5	-22,8	12,8	10,0	-22,8	12,8	0,0	11,8	55,4	1.449	340	322	334	134	91	44,58%	0
CASAL SÃO BRÁS	Amadora	60/10	80	2	35,5	24,5	36,4	25,5	35,5	36,4	27,9	28,8	32,5	2.417	483	2.244	262	262	44,42%	0	
CASCAIS	Cascais	60/10	40	1	17,9	10,4	17,9	10,4	17,9	17,9	13,3	13,3	2,1	1.280	281	704	239	239	44,70%	0	
CENTRAL TEJO	Lisboa	60/10	80	2	32,8	30,9	32,8	30,9	32,8	32,8	29,3	30,1	35,1	1.591	251	883	223	223	41,09%	0	
COINA	Barreiro	60/30/15	71,5	2	33,3	30,6	34,7	31,9	33,3	34,7	0,0	32,4	22,2	1.823	678	430	436	251	176	46,77%	0
COLÔMBO	Lisboa	60/10	40	2	26,0	25,2	27,0	26,8	26,0	27,0	24,2	24,8	7,9	1.941	207	1.453	202	202	65,29%	0	
COSTA DA CAPARICA	Almada	60/15	31,5	1	20,2	15,7	20,2	15,7	20,2	20,2	0,0	16,4	2,8	1.333	223	1.239	224	224	64,09%	0	
ENTRECAMPOS	Lisboa	60/10	80	4	27,5	26,4	27,5	26,4	27,5	27,5	24,9	24,9	15,4	1.988	214	1.354	204	204	34,45%	0	
ESTORIL	Cascais	60/10	40	2	25,0	19,8	25,0	19,8	25,0	25,0	22,5	22,5	8,9	1.226	370	687	169	169	62,66%	0	
EXPO NORTE	L																				







SE Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Ponta P95 [MW]	Carga Natural P95 [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Finst [h]
CASALINHOS DE ALFAIATA	Torres Vedras	60/10	20	2	15,3	11,4	15,3	11,4	15,3	15,3	13,0	13,1	2,7	837	197		479	102		77,35%	1620,6
CELA	Alcobaga	60/30	31,5	1	13,8	11,9	14,2	12,4	13,8	14,2	11,3	11,6	10,8	345	158		192	116		43,92%	0
CHEGANÇAS	Alenquer	60/30	20	1	-13,2	-17,9	11,7	14,0	-17,9	14,0	9,1	8,4	3,8	744	162		719	161		90,26%	1051,2
CORUJCHE	Coruche	60/30	40	2	14,4	14,0	14,5	14,3	14,4	14,5	12,4	12,4	18,5	319	184		144	87		36,02%	0
CRUZ DO CAMPO	Cartaxo	60/30	40	2	16,1	-20,2	17,0	18,4	-20,2	18,4	15,6	16,5	14,6	706	272		417	147		51,61%	0
ENTRONCAMENTO	Entroncamento	60/30/15	63	2	27,4	24,7	27,4	24,7	27,4	27,4	22,2	22,8	21,3	1209	557	373	778	311	201	43,57%	0
ESPADANAL	Azambuja	60/30	40	2	19,5	22,0	19,5	22,0	22,0	22,0	18,9	18,9	8,7	932	301	104	287	125	70	56,40%	0
FÁTIMA	Ourém	60/30	40	2	24,3	18,2	25,3	19,0	24,3	25,3	21,2	22,2	10,7	788	295		341	137		61,05%	0
FONAINHAS	Santarém	60/30	63	2	22,9	19,3	22,9	19,3	22,9	22,9	19,2	19,1	32,9	1652	424	108	1463	234	90	36,52%	0
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	60/30	15	1	8,6	9,9	8,6	9,9	9,9	9,9	6,9	7,1	3,5	306	124		229	109		68,94%	0
LOURIÇAL	Pombal	60/30	20	1	12,9	9,0	13,0	9,0	12,9	13,0	9,4	9,3	0,0	1998	272		630	210		64,97%	0
LOURINHÃ	Lourinhã	60/30	51,5	2	20,1	16,9	20,4	16,9	20,1	20,4	16,7	17,4	20,0	328	201		260	121		39,08%	0
MARANHAO	Avis	60/30	20	1	8,4	17,1	8,7	18,4	17,1	18,4	12,9	14,5	0,0	241	116		107	73		88,92%	473,04
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	60/30	63	2	35,2	31,7	35,8	32,0	35,2	35,8	29,1	30,0	20,9	1140	380		677	201		56,11%	0
MATAÇÃES	Torres Vedras	60/30	63	2	22,5	18,2	28,4	22,5	22,5	28,4	18,4	23,6	27,3	1603	410		711	198		35,99%	0
MERCEANA	Alenquer	60/30	20	1	9,0	6,5	9,1	6,6	9,0	9,1	7,3	7,4	7,9	610	162		412	144		45,23%	0
MEXEIRO	Salvaterra de Magos	60/30	20	1	11,3	12,4	11,3	12,4	12,4	12,4	9,8	10,1	4,7	359	136		127	81		63,95%	0
OLHO BOI	Abrantes	60/30	80	2	38,8	31,3	38,8	31,7	38,8	38,8	33,2	34,0	28,8	1079	420		650	225		48,69%	0
ORTIGOSA	Leiria	60/15	40	2	25,8	21,4	25,9	21,6	25,8	25,9	20,7	21,4	5,1	542	248		436	148		65,99%	0
OURÉM	Ourém	60/30	51,5	2	23,5	18,8	23,6	19,0	23,5	23,6	20,1	20,8	17,7	417	227		373	137		45,89%	0
PARCEIROS	Leiria	60/15	31,5	1	16,6	13,9	16,6	13,9	16,6	16,6	13,0	13,0	5,4	1388	227		293	142		53,17%	0
PEDROGÃO	Pedrogão Grande	60/15	20	1	6,5	4,2	6,8	4,2	6,5	6,8	4,6	4,8	1,7	341	137		151	92		33,72%	0
PINHEIROS	Leiria	60/15	20	1	14,2	11,8	14,2	12,0	14,2	14,2	11,5	11,9	0,0	862	172		533	153		73,63%	148,92
POMBAL	Pombal	60/30	51,5	2	26,3	23,5	31,6	27,8	26,3	31,6	22,3	28,0	9,4	1562	388		633	177		51,62%	0
PONTÃO	Ansão	60/15	40	2	12,4	9,2	12,9	9,9	12,4	12,9	9,8	10,6	23,0	744	293		318	199		31,65%	0
PONTE SOR	Ponte de Sôr	60/30	40	2	13,7	10,7	13,7	10,7	13,7	13,7	10,6	10,8	22,2	219	148		164	96		34,27%	0
PRACANA	Mação	60/30	20	2	-3,1	-3,3	2,8	3,0	-3,3	3,0	1,9	2,4	15,0	1344	222		1041	117		16,72%	0
RANHA	Pombal	60/30	31,5	1	18,0	15,1	20,9	17,1	18,0	20,9	12,4	17,1	2,8	967	216		501	180		58,28%	0
RIO MAIOR	Rio Maior	60/30	40	2	24,3	23,1	24,3	23,1	24,3	24,3	21,6	22,3	9,4	1348	430		496	153		61,22%	0
SANCHEIRA	Óbidos	60/30	40	2	20,9	18,7	20,9	19,0	20,9	20,9	17,6	17,9	14,0	1829	358		1339	184		52,45%	0
SANTA CITA	Tomar	60/30	20	1	10,4	-9,4	10,6	8,0	10,4	10,6	7,2	7,6	2,4	1110	196		282	129		52,31%	0
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	60/30	31,5	1	18,5	15,3	18,5	15,3	18,5	18,5	15,8	15,8	0,0	675	199		191	115		58,91%	0
SÃO BENTO	Santarém	60/30/15	63	2	20,0	20,4	21,1	20,9	20,4	21,1	17,0	18,5	13,8	970	358	298	327	151	129	32,95%	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	60/30	80	2	24,7	-27,9	24,7	19,5	-27,9	24,7	20,5	21,8	43,2	2029	471		1260	243		36,16%	0
SÃO VICENTE	Portalegre	60/30	40	2	18,5	14,7	20,5	15,2	18,5	20,5	14,1	16,7	15,4	445	223		243	116		46,29%	0
SERRADA GRANDE	Torres Novas	60/15	40	2	25,6	19,6	25,6	19,7	25,6	25,6	19,7	20,1	8,3	746	281		252	119		64,77%	0
SERTÁ	Sertã	60/15	32,5	2	11,7	9,5	13,2	11,9	11,7	13,2	8,4	11,3	11,9	228	151		144	82		36,70%	0
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	60/10	40	2	19,0	15,3	19,0	15,3	19,0	19,0	16,0	16,7	17,0	1376	334		825	174		47,92%	0
TURQUEL	Alcobaga	60/30	63	2	24,0	22,3	27,9	24,6	24,0	27,9	20,0	24,4	25,6	561	304		244	141		38,47%	0
VALE FIGUEIRA	Santarém	60/15	20	1	-11,4	-13,6	2,8	3,3	-13,6	3,3	2,4	2,5	6,0	429	150		229	115		73,70%	8,76
VALE TEJO	Alenquer	60/30	61,5	2	26,4	23,0	27,0	26,5	26,4	27,0	23,1	25,3	28,2	1883	503		1725	243		43,35%	0



ANEXO B.1.3.2  
CARACTERIZAÇÃO DAS  
SUBESTAÇÕES AT/MT  
31.12.2030









SE Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Ponta P95 [MW]	Carga Natural P95 [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]
ALBERGARIA	Albergaria-a-Velha	60/15	20	1	14,4	11,1	15,5	11,4	14,4	15,5	11,2	12,5	1,6	1622	189		481	150		74%	175,2
ALFENGA	Valongo	60/15	20	2	28,0	21,5	34,3	28,0	28,0	34,3	21,5	22,6	22,6	1766	431		529	276		41%	
AMEIRA	Matosinhos	60/15	61,5	2	25,1	17,1	25,4	19,1	25,1	25,4	18,1	20,0	22,6	1436	411		1393	255		74%	0
ANTAS	Porto	60/15	93	3	37,7	31,6	37,7	31,6	37,7	37,7	33,6	33,6	40,3	1996	721		1571	303		41%	0
ARADA	Ovar	60/15	63	2	24,6	23,8	26,7	23,8	24,6	26,7	20,8	23,3	26,5	1033	369		729	207		40%	0
AREIAS (NORTE)	Santo Tirso	60/15	63	2	26,5	21,9	26,5	21,9	26,5	26,5	0,0	23,5	23,9	1677	235		1158	222		44%	0
AROUCÇA	Arouca	60/15	20	1	10,1	6,3	10,1	6,5	10,1	10,1	5,8	7,9	0,0	355	92		237	82		52%	0
AVANÇA	Estarreja	60/15	51,5	2	32,5	27,1	34,3	28,3	32,5	34,3	27,1	31,2	0,7	3058	481		1967	236		64%	0
AVEIRO	Aveiro	60/15	63	2	32,5	27,9	32,5	28,0	32,5	32,5	29,4	29,4	17,8	1251	393		842	213		52%	0
BARRO	Águeda	60/15	63	2	24,0	18,6	28,5	22,2	24,0	28,5	20,9	24,6	26,5	1643	410		973	217		39%	0
BEIRIZ	Póvoa de Varzim	60/15	63	2	55,8	45,3	55,8	45,3	55,8	55,8	45,7	45,9	0,0	1244	377		675	198		91%	3206,16
BOAVISTA (PORTO)	Porto	60/15	80	2	45,9	32,8	45,9	32,8	45,9	45,9	36,2	36,2	16,8	2026	260		1336	247		58%	0
BÚSTOS	Oliveira do Bairro	60/15	40	2	20,65	16,69	20,6	16,7	20,65	20,6	17,4	17,4	13,0	964	303		258	120	0	52%	0
CAMPO 24 DE AGOSTO	Porto	60/15	60	2	33,1	24,5	33,1	24,5	33,1	33,1	28,0	28,0	14,6	1789	308		1197	284		56%	0
CAMPO ALEGRE	Porto	60/15	90	3	34,1	29,4	34,1	29,4	34,1	34,1	31,2	31,2	43,7	1738	649		1359	311		38%	0
CARREGOSA	Oliveira de Azeméis	60/15	31,5	1	21,6	17,2	21,8	17,6	21,6	21,8	15,3	18,1	0,8	1291	226		520	180		72%	8,76
CASARÃO	Águeda	60/15	40	2	8,5	7,1	8,5	7,1	8,5	8,5	7,4	7,4	24,8	1111	321		678	110		23%	0
CUSTÓIAS	Matosinhos	60/15	80	2	33,0	24,6	34,0	26,4	33,0	34,0	25,8	27,9	31,4	2536	488		2431	267		42%	0
DEVEJA VELHA	São João da Madeira	60/15	63	2	32,8	26,8	32,8	26,8	32,8	32,8	28,1	28,1	17,2	1157	364		916	184		54%	0
ESQUEVA	Aveiro	60/15	63	2	34,0	27,3	34,1	27,8	34,0	34,1	28,0	28,9	15,8	1438	418		1055	232		55%	0
ESPINHO	Espinho	60/15	63	2	31,3	24,9	31,3	25,1	31,3	31,9	26,1	26,7	19,0	1232	459		1031	250		50%	0
FÂNZERES	Gondomar	60/15	63	2	44,7	29,4	44,7	29,4	44,7	44,7	32,6	33,6	3,5	1520	395		628	166		72%	43,8
FEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	-26,9	-28,8	18,4	14,6	-28,8	18,4	15,1	15,4	3,7	1293	226		521	182		92%	499,32
GAFANHA	Ílhavo	60/15	51,5	2	29,7	25,9	29,7	25,9	29,7	29,7	26,8	26,8	3,8	846	361		495	167		59%	0
GONDOMAR	Gondomar	60/15	63	2	24,5	17,6	25,1	17,7	24,5	25,1	19,9	20,5	26,6	1296	425		712	220		39%	0
GUEIFÕES	Maia	60/15	63	2	31,4	21,7	31,4	21,7	31,4	31,4	24,0	24,0	18,6	2785	440		2620	238		51%	0
ÍLHAVO	Ílhavo	60/15	63	2	33,3	28,8	36,3	32,0	33,3	36,3	28,5	32,7	16,4	1466	377		544	188		54%	0
INHHA	Santa Maria da Feira	60/15	20	1	14,4	9,2	17,0	12,7	14,4	17,0	10,1	13,2	1,1	1202	182		598	159		73%	61,32
JOVIM	Gondomar	60/15	40	2	22,0	15,0	22,0	15,0	22,0	22,0	17,9	17,9	9,8	699	260		631	160		56%	0
LAPA	Porto	60/15	63	2	24,9	18,2	24,9	18,2	24,9	24,9	20,9	20,9	26,1	1477	239		1228	229		40%	0
MAIA	Maia	60/15	94,5	3	56,1	45,6	57,5	48,5	56,1	57,5	50,9	53,1	22,7	3144	707		2811	284		61%	0
MATOSINHOS	Matosinhos	60/15	63	2	28,1	22,6	28,1	22,6	28,1	28,1	23,6	23,6	22,6	2131	494		1608	268		45%	0
MATOSINHOS SUL	Matosinhos	60/15	31,5	1	11,2	10,9	14,9	11,9	11,2	14,9	9,3	11,7	2,8	1841	247		1468	239		36%	0
MINDELO	Vila do Conde	60/15	31,5	1	20,6	17,4	20,6	17,4	20,6	20,6	16,5	16,5	4,1	876	212		576	165		65%	0
MOGOFORES	Anadia	60/15	40	2	15,6	12,8	16,2	12,9	15,6	16,2	13,9	13,9	21,5	1667	344		1061	183	0	40%	0
MONTE DOS BURGOS	Porto	60/15	61,5	2	29,2	26,6	30,8	26,6	29,2	30,8	25,4	28,0	18,8	1955	312		1484	297		47%	0
MOSTEIRO	Vila do Conde	60/15	63	2	23,2	18,4	23,2	18,4	23,2	23,2	20,2	20,2	28,1	1539	421		1227	234		38%	0
MURO	Trofa	60/15	63	2	30,2	25,3	30,7	25,9	30,2	30,7	25,1	27,1	20,1	1317	397		795	212		49%	0
NOGUEIRA DA REGEDOURA	Santa Maria da Feira	60/15	31,5	1	13,8	11,0	13,8	11,0	13,8	13,8	10,5	10,5	0,5	1881	237		1511	230		44%	0
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	Oliveira de Azeméis	60/15	63	2	39,0	35,5	39,9	35,5	39,0	39,9	34,0	35,9	10,1	1506	405		501	180		62%	0
OLIVEIRA DO BAIRRO	Oliveira do Bairro	60/15	31,5	1	15,9	10,9	16,1	12,3	15,9	16,1	11,0	12,2	1,4	855	213		489	181		51%	0
OVAR	Ovar	60/15	63	2	26,5	21,7	26,5	21,7	26,5	26,5	21,9	24,4	14,80	409	601		293	293		43%	0
PALMILHEIRA	Valongo	60/15	63	2	26,0	19,6	26,0	19,6	26,0	26,0	21,2	21,3	25,0	2365	450		2027	246		41%	0
PARANHOS	Porto	60/15	63	2	40,1	25,0	42,3	27,0	40,1	42,3	25,5	29,4	17,6	1740	547		1427	311		54%	0
PEDROSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	30,0	31,0	30,0	31,0	30,0	40,0	34,9	34,9	9,2	2072	489		1739	271		60%	0
RIO MEÃO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	41,6	35,1	45,0	38,6	41,6	45,0	38,6	40,9	5,8	1930	619		815	193		67%	0
SANGUEDO	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	33,6	23,6	33,6	23,6	33,6	33,6	27,8	27,8	16,4	1448	414		804	214		55%	0
SANTA CRUZ DO BISPO	Matosinhos	60/15	80	2	43,2	35,0	43,2	35,0	43,2	43,2	36,8	36,8	19,9	2352	481		2041	263		54%	0
SANTA MARINHA	Vila Nova de Gaia	60/15	40	1	13,3	12,6	13,3	12,6	13,3	13,3	11,9	11,9	5,4	1672	253		1230	241		33%	0
SÃO JOÃO DA MADEIRA	Santa Maria da Feira	60/15	63	2	21,3	16,4	21,3	16,4	21,3	21,3	18,9	18,9	30,1	1123	379		626	196		34%	0
SÃO MARTINHO DO CAMPO	Santo Tirso	60/15	63	2	39,4	34,8	60,0	49,1	39,4	60,0	0,0	53,3	16,8	1629	415		638	195		63%	0
SERRA DO PILAR	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	19,3	17,4	19,3	17,4	19,3	19,3	16,8	16,8	32,5	1060	234		1060	234		31%	0
SERZEDO	Vila Nova de Gaia	60/15	31,5	1	18,6	14,9	18,6	14,9	18,6	19,1	15,5	16,6	4,1	2009	246		964	218		59%	0
SEVER DO VOUGA	Sever do Vouga	60/15	20	1	-8,3	5,8	8,7	6,4	-8,3	8,7	4,6	6,7	0,6	671	159		338	130		43%	0
VALE CAMBRA	Vale de Cambra	60/15	40	2	19,1	19,5	19,8	20,0	19,5	20,0	17,0	18,1	9,6	1243	332		678	273		51%	0
VALONGO	Valongo	60/15	63	2	32,7	24,9	34,9	25,4	32,7	34,9	26,0	28,8	17,2	1698	445		923	242		52%	0
VERDINHO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	32,9	28,9	32,9	28,9	32,9	32,9	28,3	28,3	17,2	1757	462		1240	416		52%	0
VILA DO CONDE	Vila do Conde	60/15	63	2	37,2	30,4	38,7	31,5	37,2	38,7	34,9	34,9	12,1	1253	398		807	197		59%	0
VILA NOVA DE GAIA	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	40,6	30,9	40,6	30,9	40,6	40,6	34,8	34,8	8,6	1912	473		1360	257		65%	0
VILAR DO PARAÍSO	Vila Nova de Gaia	60/15	63	2	40,3	29,4	40,3	29,4	40,3	40,3	34,5	34,5	8,7	2233	487		1871	467		64%	0
VISTA ALEGRE	Albergaria-a-Velha	60/15	40	2	17,3	14,9	18,4	16,0	17,3	18,4	16,6	16,6	14,9	1053	307		611	160		45%	0
VITÓRIA	Porto	60/15	63	2	31,6	30,4	31,6	30,4	31,6	31,6	28,5	28,5	18,8	1602	411		1321	228		50%	0
ALCÃOVOA	Eivas	60/30	63	2	32,1	28,7	32,4	29,5	32,1	32,4	25,7	26,3	14,9	490	263		265	135		51%	0
ALCANEDE	Santarém	60/30	20	1	17,0	14,1	18,1	15,1	17,0	18,1	14,0	15,6	0,0	540	151		514	149		87%	779,64
ALCOBAÇA	Alcobaça	60/30	31,5	1	19,1	15,6	19,1	15,6	19,1	19,1	16,5	16,5	0,0	472	175		287	137		61%	0
ALMEIRIM	Almeirim	60/30	40	2	21,8	30,1	21,8	30,4	30,1	30,4	23,1	23,3	7,1	770	288		451	153		76%	367,92
ALMOURQ	Vila Nova da Barquinha	60/30	20	1	16,3	17,5</															




SE Nome	Concelho	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Potência instalada AT/MT [MVA]	Nº TP's AT/MT	Ponta Inverno [MW]	Ponta Verão [MW]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Ponta [MW]	Carga Natural [MW]	Ponta P95 [MW]	Carga Natural P95 [MW]	Disponibilidade [MVA]	SCC Máx AT [MVA]	SCC Máx MT1 [MVA]	SCC Máx MT2 [MVA]	SCC Min AT [MVA]	SCC Min MT1 [MVA]	SCC Min MT2 [MVA]	Utilização [%]	Duração da Ponta >70% Pinst [h]	
GLÓRIA	Salvaterra de Magos	60/30	15	1	9,5	11,0	9,5	11,0	11,0	11,0	7,7	7,9	2,5	317	126		229	109		76%	8,76	
LOURICAL	Pombal	60/30	20	1	14,1	9,8	14,1	9,8	14,1	14,1	10,2	10,1	0,0	2015	272		630	210		71%	8,76	
LOURINHÁ	Lourinhã	60/30	51,5	2	22,0	17,6	23,8	19,7	22,0	23,8	17,7	20,3	16,5	336	205		260	121		43%	0	
MARANHÃO	Avis	60/30	20	1	8,4	17,1	8,7	18,5	17,1	18,5	13,0	14,5	0,0	241	116		124	80		89%	464,28	
MARINHA GRANDE	Marinha Grande	60/30	63	2	38,3	34,5	38,9	34,8	38,3	38,9	31,7	32,6	17,7	1151	382		677	201		61%	0	
MATACÃES	Torres Vedras	60/30	63	2	20,0	16,3	25,1	19,9	20,0	25,1	16,0	20,7	30,6	1845	424		711	198		32%	0	
MERCEANA	Alenquer	60/30	20	1	9,4	6,8	9,4	6,8	9,4	9,4	7,5	7,6	7,6	641	165		412	144		47%	0	
MEXEIRO	Salvaterra de Magos	60/30	20	1	12,4	13,6	12,5	13,7	13,6	13,7	10,8	11,1	3,4	375	138		128	81		71%	17,52	
OLHO BOI	Abrantes	60/30	80	2	42,5	33,9	42,5	34,3	42,5	42,5	36,2	37,1	25,1	943	397		627	222		53%	0	
ORTIGOSA	Leiria	60/15	40	2	25,7	21,3	25,8	21,5	25,7	25,8	20,7	21,4	5,2	544	249		436	148		66%	0	
OURÉM	Ourém	60/30	51,5	2	26,2	20,9	26,2	21,1	26,2	26,2	22,3	23,2	14,9	418	228		296	125		51%	0	
PARCEIROS	Leiria	60/15	31,5	1	16,5	13,8	16,5	13,8	16,5	16,5	13,0	13,0	5,5	1404	228		293	142		53%	0	
PEDROGÃO	Pedrogão Grande	60/15	20	1	8,3	5,4	8,7	5,4	8,3	8,7	6,0	6,2	0,0	341	137		148	91		44%	0	
PINHEIROS	Leiria	60/15	20	1	14,1	11,8	14,1	11,9	14,1	14,1	11,5	11,9	0,0	869	172		533	153		73%	140,16	
POMBAL	Pombal	60/30	51,5	2	30,3	26,9	35,6	31,3	30,3	35,6	25,8	31,6	5,3	1594	390		633	177		59%	0	
PONTÃO	Ansião	60/15	40	2	13,7	10,2	14,3	10,9	13,7	14,3	10,9	11,7	21,6	745	293		318	139		35%	0	
PONTE SOR	Ponte de Sôr	60/30	40	2	12,2	9,5	12,2	9,5	12,2	12,2	9,5	9,6	23,7	213	145		161	95		31%	0	
PORTALEGRE ZI	Portalegre	60/30	20	1	5,9	4,4	5,9	4,4	5,9	5,9	4,7	4,7	1,3	339	134		231	114		32%	0	
PRACANA	Mação	60/30	30	2	2,9	-3,1	3,2	3,4	-3,1	3,4	2,2	2,7	14,6	1344	222		1041	117		10%	0	
RANHA	Pombal	60/30	31,5	1	20,0	16,6	23,0	18,8	20,0	23,0	13,9	18,8	0,6	979	217		501	180		65%	0	
RIO MAIOR	Rio Maior	60/30	40	2	23,6	22,5	23,6	22,5	23,6	23,6	21,0	21,6	10,1	1366	432		496	153		59%	0	
SANCHEIRA	Óbidos	60/30	40	2	24,0	21,5	24,1	21,8	24,0	24,1	20,2	20,6	10,9	1863	359		1339	184		60%	0	
SANTA CITA	Tomar	60/30	20	1	10,2	-9,5	10,3	7,8	10,2	10,3	7,0	7,4	2,7	1118	196		282	129		51%	0	
SANTO ONOFRE	Caldas da Rainha	60/30	31,5	1	22,1	18,3	22,1	18,3	22,1	22,1	18,9	18,9	0,0	680	199		191	115		71%	113,88	
SÃO BENTO	Santarém	60/30/15	63	2	20,3	20,8	21,5	21,3	20,8	21,5	17,4	18,9	13,0	992	361	301	327	151	129		34%	0
SÃO JORGE	Porto de Mós	60/30	80	2	25,5	-27,6	25,5	20,1	-27,6	25,5	21,2	22,6	42,4	2064	473		1260	243		36%	0	
SÃO VICENTE	Portalegre	60/30	40	2	12,5	-11,2	14,1	10,4	12,5	14,1	9,6	11,5	21,9	447	223		243	116		31%	0	
SERRADA GRANDE	Torres Novas	60/15	40	2	31,5	24,2	31,5	24,2	31,5	31,5	24,3	24,8	2,3	748	281		252	119		80%	543,12	
SERTÁ	Sertá	60/15	32,5	2	12,9	10,4	14,5	13,0	12,9	14,5	9,5	12,4	10,6	221	147		194	95		40%	0	
SOUSEL	Sousel	60/30	20	1	4,3	4,6	4,3	4,7	4,6	4,7	3,6	3,8	5,2	814	174		87	63		25%	0	
TORRES VEDRAS SUL	Torres Vedras	60/10	40	2	24,6	18,7	25,1	20,3	24,6	25,1	20,2	21,7	10,9	1551	343		825	174		62%	0	
TURQUEL	Alcobaça	60/30	63	2	27,7	25,5	31,6	27,9	27,7	31,6	22,6	27,6	21,9	564	305		244	141		44%	0	
VALE FIGUEIRA	Santarém	60/15	20	1	-11,4	-13,6	2,8	3,4	-13,6	3,4	2,5	2,5	5,9	433	150		229	115		74%	8,76	
VALE TEJO	Alenquer	60/30	61,5	2	27,3	23,8	28,0	27,4	27,3	28,0	23,9	26,2	27,3	1937	515		1725	243		45%	0	
VENDA NOVA (TOMAR)	Tomar	60/30/15	63	2	29,4	23,2	29,4	23,3	29,4	29,4	22,8	22,9	0,0	1038	327	182	629	173	164		47%	0
VILA MOREIRA	Alcanena	60/30	40	2	20,8	15,6	21,3	17,1	20,8	21,3	16,4	17,9	12,7	594	262		345	140		53%	0	



# ANEXO B.2

## CARACTERIZAÇÃO DA REDE MT



# ANEXO B.2.1

## CARACTERIZAÇÃO

### DA REDE MT 31.12.2025

Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
ABÓBODA	ABÓBODA	AT/MT	60/10	10	26,3	17,3	26,3	19	7,90	121,3	129,2	6,7	1,4	0,9	1,4	0
AÇOREIRA	AÇOREIRA	AT/MT	60/30	30	13,4	11,5	13,4	6	602,64	13,6	616,24	101,4	2,2	1,9	2,2	5
AEROPORTO	AEROPORTO	AT/MT	60/10	10	27,5	25,1	27,5	27	0,00	85,5	85,5	3,1	1,0	0,9	1,0	0
ÁGUEDA	ÁGUEDA	AT/MT	60/15	15	35,4	27,0	35,4	11	250,83	24,8	275,6	24,7	3,2	2,5	3,2	0
ÁGUIEIRA	ÁGUIEIRA	AT/MT	60/15	15	8,7	6,6	8,7	4	163,50	7,2	170,7	42,1	2,2	1,6	2,2	0
ALAMEDA	ALAMEDA	AT/MT	60/10	10	25,4	21,8	25,4	18	0,00	25,4	25,4	3,0	1,4	1,4	1,4	0
ALBERGARIA	ALBERGARIA	AT/MT	60/15	15	14,9	10,9	14,9	6	150,07	1,7	151,8	25,0	2,5	1,8	2,5	0
ALBUFEIRA	ALBUFEIRA	AT/MT	60/15	15	30,7	32,3	32,3	11	15,89	93,7	109,6	9,8	2,8	2,9	2,9	0
ALCÁCER DO SAL	ALCÁCER DO SAL	AT/MT	60/30	30	11,2	7,5	11,2	6	307,82	21,3	329,1	54,2	1,9	1,3	1,9	2
ALCÁÇOVA	ALCÁÇOVA	AT/MT	60/30	30	30,8	28,0	30,8	11	597,48	46,1	643,6	57,8	2,8	2,5	2,8	4
ALCAINS	ALCAINS	AT/MT	60/30/15	30	10,0	7,9	10,0	5	105,52	0,8	106,3	21,0	2,0	1,6	2,0	1
ALCAINS	ALCAINS	AT/MT	60/30/15	15	10,0	7,9	10,0	6	233,67	7,4	241,1	39,7	1,7	1,3	1,7	1
ALCANEDE	ALCANEDE	AT/MT	60/30	30	17,8	14,8	17,8	4	114,43	3,5	118,0	29,1	4,5	3,7	4,5	0
ALCOBAÇA	ALCOBAÇA	AT/MT	60/30	30	16,4	13,4	16,4	5	85,25	24,7	110,0	21,7	3,3	2,7	3,3	0
ALCOITÃO	ALCOITÃO	AT/MT	60/10	10	24,0	19,4	24,0	15	11,26	97,8	109,1	7,2	1,6	1,3	1,6	0
ALDEIA NOVA	ALDEIA NOVA	AT/MT	60/15	15	14,6	11,8	14,6	11	71,47	97,0	168,5	15,1	1,3	1,3	1,3	0
ALEGRIA	ALEGRIA	AT/MT	60/15	15	30,9	22,1	30,9	6	1,26	77,8	79,1	13,0	5,2	3,7	5,2	0
ALFARELOS	ALFARELOS	AT/MT	60/15	15	12,3	9,2	12,3	6	151,85	14,6	166,5	27,4	1,5	1,5	2,0	0
ALFENA	ALFENA	AT/MT	60/15	15	28,8	22,2	28,8	6	64,58	41,4	106,0	13,1	3,6	2,8	3,6	0
ALHANDRA	ALHANDRA	AT/MT	60/30/10	30	40,7	32,0	40,7	10	102,08	54,8	156,9	15,5	4,1	3,2	4,1	0
ALHANDRA	ALHANDRA	AT/MT	60/30/10	10	40,7	32,0	40,7	9	48,92	50,3	99,3	10,9	4,5	3,6	4,5	0
ALJEZUR	ALJEZUR	AT/MT	60/15	15	5,5	0,0	5,5	4	130,46	23,2	153,7	37,9	1,4	0,0	1,4	0
ALJUSTREL	ALJUSTREL	AT/MT	60/30/15	30	11,0	0,0	11,0	5	456,07	4,4	460,5	90,9	2,2	0,0	2,2	3
ALJUSTREL	ALJUSTREL	AT/MT	60/30/15	15	11,0	0,0	11,0	4	92,62	9,9	102,5	25,3	2,7	0,0	2,7	0
ALMANCIL	ALMANCIL	AT/MT	60/15	15	12,6	0,0	12,6	7	30,93	67,0	98,0	13,8	1,8	0,0	1,8	0
ALMEIRIM	ALMEIRIM	AT/MT	60/30	30	18,8	26,3	26,3	9	375,58	32,1	407,7	44,7	2,1	2,9	2,9	4
ALMODÓVAR	ALMODÓVAR	AT/MT	60/15	15	3,5	0,0	3,5	4	196,86	4,9	201,8	49,8	0,9	0,0	0,9	0
ALMOUROL	ALMOUROL	AT/MT	60/30	30	14,9	16,4	16,4	6	261,77	12,0	273,7	45,0	2,7	2,7	2,7	1
ALPALHÃO	ALPALHÃO	AT/MT	60/30	30	9,4	7,5	9,4	6	391,95	9,0	400,9	66,0	1,6	1,3	1,6	2
ALTER DO CHÃO	ALTER DO CHÃO	AT/MT	60/30	30	5,6	4,4	5,6	5	324,72	5,1	329,8	65,1	1,1	0,9	1,1	2
ALTO DE SÃO JOÃO	ALTO DE SÃO JOÃO	AT/MT	60/15	15	16,8	14,2	16,8	10	16,85	46,0	61,9	6,1	1,4	1,4	1,7	0
ALTO DO LUMIAR	ALTO DO LUMIAR	AT/MT	60/10	10	14,4	13,3	14,4	8	0,00	27,5	27,5	3,4	1,8	1,7	1,8	0
ALVAIÁZERE	ALVAIÁZERE	AT/MT	60/15	15	4,5	3,2	4,5	5	90,67	3,8	94,4	18,6	0,9	0,6	0,9	0
ALVELOS	ALVELOS	AT/MT	60/15	15	43,5	40,1	43,5	10	200,75	20,8	221,6	21,9	4,3	4,0	4,3	0
AMARANTE	AMARANTE	AT/MT	60/15	15	23,1	19,4	23,1	6	174,81	24,6	199,4	32,8	3,8	3,2	3,8	1
AMARELEJA	AMARELEJA	AT/MT	60/30	30	0,0	0,0	0,0	6	281,66	6,4	288,1	47,4	0,0	0,0	0,0	2
AMARES	AMARES	AT/MT	60/15	15	27,4	20,8	27,4	8	255,13	15,5	270,6	33,4	3,4	2,6	3,4	0
AMIEIRA	AMIEIRA	AT/MT	60/15	15	26,1	19,6	26,1	10	21,41	52,8	74,2	7,3	2,6	2,0	2,6	0
AMOREIRAS	AMOREIRAS	AT/MT	60/10	10	25,8	24,4	25,8	18	0,00	34,4	34,4	1,9	1,4	1,4	1,4	0
ANAIA	ANAIA	AT/MT	60/30/10	30	21,6	21,4	21,6	7	6,80	6,4	13,2	1,9	3,1	3,1	3,1	0
ANAIA	ANAIA	AT/MT	60/30/10	10	21,6	21,4	21,6	7	4,35	42,5	46,9	6,6	3,1	3,1	3,1	0
ÂNCORA	ÂNCORA	AT/MT	60/15	15	9,4	7,6	9,4	3	64,83	8,7	73,5	24,2	3,1	2,5	3,1	0
ÂNDRINOS	ÂNDRINOS	AT/MT	60/30/15	30	33,1	24,9	33,1	1	21,09	1,1	22,2	22,0	33,1	24,9	33,1	0
ÂNDRINOS	ÂNDRINOS	AT/MT	60/30/15	15	33,1	24,9	33,1	12	80,64	61,3	142,0	11,7	2,8	2,1	2,8	0
ANTANHOL	ANTANHOL	AT/MT	60/15	15	10,4	7,6	10,4	6	51,48	26,3	77,7	12,8	1,7	1,3	1,7	0
ANTAS	ANTAS	AT/MT	60/15	15	37,3	31,2	37,3	26	0,00	94,1	94,1	3,6	1,4	1,2	1,4	0
ARADA	ARADA	AT/MT	60/15	15	26,7	23,8	26,7	7	80,10	16,0	96,1	13,5	3,8	3,4	3,8	0
ARCO CARVALHÃO	ARCO CARVALHÃO	AT/MT	60/10	10	20,7	17,6	20,7	20	0,00	66,2	66,2	3,3	1,0	0,9	1,0	0
AREIAS NORTE	AREIAS (NORTE)	AT/MT	60/15	15	25,5	21,1	25,5	6	71,82	27,4	99,2	16,3	4,3	3,5	4,3	0
AREIAS (VFX)	AREIAS (VFX)	AT/MT	60/30/10	30	7,9	14,2	14,2	6	13,75	10,6	24,4	4,0	1,3	2,4	2,4	0
AREIAS (VFX)	AREIAS (VFX)	AT/MT	60/30/10	10	7,9	14,2	14,2	2	0,93	12,6	13,6	6,7	3,9	7,1	7,1	0
ARGANIL	Arganil	AT/MT	60/15	15	8,8	8,9	8,9	3	58,77	9,2	68,0	22,4	3,0	2,9	3,0	0
ARMAÇÃO DE PERA	ARMAÇÃO DE PERA	AT/MT	60/15	15	21,8	0,0	21,8	9	165,29	74,8	240,1	26,3	2,4	0,0	2,4	0
AROEIRA	AROEIRA	AT/MT	60/15	15	29,2	17,0	29,2	8	5,69	100,3	106,0	13,1	3,6	2,1	3,6	0
AROUÇA	AROUÇA	AT/MT	60/15	15	9,5	6,2	9,5	6	229,32	5,2	234,5	38,6	1,6	1,0	1,6	0
ARROJA	ARROJA	AT/MT	60/10	10	35,6	20,6	35,6	18	10,13	85,0	95,1	5,2	2,0	1,1	2,0	0
ARRONCHES	ARRONCHES	AT/MT	60/30	30	6,2	5,4	6,2	5	321,65	7,0	328,7	64,9	1,2	1,1	1,2	2
ATOUGUIA	ATOUGUIA	AT/MT	60/30/15	30	28,0	26,7	28,0	5	116,80	16,7	133,5	26,4	5,6	5,3	5,6	0
ATOUGUIA	ATOUGUIA	AT/MT	60/30/15	15	28,0	26,7	28,0	6	52,31	42,4	94,7	15,6	4,7	4,4	4,7	0
AVANCA	AVANCA	AT/MT	60/15	15	33,4	27,6	33,4	10	144,44	36,7	181,2	17,9	3,3	2,8	3,3	0
AVEIRO	AVEIRO	AT/MT	60/15	15	32,2	27,6	32,2	11	36,86	55,2	92,1	8,3	2,9	2,5	2,9	0
AVEIRAS	Azambuja	MT/MT	30/15	15	6,7	5,6	6,7	4	25,81	2,1	27,9	6,9	1,7	1,4	1,7	0
GUARITA	Azambuja	MT/MT	30/15	15	5,9	4,2	5,9	3	56,10	0,8	56,9	18,7	2,0	1,4	2,0	0
AZÓIA	AZÓIA	AT/MT	60/30/15	30	22,1	16,8	22,1	2	50,92	3,2	54,1	26,7	11,1	8,4	11,1	0
AZÓIA	AZÓIA	AT/MT	60/30/15	15	22,1	16,8	22,1	6	116,93	9,9	126,8	20,9	3,7	2,8	3,7	0
BARCARENA	BARCARENA	AT/MT	60/10	10	8,4	7,9	8,4	7	3,64	17,7	21,3	3,0	1,2	1,1	1,2	0
BARREIRO	BARREIRO	AT/MT	60/15	15	29,9	18,9	29,9	10	0,93	68,1	69,0	6,8	3,0	1,9	3,0	0
BARRÓ	BARRÓ	AT/MT	60/15	15	27,8	21,6	27,8	10	167,21	8,7	175,9	17,4	2,8	2,2	2,8	0
BEIRIZ	BEIRIZ	AT/MT	60/15	15	48,0	38,0	48,0	11	138,63	74,1	212,7	44,1	4,4	3,5	4,4	0
BEJA	BEJA	AT/MT	60/30/15	30	27,9	0,0	27,9	6	374,30	14,1	388,4	63,9	4,7	0,0	4,7	3
BEJA	BEJA	AT/MT	60/30/15	15	27,9	0,0	27,9	9	124,50	41,2	165,7	18,2	3,1	0,0	3,1	0
P. INDUSTRIAL BEJA	Beja	MT/MT	30/15	15	0,7	0,8	0,8	4	2,39	3,8	6,2	1,5	0,2	0,2	0,2	0
BELMONTE	BELMONTE	AT/MT	60/15	15	7,7	5,3	7,7	5	236,92	2,6	239,5	47,3	1,5	1,1	1,5	0
BELVER	BELVER	AT/MT	60/30	30	7,0	5,9	7,0	7	267,45	8,3	275,8	38,9	1,0	0,8	1,0	3
BENAVENTE	BENAVENTE	AT/MT	60/30	30	11,0	18,7	18,7	5	46,91	10,7	57,6	11,4	2,2	3,7	3,7	0
BIRRE	BIRRE	AT/MT	60/10	10	31,4	20,7	31,4	17	17,30	138,6	155,9	9,1	1,8	1,2	1,8	0
BOAVISTA (Porto)	BOAVISTA (PORTO)	AT/MT	60/15	15	45,2	32,4	45,2	22	0,00	107,0	107,0	4,8	2,1	1,5	2,1	0
BOMBARDEIRA	BOMBARDEIRA	AT/MT	60/10	10	10,4	8,9	10,4	6	57,33	19,7	77,0	12,7	1,7	1,5	1,7	0
BORBA	BORBA	AT/MT	60/15	15	6,2	-11,7	6,2	6	102,24	13,6	115,8	19,1	1,0	-2,0	1,0	1
BRACIAIS	BRACIAIS	AT/MT	60/15	15	21,2	21,1	21,2	10	89,57	68,1	157,7	15,6	2,1	2,1	2,1	0
BRAGA	BRAGA	AT/MT	60/15	15	32,0	26,2	32,0	12	27,51	63,0	90,5	7,4	2,2	2,2	2,7	0
BRAGANÇA	BRAGANÇA	AT/MT	60/30	30	33,1	21,6	33,1	9	582,09	71,7	653,8	71,				

Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]		
CACÉM	CACÉM	AT/MT	60/10	10	45,2	30,7	45,2	24	17,03		102,2	119,3	4,9	1,9	1,9	0		
CACHOPO	CACHOPO	AT/MT	60/15	15	13,7	11,4	13,7	4	310,15			311,4	76,8	2,9	3,4	2		
CADÁVAL	CADÁVAL	AT/MT	60/30	30	11,0	10,2	11,0	7	149,28			158,1	22,3	1,6	1,5	0		
CAEIRA	CAEIRA	AT/MT	60/30/15	30	20,7	20,3	20,7	8	608,71			632,4	78,0	2,6	2,5	4		
CAEIRA	CAEIRA	AT/MT	60/30/15	15	20,7	20,3	20,7	7	0,32			50,8	5,1	7,2	3,0	0		
CALDAS DA RAINHA	CALDAS DA RAINHA	AT/MT	60/30	30	19,4	16,9	19,4	5	36,76			41,6	73,3	15,5	3,4	0		
CAMARATE	CAMARATE	AT/MT	60/10	10	13,7	10,2	13,7	6	6,54			38,1	44,7	7,3	2,3	0		
CAMPO 24 DE AGOSTO	CAMPO 24 DE AGOSTO	AT/MT	60/15	15	32,6	24,2	32,6	18	0,00			59,6	59,6	3,3	1,8	0		
CAMPO ALEGRE	CAMPO ALEGRE	AT/MT	60/15	15	33,6	28,9	33,6	21	0,00			81,6	3,8	1,6	1,4	0		
CANDOSA	CANDOSA	AT/MT	60/15	15	16,0	11,2	16,0	10	394,03			402,3	39,7	1,6	1,1	1		
CANEÇAS	CANEÇAS	AT/MT	60/10	10	13,8	8,2	13,8	5	5,95			35,9	41,8	8,3	2,8	0		
CANIÇADA	CANIÇADA	AT/MT	60/15	15	7,8	8,4	8,4	5	142,76			6,5	149,3	29,5	1,6	1,7	0	
CANIÇOS	CANIÇOS	AT/MT	60/15	15	41,3	33,3	41,3	9	134,48			14,0	148,4	16,3	4,6	3,7	0	
CANTANHEDE	CANTANHEDE	AT/MT	60/15	15	19,5	16,0	19,5	9	210,63			37,1	247,8	27,2	2,2	1,8	0	
CAPA ROTA	CAPA ROTA	AT/MT	60/10	10	20,9	16,1	20,9	19	39,33			64,9	104,2	5,4	1,1	0,8	0	
CARNEIRO	CARNEIRO	AT/MT	60/15	15	7,2	6,3	7,2	5	127,85			11,0	138,8	27,4	1,4	1,3	0	
CARRASCAL	CARRASCAL	AT/MT	60/30	30	19,5	21,8	21,8	10	347,00			46,9	395,9	39,1	2,0	2,2	1	
CARRASCAS	CARRASCAS	AT/MT	60/30/15	30	12,8	10,0	12,8	4	12,49			6,0	19,5	4,6	3,2	2,5	0	
CARRASCAS	CARRASCAS	AT/MT	60/30/15	15	12,8	10,0	12,8	5	59,52			40,3	99,8	19,7	2,0	2,6	0	
CARREGAL DO SAL	CARREGAL DO SAL	AT/MT	60/15	15	7,7	5,9	7,7	4	91,93			6,0	97,9	24,2	1,9	1,5	0	
CARREGOSA	CARREGOSA	AT/MT	60/15	15	21,3	17,1	21,3	7	89,95			7,0	97,0	13,7	3,0	2,4	0	
CARTAXO	Cartaxo	MT/MT	30/15	15	1,2	4,1	4,1	5	60,49			7,3	67,8	13,4	0,2	0,8	0	
CARTAXO NORTE	CARTAXO NORTE	AT/MT	60/15	15	10,8	7,9	10,8	5	128,70			11,4	140,1	27,7	2,2	1,6	2,2	0
CASAL DA AREIA	CASAL DA AREIA	AT/MT	60/30/15	30	21,3	22,9	22,9	5	98,11			12,7	110,8	21,9	4,3	4,6	4,6	0
CASAL DA AREIA	CASAL DA AREIA	AT/MT	60/30/15	15	21,3	22,9	22,9	3	34,25			26,3	60,6	19,9	7,1	7,6	7,6	0
CASAL DA LEBRE	CASAL DA LEBRE	AT/MT	60/30/15	30	23,0	22,1	23,0	7	83,13			14,9	98,1	13,8	3,3	3,3	0	
CASAL DA LEBRE	CASAL DA LEBRE	AT/MT	60/30/15	15	23,0	22,1	23,0	1	14,87			7,6	22,5	22,2	23,0	23,0	0	
CASAL DE CINZA	CASAL DE CINZA	AT/MT	60/15	15	15,9	13,3	15,9	6	34,97			25,9	10,0	2,6	2,2	2,6	0	
CASAL SÃO BRÁS	CASAL SÃO BRÁS	AT/MT	60/10	10	36,4	25,5	36,4	21	8,29			110,6	118,9	5,6	1,7	1,2	0	
CASALINHOS DE ALFAIATA	CASALINHOS DE ALFAIATA	AT/MT	60/10	10	15,3	11,4	15,3	7	106,10			16,5	126,6	17,9	2,6	2,2	0	
CASCAIS	CASCAIS	AT/MT	60/10	10	17,9	10,4	17,9	10	0,40			43,4	17,9	4,0	1,8	1,8	0	
CASTRO DAIRE	CASTRO DAIRE	AT/MT	60/30	30	8,6	6,6	8,6	7	281,33			3,8	285,2	40,2	1,2	0,9	1,2	0
CASTRO MARIM	CASTRO MARIM	AT/MT	60/15	15	2,2	0,0	2,2	6	228,75			8,5	237,3	39,0	0,4	0,0	0,4	1
CASTRO VERDE	Castro Verde	MT/MT	30/15	15	5,0	3,2	5,0	2	33,73			8,8	42,5	21,0	2,5	1,6	2,5	0
CELA	CELA	AT/MT	60/30	30	14,2	12,4	14,2	6	155,45			20,5	175,9	29,0	2,4	2,1	2,4	0
CELORICO	CELORICO	AT/MT	60/15	15	4,2	4,2	4,2	5	256,65			4,6	261,2	51,6	0,8	0,8	0,8	0
CENTRAL TEJO	CENTRAL TEJO	AT/MT	60/10	10	32,8	30,9	32,8	30	0,44			128,5	4,2	1,1	1,1	0	0	
CERÂMICA	CERÂMICA	AT/MT	60/30/15	30	-8,8	-12,7	-8,8	4	331,92			2,6	334,5	82,6	-2,2	-3,2	-2,2	2
CERÂMICA	CERÂMICA	AT/MT	60/30/15	15	-8,8	-12,7	-8,8	3	44,34			4,6	49,0	16,1	-2,9	-4,2	-2,9	0
CERDEIRA	CERDEIRA	AT/MT	60/15	15	6,6	4,9	6,6	6	374,66			3,4	378,1	62,2	1,1	0,8	1,1	2
CHAVES	CHAVES	AT/MT	60/15	15	28,6	20,2	28,6	9	312,89			44,6	357,4	39,2	3,2	2,2	3,2	2
CHEGANÇAS	CHEGANÇAS	AT/MT	60/30	30	11,7	14,0	14,0	5	94,61			14,7	109,3	21,6	2,3	2,8	0	
AREGOS	Chêbes	MT/MT	30/15	15	5,1	1,3	5,1	4	52,87			0,1	53,0	13,1	0,3	1,3	0	
COINA	COINA	AT/MT	60/30/15	30	34,7	31,9	34,7	6	55,40			48,4	103,8	17,1	5,8	5,8	0	
COINA	COINA	AT/MT	60/30/15	15	34,7	31,9	34,7	5	11,50			44,8	56,3	11,1	6,9	6,4	6,9	0
COLOMBO	COLOMBO	AT/MT	60/10	10	27,0	26,8	27,0	16	0,00			46,8	2,9	1,7	1,7	1,7	0	
COMPORTA	COMPORTA	AT/MT	60/30	30	7,7	0,0	7,7	4	74,55			124,0	198,5	49,0	1,9	0,0	1,9	0
CONCEIÇÃO	CONCEIÇÃO	AT/MT	60/15	15	0,6	0,0	0,6	4	46,49			23,2	69,7	17,2	0,1	0,0	0,1	0
CONDEIXA	CONDEIXA	AT/MT	60/30/15	30	16,1	12,3	16,1	0	0,00			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0
CONDEIXA	CONDEIXA	AT/MT	60/30/15	15	16,1	12,3	16,1	6	155,69			16,0	171,7	28,3	2,7	2,0	2,7	0
CORRENTE	CORRENTE	AT/MT	60/15	15	18,4	11,5	18,4	7	81,08			35,0	116,1	16,4	2,6	1,6	2,6	0
CORUCHE	CORUCHE	AT/MT	60/30	30	14,5	14,3	14,5	11	522,64			11,2	533,9	47,9	1,3	1,3	3	3
COSTA DA CAPARICA	COSTA DA CAPARICA	AT/MT	60/15	15	20,2	15,7	20,2	8	4,84			82,1	86,9	10,7	2,5	2,0	2,5	0
CRUZ DO CAMPO	CRUZ DO CAMPO	AT/MT	60/30	30	17,0	18,4	18,4	5	133,99			1,5	135,5	26,8	3,4	3,7	3,7	0
CUBA	Cuba	MT/MT	30/15	15	4,1	3,6	4,1	2	38,08			7,1	45,1	22,3	2,0	1,8	2,0	0
CUSTÓIAS	CUSTÓIAS	AT/MT	60/15	15	34,9	27,1	34,9	12	21,18			75,2	96,4	7,9	2,9	2,3	2,9	0
DEVESA VELHA	DEVESA VELHA	AT/MT	60/15	15	33,2	27,1	33,2	10	69,87			28,6	98,5	9,7	3,3	2,7	3,3	0
ENTRECAMPOS	ENTRECAMPOS	AT/MT	60/10	10	27,5	26,4	27,5	22	0,00			46,3	2,1	1,2	1,2	1,2	0	
ENTRE-OS-RIOS	ENTRE-OS-RIOS	AT/MT	60/15	15	37,5	28,5	37,5	10	268,37			12,4	280,7	27,7	3,8	2,8	3,8	0
ENTRONCAMENTO	ENTRONCAMENTO	AT/MT	60/30/15	30	27,4	24,7	27,4	5	146,03			37,6	183,7	36,3	5,5	4,9	5,5	1
ENTRONCAMENTO	ENTRONCAMENTO	AT/MT	60/30/15	15	27,4	24,7	27,4	4	30,55			20,7	51,3	12,7	6,9	6,2	6,9	0
ERMAL	ERMAL	AT/MT	60/15	15	12,8	8,9	12,8	7	208,26			6,6	214,8	30,3	1,8	1,3	1,8	1
ESGUEIRA	ESGUEIRA	AT/MT	60/15	15	33,9	27,6	33,9	12	127,60			30,1	157,7	13,0	2,8	2,3	2,8	0
ESPADANAL	ESPADANAL	AT/MT	60/30/15	30	19,5	22,0	22,0	6	47,58			9,3	56,9	9,4	3,3	3,7	3,7	0
ESPADANAL	ESPADANAL	AT/MT	60/30/15	15	19,5	22,0	22,0	2	27,34			11,9	39,3	19,4	9,8	11,0	11,0	0
ESPINHO	ESPINHO	AT/MT	60/15	15	27,4	21,6	27,4	10	37,37			60,5	97,9	9,7	2,7	2,2	2,7	0
ESTORIL	ESTORIL	AT/MT	60/10	10	25,0	19,8	25,0	18	0,99			87,7	4,9	1,4	1,4	1,4	0	
ESTREMOZ	ESTREMOZ	AT/MT	60/30/15	30	14,9	0,0	14,9	5	497,14			5,3	502,4	99,2	3,0	3,0	3,0	3
ESTREMOZ	ESTREMOZ	AT/MT	60/30/15	15	14,9	0,0	14,9	4	59,00			16,4	75,3	18,6	3,7	3,7	3,7	0
ÉVORA	ÉVORA	AT/MT	60/15	15	43,4	31,8	43,4	12	114,54			73,3	187,8	15,5	3,6	2,7	3,6	0
EXPO NORTE	EXPO NORTE	AT/MT	60/10	10	24,1	24,4	24,4	27	3,11			84,6	87,7	3,2	0,9	0,9	0,9	0
EXPO SUL	EXPO SUL	AT/MT	60/10	10	24,4	25,4	25,4	31	0,00			74,8	74,8	2,4	0,8	0,8	0,8	0
FAFE	FAFE	AT/MT	60/15	15	28,3	21,0	28,3	7	218,89			32,8	251,7	35,5	4,0	3,0	4,0	0
FANHÕES	FANHÕES	AT/MT	60/10	10	11,9	8,0	11,9	9	80,23			17,1	97,3	10,7	1,3	0,9	1,3	0
FÂNZERES	FÂNZERES	AT/MT	60/15	15	46,6	30,7	46,6	12	44,26			90,6	134,9	11,1	3,9	2,6	3,9	0
FARO	FARO	AT/MT	60/15	15	14,7	-5,0	14,7	8	0,00			37,3	4,6	1,8	-0,6	1,8	0	
FÁTIMA	FÁTIMA	AT/MT	60/30	30	25,3	19,0	25,3	7	185,93			30,7	216,7	30,6	3,6	2,7	3,6	0
FEIRA	FEIRA	AT/MT	60/15	15	18,6	14,7	18,6	6	42,18			36,9	79,0	13,0	3,1	2,4	3,1	0
FEITOSA	FEITOSA	AT/MT	60/15	15	23,7	20,5	23,7	8	283,89			22,5	306,4	37,8	3,0	2,6	3,0	0
FELGUEIRAS	FELGUEIRAS	AT/MT	60/15	15	38,8	31,1	38,8	9	158,18			32,9	191,1	21,0	4,3			

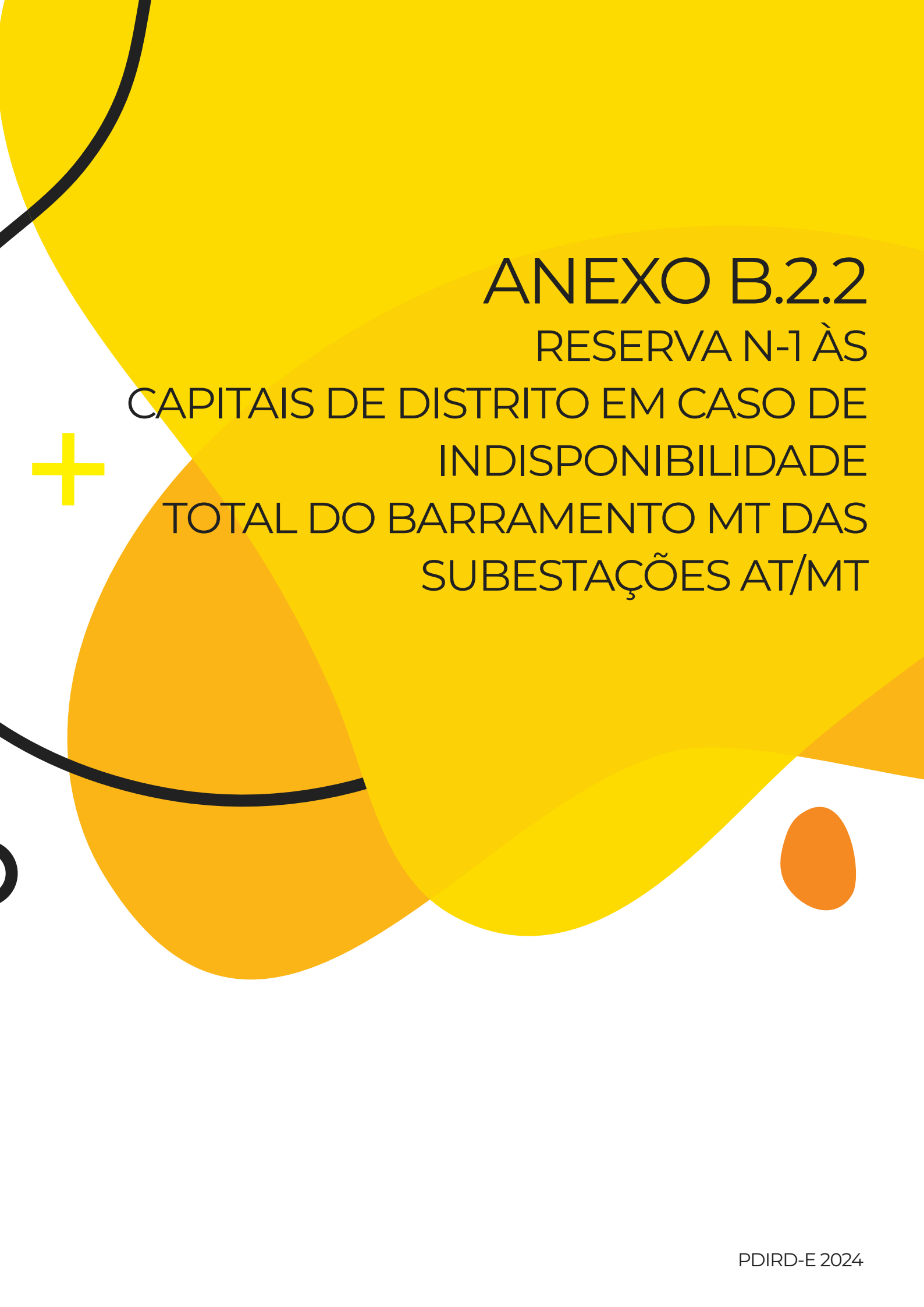
Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
FRANCE	FRANCE	AT/MT	60/30/15	30	11,8	9,6	11,8	1	0,00	0,0	0,0	0,0	11,8	9,6	11,8	0
FRANCE	FRANCE	AT/MT	60/30/15	15	11,8	9,6	11,8	7	216,37	16,1	232,55	16,1	32,8	1,4	1,7	0
FRONHAS	FRONHAS	AT/MT	60/15	15	5,3	4,5	5,3	4	113,57	5,2	118,8	29,3	1,3	1,1	1,3	0
FUNDÃO	FUNDÃO	AT/MT	60/15	15	20,9	15,7	20,9	11	422,03	28,9	450,9	40,5	1,9	1,4	1,9	3
GAFANHA	GAFANHA	AT/MT	60/15	15	26,4	23,0	26,4	9	74,21	45,1	120,0	13,2	2,6	2,6	2,9	0
GAGO COUTINHO	GAGO COUTINHO	AT/MT	60/10	10	18,9	16,8	18,9	9	0,00	18,9	18,9	3,1	1,3	1,1	1,3	0
GALA	GALA	AT/MT	60/30	30	16,8	13,7	16,8	7	92,33	20,7	113,1	15,9	2,4	2,0	2,4	0
GLÓRIA	GLÓRIA	AT/MT	60/30	30	8,6	9,9	9,9	3	114,92	3,1	118,0	38,8	2,9	3,3	3,3	0
GODIGANA	GODIGANA	AT/MT	60/10	10	10,3	6,9	10,3	5	52,68	21,3	73,9	14,6	2,1	1,4	2,1	0
GONDOMAR	GONDOMAR	AT/MT	60/15	15	26,1	18,4	26,1	10	26,23	63,7	89,9	8,9	2,6	1,8	2,6	0
GOUVEIA	GOUVEIA	AT/MT	60/15	15	8,3	5,8	8,3	5	171,12	7,4	178,5	35,3	1,7	1,2	1,7	0
GRADIL	GRADIL	AT/MT	60/10	10	6,2	5,2	6,2	4	43,47	6,2	49,7	12,3	1,5	1,3	1,5	0
GRÂNDOLA	Grândola	MT/MT	30/15	15	5,2	2,7	5,2	5	0,21	12,5	12,7	2,5	1,0	0,5	1,0	0
GUARDA	GUARDA	AT/MT	60/15	15	26,7	20,1	26,7	15	291,74	39,2	330,9	21,8	1,8	1,3	1,8	2
GUEIFÃES	GUEIFÃES	AT/MT	60/15	15	31,7	21,9	31,7	9	33,51	58,4	91,9	10,1	3,5	2,4	3,5	0
GUIMARÃES	GUIMARÃES	AT/MT	60/15	15	42,9	38,1	42,9	9	91,16	59,9	151,0	17,6	4,8	4,2	4,8	0
GUMIEI	GUMIEI	AT/MT	60/15	15	13,1	9,3	13,1	9	335,58	5,9	341,5	37,5	1,5	1,0	1,5	1
ILHAVO	ILHAVO	AT/MT	60/15	15	34,4	30,3	34,4	10	171,09	32,5	203,6	20,1	3,4	3,0	3,4	0
INHA	INHA	AT/MT	60/15	15	17,2	12,8	17,2	6	152,07	5,3	157,4	25,9	2,9	2,1	2,9	0
JANAS	JANAS	AT/MT	60/10	10	18,1	11,3	18,1	8	50,15	126,7	156,6	2,3	1,4	2,3	0	
JORJAIS	JORJAIS	AT/MT	60/30	30	11,0	7,6	11,0	6	190,36	12,2	202,6	33,3	1,8	1,3	1,8	1
JOVIM	JOVIM	AT/MT	60/15	15	22,8	15,6	22,8	7	91,62	25,2	116,8	16,5	3,3	2,2	3,3	0
LAGOA	LAGOA	AT/MT	60/15	15	19,1	0,0	19,1	9	37,60	92,2	129,8	14,2	2,1	0,0	2,1	0
LAGOS	LAGOS	AT/MT	60/15	15	38,2	0,0	38,2	11	118,28	126,4	244,6	22,0	3,5	0,0	3,5	0
LAMAÇÃES	LAMAÇÃES	AT/MT	60/15	15	41,8	30,6	41,8	15	31,16	79,0	110,1	7,2	2,8	2,0	2,8	0
LAMAS	LAMAS	AT/MT	60/15	15	26,8	22,1	26,8	8	122,33	18,0	140,3	17,3	3,4	2,8	3,4	0
LAMEGO	LAMEGO	AT/MT	60/30	30	25,6	18,1	25,6	7	261,68	28,6	290,3	40,9	3,7	2,6	3,7	1
LAMEIRINHO	LAMEIRINHO	AT/MT	60/15	15	18,9	16,9	18,9	7	47,43	5,9	53,3	7,5	2,7	2,4	2,7	0
LAPA	LAPA	AT/MT	60/15	15	24,6	17,9	24,6	13	0,00	59,6	59,6	4,5	1,9	1,9	1,9	0
LARANJEIRO	LARANJEIRO	AT/MT	60/15	15	30,1	23,2	30,1	12	0,52	82,7	83,2	6,8	2,5	1,4	2,5	0
LEIÃO	LEIÃO	AT/MT	60/10	10	23,9	21,8	23,9	9	89,57	89,6	179,2	5,0	1,3	1,3	0	
LIÃO	LIÃO	AT/MT	60/15	15	21,6	17,3	21,6	7	48,42	19,2	67,7	9,5	3,1	2,5	3,1	0
BOAVISTA (NOVA)	Lisboa	AT/MT	60/10	10	29,7	31,8	31,8	22	0,00	65,0	65,0	2,9	1,4	1,4	1,4	0
LORDELO	LORDELO	AT/MT	60/15	15	27,5	23,2	27,5	6	99,80	22,7	122,5	20,2	4,6	3,9	4,6	0
LORIGA	LORIGA	AT/MT	60/15	15	2,0	1,6	2,0	3	80,91	0,4	81,4	26,8	0,7	0,5	0,7	0
LOULÉ	LOULÉ	AT/MT	60/15	15	24,5	0,0	24,5	10	198,96	49,1	248,0	24,5	2,5	0,0	2,5	1
LOURES	LOURES	AT/MT	60/10	10	34,4	27,4	34,4	19	70,40	66,9	137,3	7,1	1,8	1,4	1,8	0
LOURIÇAL	LOURIÇAL	AT/MT	60/30	30	13,0	9,0	13,0	5	178,86	9,4	188,2	37,2	2,6	1,8	2,6	0
LOURINHÃ	LOURINHÃ	AT/MT	60/30	30	20,4	16,9	20,4	8	172,13	21,4	193,5	23,9	2,6	2,1	2,6	0
LOUSA	LOUSA	AT/MT	60/15	15	18,9	13,8	18,9	11	415,26	30,3	445,6	40,0	1,7	1,3	1,7	2
LOUSADA	LOUSADA	AT/MT	60/15	15	20,0	14,0	20,0	5	57,65	28,8	86,4	17,1	4,0	2,8	4,0	0
LOUSADO	LOUSADO	AT/MT	60/15	15	44,8	40,5	44,8	12	134,61	37,2	171,9	14,1	3,7	3,4	3,7	0
LUZ	LUZ	AT/MT	60/10	10	31,1	22,9	31,1	21	0,00	87,8	87,8	4,1	1,1	1,1	1,5	0
MÁCCEDO DE CAVALEIROS	MÁCCEDO DE CAVALEIROS	AT/MT	60/30	30	18,3	13,7	18,3	9	812,40	29,6	842,0	92,4	2,0	1,5	2,0	6
MAFRA	MAFRA	AT/MT	60/10	10	20,4	14,9	20,4	10	114,86	35,1	149,9	14,8	2,0	1,5	2,0	0
MAIA	MAIA	AT/MT	60/15	15	57,7	48,6	57,7	16	74,18	120,1	194,3	12,0	3,6	3,0	3,6	0
MANGUALDE	MANGUALDE	AT/MT	60/15	15	15,4	13,2	15,4	7	203,91	18,7	222,6	31,4	2,2	1,9	2,2	1
MARANHÃO	MARANHÃO	AT/MT	60/30	30	8,7	18,4	18,4	4	392,40	2,4	394,8	97,4	2,2	4,6	4,6	4
MARCO DE CANAVESES	MARCO DE CANAVESES	AT/MT	60/15	15	33,4	24,1	33,4	9	319,58	29,7	349,3	38,3	3,7	2,7	3,7	2
MARINHA GRANDE	MARINHA GRANDE	AT/MT	60/30	30	35,8	32,0	35,8	10	126,83	48,4	175,3	17,3	3,6	3,2	3,6	0
MARVÃO	MARVÃO	AT/MT	60/30	30	5,8	5,8	5,8	4	277,40	9,9	287,3	70,9	1,4	1,4	1,4	2
MARVILA	MARVILA	AT/MT	60/10	10	29,2	22,5	29,2	23	0,00	111,6	111,6	4,8	1,3	1,0	1,3	0
MATAÇÃES	MATAÇÃES	AT/MT	60/30	30	28,4	22,5	28,4	7	240,44	16,7	257,2	36,3	4,1	3,2	4,1	1
MATOSINHOS	MATOSINHOS	AT/MT	60/15	15	28,8	23,2	28,8	11	9,75	54,6	64,3	5,8	2,6	2,1	2,6	0
MATOSINHOS SUL	MATOSINHOS SUL	AT/MT	60/15	15	15,3	15,3	15,3	5	0,00	26,8	26,8	5,3	3,1	3,1	3,1	0
MEIMOA	MEIMOA	AT/MT	60/15	15	3,6	2,4	3,6	5	172,62	2,1	174,8	34,5	0,7	0,5	0,7	1
MEM MARTINS	MEM MARTINS	AT/MT	60/10	10	45,0	27,1	45,0	21	19,56	139,5	159,1	7,5	2,1	1,3	2,1	0
MERCADO	MERCADO	AT/MT	60/10	10	17,9	16,2	17,9	20	15,59	44,2	59,7	2,9	0,9	0,8	0,9	0
MERCEANA	MERCEANA	AT/MT	60/30	30	9,1	6,6	9,1	4	137,13	3,3	140,4	34,7	2,3	1,6	2,3	0
CERRO CALVÁRIO	Mértola	MT/MT	30/15	15	3,8	3,6	3,8	4	211,48	4,0	215,4	53,2	0,9	0,9	0,9	1
SÃO JOÃO DOS CALDEIROS	Mértola	MT/MT	30/15	15	0,6	0,8	0,8	1	58,64	0,0	58,6	57,9	0,6	0,8	0,8	0
MEXEIRO	MEXEIRO	AT/MT	60/30	30	11,3	12,4	12,4	7	153,24	9,1	162,3	22,9	1,6	1,8	1,8	0
MINDELO	MINDELO	AT/MT	60/15	15	18,6	15,7	18,6	7	30,17	40,5	70,6	10,0	2,7	2,2	2,7	0
MIRA	MIRA	AT/MT	60/15	15	10,9	8,8	10,9	5	97,81	12,4	110,3	21,8	2,2	1,8	2,2	0
MIRAFLORES	MIRAFLORES	AT/MT	60/10	10	47,2	37,0	47,2	31	2,14	141,9	144,0	4,6	1,5	1,2	1,5	0
MIRANDA DO CORVO	MIRANDA DO CORVO	AT/MT	60/15	15	11,3	8,2	11,3	6	144,58	14,4	159,0	26,2	1,9	1,4	1,9	0
MIRANDELA	MIRANDELA	AT/MT	60/30	30	17,2	12,4	17,2	8	300,45	23,8	324,2	40,0	2,2	1,6	2,2	1
MOGADOURO	MOGADOURO	AT/MT	60/30	30	12,5	9,5	12,5	6	548,13	13,9	562,0	79,3	1,8	1,4	1,8	4
MOGOFORES	MOGOFORES	AT/MT	60/15	15	16,2	12,0	16,2	9	138,00	22,0	160,0	17,5	1,4	1,1	1,4	0
MOGUEIRAS	MOGUEIRAS	AT/MT	60/15	15	14,2	12,2	14,2	6	139,48	14,2	153,6	25,3	2,4	2,0	2,4	0
MOITA	MOITA	AT/MT	60/15	15	24,4	17,4	24,4	10	77,08	69,9	147,0	14,5	2,4	1,7	2,4	0
MONCHIQUE	MONCHIQUE	AT/MT	60/15	15	0,0	0,0	0,0	7	171,69	23,2	194,9	27,5	0,0	0,0	0,0	1
MONSERRATE	MONSERRATE	AT/MT	60/15	15	14,8	13,1	14,8	5	12,95	40,6	53,6	10,6	3,0	2,6	3,0	0
MONTE DOS BURGOS	MONTE DOS BURGOS	AT/MT	60/15	15	30,3	26,2	30,3	17	0,00	74,5	74,5	4,3	1,8	1,5	1,8	0
MONTE FEIO	MONTE FEIO	AT/MT	60/30/15	30	20,0	0,0	20,0	8	60,24	15,9	76,1	9,4	2,5	0,0	2,5	0
MONTE FEIO	MONTE FEIO	AT/MT	60/30/15	15	20,0	0,0	20,0	4	11,11	31,6	42,7	10,5	5,0	0,0	5,0	0
MONTECHORO	MONTECHORO	AT/MT	60/15	15	13,2	0,0	13,2	10	37,29	60,9	98,2	9,7	1,3	0,0	1,3	0
MONTEMOR	MONTEMOR	AT/MT	60/30/15	30	17,1	0,0	17,1	6	551,56	5,5	557,0	91,7	2,9	0,0	2,9	4
MONTEMOR	MONTEMOR	AT/MT	60/30/15	15	17,1	0,0	17,1	3	0,14	15,0	15,1	5,0	5,7	0,0	5,7	0
MONTEUJO	MONTEUJO	AT/MT	60/15	15	13,7	12,5	13,7	6	64,90	37,4	102,3	16,8	2,3	2,1	2,3	0
MORA	Mora	MT/MT	30/15	15	1,8	1,4	1,8	2	24,21	4,9	29,1	14,4	0,9	0,7	0,9	0
MORGADE	MORGADE	AT/MT	60/15	15	6,2	3,6	6,2	4	202,34	10,2	212,5	52,4	1,6	0,9	1,6	0
MORTÁGUA	MORTÁGUA	AT/MT	60/15	15												

Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]	
MUTELA	MUTELA	AT/MT	60/15	15	20,6	15,9	20,6	10	0,00		43,9	43,9	4,3	2,1	1,6	2,1	0
NELAS	NELAS	AT/MT	60/15	15	13,6	10,9	13,6	6	159,94		22,9	182,8	30,1	1,8	2,3	2,3	0
NOGUEIRA DA REGEDOURA	NOGUEIRA DA REGEDOURA	AT/MT	60/15	15	13,8	10,9	13,8	5	31,66		17,3	48,9	9,7	2,8	2,2	2,8	0
NORTE	NORTE	AT/MT	60/10	10	40,0	34,8	40,0	33	0,00		107,0	107,0	3,2	1,2	1,1	1,2	0
NOORTE SEVILHA	Odemira	MT/MT	30/15	15	1,1	0,8	1,1	1	90,83		0,6	91,5	90,3	1,1	0,8	1,1	0
ODEMIRA	Odemira	MT/MT	30/15	15	0,5	0,4	0,5	2	20,77		5,7	26,4	13,1	0,3	0,2	0,3	0
OLEIROS	OLEIROS	AT/MT	60/15	15	5,1	3,6	5,1	4	151,59		3,7	155,3	38,3	1,3	0,9	1,3	1
OLHÃO	OLHÃO	AT/MT	60/15	15	33,2	0,0	33,2	8	106,34		79,7	186,0	23,0	4,1	0,0	4,1	0
OLHO BOI	OLHO BOI	AT/MT	60/30	30	38,8	31,7	38,8	11	410,92		43,9	454,9	40,8	3,5	2,9	3,5	2
OLIVEIRA DE AZEMÉIS	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	AT/MT	60/15	15	39,7	35,3	39,7	11	113,90		23,4	137,3	12,3	3,6	3,2	3,6	0
OLIVEIRA DO BAIRRO	OLIVEIRA DO BAIRRO	AT/MT	60/15	15	15,8	12,1	15,8	5	75,60		5,0	80,6	15,9	3,2	2,4	3,2	0
OLIVEIRA DO HOSPITAL	OLIVEIRA DO HOSPITAL	AT/MT	60/15	15	6,4	4,4	6,4	3	34,89		8,4	43,3	14,3	2,1	1,5	2,1	0
ORGENS	ORGENS	AT/MT	60/15	15	15,5	10,2	15,5	7	65,34		35,2	100,6	14,2	2,2	1,5	2,2	0
ORTIGOSA	ORTIGOSA	AT/MT	60/15	15	25,9	21,6	25,9	6	182,85		6,6	189,5	31,2	4,3	3,6	4,3	0
OURÉM	OURÉM	AT/MT	60/30	30	23,6	19,0	23,6	9	338,84		13,0	351,9	38,6	2,6	2,1	2,6	1
OURIQUE	Ourique	MT/MT	30/15	15	2,3	1,6	2,3	2	76,50		2,5	79,0	39,0	1,1	0,8	1,1	1
OVAR	OVAR	AT/MT	60/15	15	26,4	21,6	26,4	8	83,24		36,9	120,1	14,8	3,3	2,7	3,3	0
PAÇOS DE FERREIRA	PAÇOS DE FERREIRA	AT/MT	60/15	15	35,1	25,0	35,1	10	84,49		45,7	130,2	12,9	3,5	2,5	3,5	0
POCEIRÃO	Palmeira	MT/MT	30/15	15	2,6	2,9	2,9	2	54,55		6,2	60,7	30,0	1,3	1,4	1,4	0
PALMILHEIRA	PALMILHEIRA	AT/MT	60/15	15	26,8	20,3	26,8	10	15,99		54,1	70,1	6,9	2,7	2,0	2,7	0
PAMPILHOSA	PAMPILHOSA	AT/MT	60/15	15	23,2	20,7	23,2	8	143,19		15,2	158,4	19,5	2,9	2,6	2,9	0
PARANHOS	PARANHOS	AT/MT	60/15	15	31,8	27,3	31,8	22	0,00		87,5	3,9	1,4	1,2	1,4	0	0
PARCEIROS	PARCEIROS	AT/MT	60/15	15	16,6	13,9	16,6	6	16,99		30,4	47,4	7,8	2,8	2,3	2,8	0
PAREDE	PAREDE	AT/MT	60/10	10	31,7	20,5	31,7	17	0,00		91,2	5,3	1,9	1,2	1,9	0	0
PARQUE	PARQUE	AT/MT	60/10	10	34,0	33,6	34,0	26	0,00		51,5	51,5	2,0	1,3	1,3	1,3	0
PEDROGÃO	PEDROGÃO	AT/MT	60/15	15	6,8	4,2	6,8	4	94,35		9,5	103,8	25,6	1,7	1,1	1,7	0
PEDROSO	PEDROSO	AT/MT	60/15	15	40,7	31,5	40,7	9	111,40		59,5	170,9	18,8	4,5	3,5	4,5	0
PEGÕES	PEGÕES	AT/MT	60/30/15	30	11,7	17,5	17,5	6	163,22		12,6	175,8	28,9	1,9	2,9	2,9	0
PEGÕES	PEGÕES	AT/MT	60/30/15	15	11,7	17,5	17,5	3	93,71		4,0	97,7	32,2	3,9	5,8	5,8	0
PENIDE	PENIDE	AT/MT	60/15	15	23,6	19,0	23,6	11	156,54		9,1	165,7	14,9	2,1	1,7	2,1	0
PERO PINHEIRO	PERO PINHEIRO	AT/MT	60/10	10	16,3	13,6	16,3	12	44,80		43,2	60,3	7,8	1,4	1,4	1,4	0
PEVIDÉM	PEVIDÉM	AT/MT	60/15	15	33,0	27,0	33,0	11	134,36		13,5	147,8	13,3	3,0	2,5	3,0	0
PINHAL NOVO	PINHAL NOVO	AT/MT	60/15	15	14,6	10,4	14,6	8	77,10		34,5	111,6	13,8	1,8	1,3	1,8	0
PINHÃO	PINHÃO	AT/MT	60/30	30	13,6	11,7	13,6	6	422,67		13,1	435,8	71,7	2,3	1,9	2,3	2
PINHEIROS	PINHEIROS	AT/MT	60/15	15	14,2	12,0	14,2	6	55,59		14,2	70,3	11,6	2,4	2,0	2,4	0
PINHEL	PINHEL	AT/MT	60/15	15	10,2	7,1	10,2	8	510,33		24,0	534,3	65,9	1,3	0,9	1,3	5
POLDRA	POLDRA	AT/MT	60/15	15	0,3	0,0	0,3	1	27,98		0,0	28,0	27,6	0,3	0,3	0,3	0
POMBAL	POMBAL	AT/MT	60/30	30	31,6	27,8	31,6	10	274,78		26,5	301,3	29,7	3,2	2,8	3,2	0
PONTÃO	PONTÃO	AT/MT	60/15	15	12,9	9,9	12,9	8	295,34		6,7	302,1	37,3	1,6	1,2	1,6	1
PONTE SOR	PONTE SOR	AT/MT	60/30	30	13,7	10,7	13,7	8	441,00		15,1	456,1	56,3	1,7	1,3	1,7	3
PORTAGEM	PORTAGEM	AT/MT	60/15	15	24,2	19,6	24,2	10	9,77		69,4	7,8	2,4	2,0	2,4	0	0
PORTEIRINHOS	PORTEIRINHOS	AT/MT	60/30/15	30	12,5	0,0	12,5	3	243,92		0,3	244,3	80,4	4,2	0,0	4,2	1
PORTEIRINHOS	PORTEIRINHOS	AT/MT	60/30/15	15	12,5	0,0	12,5	11	278,78		2,0	280,8	69,3	3,1	0,0	3,1	2
PORTEL	Portel	MT/MT	30/15	15	0,0	0,0	0,0	0	92,70		4,7	97,4	48,1	0,0	0,0	0,0	1
PORTIMÃO	PORTIMÃO	AT/MT	60/15	15	26,9	0,0	26,9	9	11,77		94,7	106,5	11,7	3,0	0,0	3,0	0
PORTO DE LAGOS	PORTO DE LAGOS	AT/MT	60/15	15	22,3	23,1	23,1	8	171,63		65,5	237,1	29,3	2,8	2,9	2,9	0
PÓVOA	PÓVOA	AT/MT	60/30/10	30	30,7	26,4	30,7	11	36,28		45,0	81,3	7,3	2,8	2,4	2,8	0
PÓVOA	PÓVOA	AT/MT	60/30/10	10	30,7	26,4	30,7	8	1,68		35,6	37,3	4,6	3,8	3,3	3,8	0
PRAÇA FIGUEIRA	PRAÇA FIGUEIRA	AT/MT	60/10	10	34,2	34,0	34,2	25	0,00		49,1	49,1	1,9	1,4	1,4	1,4	0
PRACANA	PRACANA	AT/MT	60/30	30	2,8	3,0	3,0	5	236,44		1,3	237,8	46,9	0,6	0,6	0,6	1
QUARTEIRA	QUARTEIRA	AT/MT	60/15	15	26,0	35,2	35,2	9	28,38		86,9	115,3	12,7	2,9	3,9	3,9	0
QUELUZ	QUELUZ	AT/MT	60/10	10	24,3	15,6	24,3	16	5,38		57,0	62,4	3,8	1,5	1,0	1,5	0
QUIMPARQUE	QUIMPARQUE	AT/MT	60/15/6	15	14,0	12,3	14,0	6	0,09		33,7	33,8	5,6	2,3	2,0	2,3	0
QUIMPARQUE	QUIMPARQUE	AT/MT	60/15/6	6	14,0	12,3	14,0	15	0,00		17,4	1,1	0,9	0,8	0,9	0	0
QUINTA DA CALDEIRA	QUINTA DA CALDEIRA	AT/MT	60/10	10	29,5	24,0	29,5	20	17,40		79,0	96,4	4,8	1,5	1,2	1,5	0
QUINTA DO ANJO	QUINTA DO ANJO	AT/MT	60/15	15	11,3	6,6	11,3	4	26,87		38,0	64,9	16,0	2,8	1,7	2,8	0
QUINTA DO CONDE	QUINTA DO CONDE	AT/MT	60/15	15	29,6	18,5	29,6	10	46,87		116,4	163,3	16,1	3,0	1,8	3,0	0
RANHA	RANHA	AT/MT	60/30	30	20,9	17,1	20,9	8	213,42		6,0	219,4	27,1	2,6	2,1	2,6	0
RANHOLAS	RANHOLAS	AT/MT	60/10	10	8,7	7,3	8,7	5	3,87		28,6	32,5	6,4	1,7	1,5	1,7	0
REBOLEIRA	REBOLEIRA	AT/MT	60/10	10	20,4	15,8	20,4	17	0,00		47,6	47,6	2,8	1,2	0,9	1,2	0
REBORDOSA	REBORDOSA	AT/MT	60/15	15	44,0	35,3	44,0	11	173,15		47,3	220,5	19,8	4,0	3,2	4,0	0
REGUENGOS DE MONSARAZ	REGUENGOS DE MONSARAZ	AT/MT	60/30/15	30	16,4	20,3	20,3	4	167,70		8,5	176,2	43,5	4,1	5,1	5,1	1
REGUENGOS DE MONSARAZ	REGUENGOS DE MONSARAZ	AT/MT	60/30/15	15	16,4	20,3	20,3	4	180,44		23,4	203,8	50,3	4,1	5,1	5,1	2
RELVINHA	RELVINHA	AT/MT	60/15	15	23,7	21,1	23,7	13	83,53		65,4	148,9	11,3	1,8	1,6	1,8	0
REQUIÃO	REQUIÃO	AT/MT	60/15	15	46,6	37,2	46,6	8	137,25		42,1	179,4	22,1	5,8	4,6	5,8	0
RIO MAIOR	RIO MAIOR	AT/MT	60/30	30	24,3	23,1	24,3	9	213,49		18,5	232,0	25,4	2,7	2,6	2,7	0
RIO MEÃO	RIO MEÃO	AT/MT	60/15	15	46,1	40,5	46,1	12	94,28		36,3	130,5	10,7	3,8	3,4	3,8	0
RIO MOURO	RIO MOURO	AT/MT	60/10	10	30,1	25,0	30,1	18	1,96		93,7	95,6	1,7	1,4	1,7	1,7	0
ROUSSAS	ROUSSAS	AT/MT	60/15	15	5,2	4,7	5,2	4	148,08		7,5	156,6	38,0	1,3	1,2	1,3	0
RUIVÃES	RUIVÃES	AT/MT	60/15	15	18,6	14,7	18,6	7	81,46		4,2	85,6	12,1	2,7	2,1	2,7	0
SABUGAL	SABUGAL	AT/MT	60/15	15	7,4	5,5	7,4	6	282,01		5,6	287,6	47,3	1,2	0,9	1,2	1
SABUGO	SABUGO	AT/MT	60/10	10	15,7	9,1	15,7	9	70,88		43,6	114,5	12,6	1,7	1,0	1,7	0
SABUGUEIRO	SABUGUEIRO	AT/MT	60/15	15	3,5	2,6	3,5	3	53,57		14,5	68,0	22,4	1,2	0,9	1,2	0
SADO	SADO	AT/MT	60/30	30	10,6	9,6	10,6	6	26,04		29,6	55,7	9,2	1,8	1,6	1,8	0
SANCHEIRA	SANCHEIRA	AT/MT	60/30	30	20,9	19,0	20,9	9	267,46		40,0	307,5	33,7	2,3	2,1	2,3	0
SANGUEDO	SANGUEDO	AT/MT	60/15	15	33,9	23,8	33,9	8	102,52		8,5	111,1	13,7	4,2	3,0	4,2	0
SANTA CITA	SANTA CITA	AT/MT	60/30	30	10,6	8,0	10,6	6	121,65		2,8	124,5	20,5	1,8	1,3	1,8	0
SANTA CRUZ DO BISPO	SANTA CRUZ DO BISPO	AT/MT	60/15	15	44,1	35,8	44,1	14	42,04		95,4	137,5	9,7	3,1	2,6	3,1	0
SANTA LUZIA	SANTA LUZIA	AT/MT	60/15	15	5,6	5,1	5,6	5	431,65		4,9	436,6	86,2	1,1	1,0	1,1	3
SANTA MARINHA	SANTA MARINHA	AT/MT	60/15	15	13,5	12,8	13,5	7	0,00		28,1						

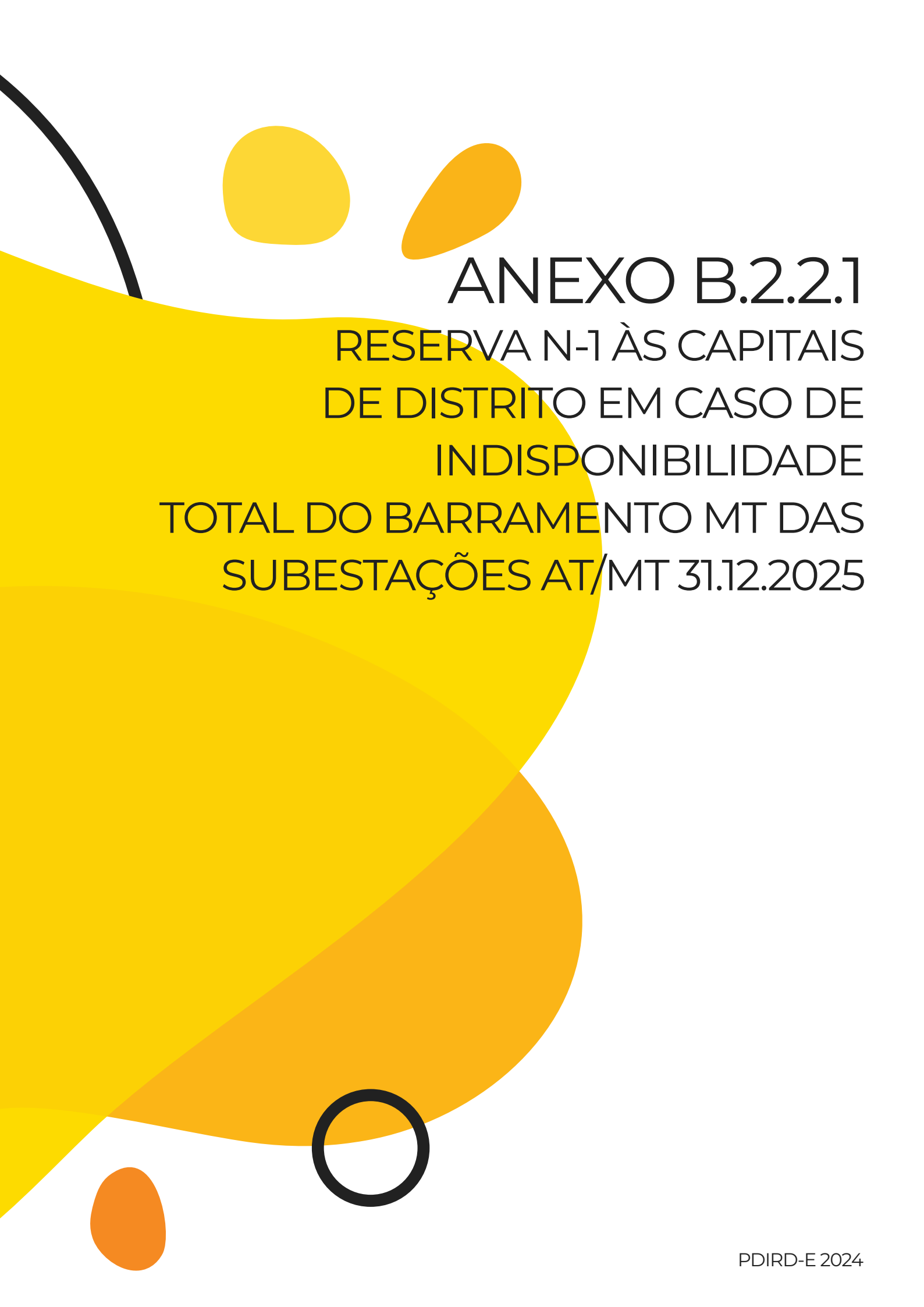
Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]	
SÃO BARTOLOMEU MESSINES	SÃO BARTOLOMEU MESSINES	AT/MT	60/15	15	8,1	0,0	8,1	6	310,58	8,0	318,6	52,4	1,4	0,0	1,4	2	
SÃO BENTO	SÃO BENTO	AT/MT	60/30/15	30	21,1	20,9	21,1	5	64,16	24,0	88,1	17,4	4,2	4,2	4,2	0	
SÃO BENTO	SÃO BENTO	AT/MT	60/30/15	15	21,1	20,9	21,1	5	35,45	11,5	47,0	17,4	4,2	4,2	4,2	0	
SÃO BRÁS DE ALPORTEL	SÃO BRÁS DE ALPORTEL	AT/MT	60/15	15	13,4	0,0	13,4	5	155,08	14,7	169,8	33,5	2,7	0,0	2,7	0	
SÃO CIRO	SÃO CIRO	AT/MT	60/10	10	15,6	12,1	15,6	14	0,00	31,0	31,0	2,2	1,1	0,0	1,1	0	
SÃO FRANCISCO	SÃO FRANCISCO	AT/MT	60/30/15	30	44,6	34,5	44,6	3	44,78	6,0	50,8	17,7	14,9	3,7	11,5	14,9	0
SÃO FRANCISCO	SÃO FRANCISCO	AT/MT	60/30/15	15	44,6	34,5	44,6	12	82,30	120,3	202,5	16,7	3,7	2,9	3,7	0	
SÃO JOÃO DA MADEIRA	SÃO JOÃO DA MADEIRA	AT/MT	60/15	15	21,6	16,7	21,6	9	60,07	31,7	91,8	10,1	2,4	1,9	2,4	0	
SÃO JOÃO DE PONTE	SÃO JOÃO DE PONTE	AT/MT	60/15	15	53,4	46,7	53,4	11	199,65	33,8	233,5	21,0	4,9	4,2	4,9	0	
SÃO JORGE	SÃO JORGE	AT/MT	60/30	30	24,7	19,5	24,7	7	196,58	11,9	208,5	29,4	3,5	2,8	3,5	0	
SÃO MARCOS	SÃO MARCOS	AT/MT	60/10	10	9,5	8,6	9,5	15	1,23	38,7	39,9	2,6	0,6	0,6	0,6	0	
SÃO MARTINHO DE DUME	SÃO MARTINHO DE DUME	AT/MT	60/15	15	42,7	31,7	42,7	12	86,90	75,9	162,8	13,4	3,6	2,6	3,6	0	
SÃO MARTINHO DO CAMPO	SÃO MARTINHO DO CAMPO	AT/MT	60/15	15	57,8	47,3	57,8	12	146,58	15,6	162,2	13,3	4,8	3,9	4,8	0	
SÃO ROMÃO DE NEIVA	SÃO ROMÃO DE NEIVA	AT/MT	60/15	15	29,5	23,2	29,5	10	212,79	16,4	229,2	22,6	2,9	2,3	2,9	0	
SÃO SEBASTIÃO	SÃO SEBASTIÃO	AT/MT	60/30/15	30	37,8	30,0	37,8	6	124,26	30,0	141,8	23,3	6,3	5,0	6,3	0	
SÃO SEBASTIÃO	SÃO SEBASTIÃO	AT/MT	60/30/15	15	37,8	30,0	37,8	12	74,49	80,4	154,9	12,7	3,2	2,5	3,2	0	
SÃO TEOTÓNIO	SÃO TEOTÓNIO	AT/MT	60/30/15	15	8,3	0,0	8,3	4	244,58	13,1	257,7	63,6	2,1	0,0	2,1	1	
SÃO TEOTÓNIO	SÃO TEOTÓNIO	AT/MT	60/30/15	15	8,3	0,0	8,3	3	125,02	11,6	136,6	45,0	0,0	0,0	2,8	0	
SÃO VICENTE	SÃO VICENTE	AT/MT	60/30	30	20,5	15,2	20,5	9	332,87	34,3	367,1	40,3	2,3	1,7	2,3	2	
SÁTÃO	SÁTÃO	AT/MT	60/15	15	8,3	7,3	8,3	6	212,88	7,3	220,2	36,2	1,4	1,2	1,4	1	
SEIA	SEIA	AT/MT	60/15	15	12,6	9,6	12,6	8	166,17	14,7	180,9	22,3	1,6	1,2	1,6	0	
SEIXAL	SEIXAL	AT/MT	60/15	15	20,2	15,1	20,2	8	0,71	65,5	66,2	8,2	2,5	1,9	2,5	0	
SENHOR ROUBADO	SENHOR ROUBADO	AT/MT	60/10	10	22,8	15,8	22,8	13	1,26	48,2	49,4	3,8	1,8	1,2	1,8	0	
SENHORA DA GRAÇA	SENHORA DA GRAÇA	AT/MT	60/30	30	7,3	8,4	8,4	7	625,52	6,9	632,4	89,2	1,0	1,2	1,2	6	
SERPA	SERPA	AT/MT	60/30/15	30	10,4	0,0	10,4	7	561,55	2,0	563,6	79,5	1,5	0,0	1,5	3	
SERPA	SERPA	AT/MT	60/30/15	15	10,4	0,0	10,4	3	72,80	10,3	83,1	27,3	3,5	0,0	3,5	1	
VALE DE VARGO	Serpa	MT/MT	30/15	15	2,4	2,4	2,4	3	75,14	3,0	78,1	25,7	0,8	0,8	0,8	0	
SERRA DO PILAR	SERRA DO PILAR	AT/MT	60/15	15	19,6	17,7	19,6	10	4,13	34,6	38,7	3,8	2,0	1,8	2,0	0	
SERRADA GRANDE	SERRADA GRANDE	AT/MT	60/15	15	25,6	19,7	25,6	6	243,01	30,2	273,3	45,0	4,3	3,3	4,3	2	
SERTÁ	SERTÁ	AT/MT	60/15	15	13,2	13,2	13,2	9	390,23	19,2	399,4	43,8	1,5	1,3	1,5	2	
SERZEDO	SERZEDO	AT/MT	60/15	15	19,5	15,7	19,5	5	24,81	47,6	72,5	31,5	3,9	3,1	3,9	0	
SEVER DO VOUGA	SEVER DO VOUGA	AT/MT	60/15	15	8,7	6,4	8,7	6	162,37	6,4	167,5	27,6	1,5	1,1	1,5	0	
SILVES	SILVES	AT/MT	60/15	15	17,9	17,2	17,9	5	120,37	18,8	139,2	27,5	3,6	3,4	3,6	0	
SOBRAL MONTE AGRAÇO	Sobral de Monte Agraço	MT/MT	30/10	10	1,9	1,3	1,9	3	36,14	3,2	39,3	12,9	0,6	0,4	0,6	0	
SOBREDÁ	SOBREDÁ	AT/MT	60/30/15	30	32,2	24,0	32,2	3	4,67	10,9	15,6	5,1	10,7	8,0	10,7	0	
SOBREDÁ	SOBREDÁ	AT/MT	60/30/15	15	32,2	24,0	32,2	7	0,00	62,9	62,9	8,9	4,6	3,4	4,6	0	
SOURE	SOURE	AT/MT	60/30	30	8,7	6,6	8,7	6	149,75	5,6	155,3	25,6	1,5	1,1	1,5	0	
SOUSA	SOUSA	AT/MT	60/15	15	25,3	19,6	25,3	6	98,83	6,3	105,2	17,3	4,2	3,3	4,2	0	
SOUTELO	SOUTELO	AT/MT	60/30	30	15,0	9,9	15,0	6	397,74	13,4	411,1	67,6	2,5	1,7	2,5	3	
TALAGUEIRA	TALAGUEIRA	AT/MT	60/30	30	36,6	29,8	36,6	12	395,22	83,8	479,0	39,4	3,1	2,5	3,1	2	
TAVEIRO	TAVEIRO	AT/MT	60/15	15	14,4	10,8	14,4	6	117,19	10,3	127,5	21,0	2,4	1,8	2,4	0	
TAVIRA	TAVIRA	AT/MT	60/15	15	19,3	10,1	19,3	11	227,36	77,6	304,9	27,4	1,8	0,9	1,8	1	
TELHEIRA	TELHEIRA	AT/MT	60/30	30	28,2	20,5	28,2	10	252,58	41,5	294,0	29,0	2,8	2,1	2,8	1	
TELHEIRAS	TELHEIRAS	AT/MT	60/10	10	24,1	24,1	24,1	27	0,00	104,4	104,4	3,8	1,1	0,9	1,1	0	
TELHEIRO	TELHEIRO	AT/MT	60/10	10	31,2	23,1	31,2	10	177,69	55,8	233,5	23,1	3,1	2,3	3,1	0	
TERENA	TERENA	AT/MT	60/30/15	30	11,0	6,4	11,0	3	131,11	6,0	137,1	45,1	3,7	3,1	3,7	0	
TERENA	TERENA	AT/MT	60/30/15	15	11,0	6,4	11,0	3	118,15	2,6	120,8	39,8	3,7	2,1	3,7	1	
TERRÓA	TERRÓA	AT/MT	60/15	15	18,5	12,9	18,5	7	17,97	50,9	68,9	9,7	2,6	1,8	2,6	0	
TOCHA	TOCHA	AT/MT	60/15	15	12,9	11,8	12,9	6	194,79	5,1	199,9	32,9	2,2	2,0	2,2	0	
TONDELA	TONDELA	AT/MT	60/15	15	23,3	20,8	23,3	9	309,76	19,9	329,7	36,2	2,6	2,3	2,6	1	
TORRE NATAL	TORRE NATAL	AT/MT	60/15	15	19,5	0,0	19,5	8	59,86	46,3	106,2	13,1	2,4	0,0	2,4	0	
CAMPELOS	Torres Vedras	MT/MT	30/10	10	2,6	1,5	2,6	1	0,00	0,3	0,3	0,3	2,6	1,5	2,6	0	
TORRES VEDRAS	Torres Vedras	MT/MT	30/10	10	0,9	0,4	0,9	7	12,46	17,6	30,1	4,2	0,1	0,1	0,1	0	
TORRES VEDRAS SUL	TORRES VEDRAS SUL	AT/MT	60/10	10	19,0	15,3	19,0	10	84,64	34,2	118,9	11,7	1,9	1,5	1,9	0	
TORTOSENDO	TORTOSENDO	AT/MT	60/15	15	23,5	15,7	23,5	9	165,26	33,4	198,6	21,8	2,6	1,7	2,6	0	
TÓLVEDO	TÓLVEDO	AT/MT	60/15	15	11,5	9,9	11,5	7	404,91	12,9	417,8	40,1	1,6	1,4	1,6	1	
TRANCOSO	TRANCOSO	AT/MT	60/15	15	6,1	4,9	6,1	5	210,99	6,5	217,5	43,0	1,2	1,0	1,2	1	
TROVISCOSO	TROVISCOSO	AT/MT	60/15	15	14,6	10,3	14,6	3	199,39	15,1	214,5	70,6	4,9	3,4	4,9	1	
TUNES	TUNES	AT/MT	60/15	15	13,7	0,0	13,7	6	177,76	21,7	199,5	32,8	2,3	0,0	2,3	0	
TURIZ	TURIZ	AT/MT	60/15	15	28,7	20,3	28,7	7	208,49	18,6	227,1	32,0	4,1	2,9	4,1	0	
TURQUEL	TURQUEL	AT/MT	60/30	30	27,9	24,6	27,9	8	297,30	11,1	308,4	38,1	3,5	3,1	3,5	0	
VALE CAMBRA	VALE CAMBRA	AT/MT	60/15	15	18,6	18,7	18,7	7	119,43	12,1	131,5	18,5	2,7	2,7	2,7	0	
VALE DE GAIO	VALE DE GAIO	AT/MT	60/30	30	6,0	0,0	6,0	4	276,35	12,8	289,2	71,4	1,5	0,0	1,5	2	
VALE ESCURO	VALE ESCURO	AT/MT	60/10	10	25,6	16,6	25,6	18	0,00	53,2	53,2	2,9	1,4	0,9	1,4	0	
VALE FIGUEIRA	VALE FIGUEIRA	AT/MT	60/15	15	2,8	3,3	3,3	4	77,08	0,6	77,7	19,2	0,7	0,8	0,8	0	
VALE SERRÃO	VALE SERRÃO	AT/MT	60/30	30	3,8	3,5	3,8	3	140,60	6,5	147,1	48,4	1,3	1,2	1,3	0	
VALE TEJO	VALE TEJO	AT/MT	60/30	30	27,0	26,5	27,0	11	109,38	46,3	155,7	14,0	2,5	2,4	2,5	0	
VALENÇA	VALENÇA	AT/MT	60/15	15	10,5	8,9	10,5	7	105,40	20,2	125,6	28,1	1,5	1,3	1,5	0	
VALONGO	VALONGO	AT/MT	60/15	15	36,1	26,2	36,1	7	106,49	31,1	137,5	19,4	5,2	3,7	5,2	0	
VALPAÇOS	VALPAÇOS	AT/MT	60/15	15	10,8	6,8	10,8	5	266,97	11,0	278,0	54,9	2,2	1,4	2,2	1	
VÁRZEA	VÁRZEA	AT/MT	60/30	30	28,4	22,3	28,4	10	437,89	23,3	461,2	45,5	2,8	2,2	2,8	3	
VÁRZEA	VÁRZEA	AT/MT	60/15	15	23,1	15,8	23,1	13	113,72	54,0	167,7	12,7	1,8	1,0	1,8	0	
VENDA DO PINHEIRO	VENDA DO PINHEIRO	AT/MT	60/10	10	20,2	13,2	20,2	10	75,96	38,9	114,8	11,3	2,0	1,3	2,0	0	
VENDA NOVA (Amadora)	VENDA NOVA (AMD)	AT/MT	60/10	10	20,0	17,9	20,0	19	0,00	51,4	51,4	2,7	1,1	0,9	1,1	0	
VENDA NOVA (Tomar)	VENDA NOVA (TOMAR)	AT/MT	60/30/15	30	28,2	22,3	28,2	5	135,53	21,0	156,5	30,9	5,6	4,5	5,6	0	
VENDA NOVA (Tomar)	VENDA NOVA (TOMAR)	AT/MT	60/30/15	15	28,2	22,3	28,2	5	231,34	8,8	240,2	47,4	5,6	4,5	5,6	0	
VENDAS NOVAS	VENDAS NOVAS	AT/MT	60/30/15	30	15,3	0,0	15,3	5	289,88	7,7	297,6	58,8	3,1	0,0	3,1	2	
VENDAS NOVAS	VENDAS NOVAS	AT/MT	60/30/15	15	15,3	0,0	15,3	6	1,70	24,7	26,4	4,3	2,5	0,0	2,5	0	
VENTEIRA	VENTEIRA	AT/MT	60/10	10	13,2	12,2	13,2	8	0,00	42,1	42,1	5,2	1,7	1,5	1,7	0	
VERDINHO	VERDINHO	AT/MT	60/15	15	33,5	29,5	33,5	14	5,00	101,6	106,6	7,5	2,4	2,1	2,4	0	
VIANA DO ALENTEJO	VIANA DO ALENTEJO	AT/MT	60/30	30	8,4	0,0	8,4	6	323,62	11,8	335,4	55,2	1,4	0,0	1,4		



Nome	Concelho	Subestação tipo	Relação de Transformação AT/MT [kV]	Nível Tensão [kV]	Carga Natural Inverno [MW]	Carga Natural Verão [MW]	Máximo Carga Natural [MW]	Nº Saídas	Comprimento Aéreo [km]	Comprimento Subterrâneo [km]	Comprimento [km]	Comprimento médio/saída [km]	Carga média/saída Inverno [MW]	Carga média/saída Verão [MW]	Carga média/saída [MW]	Nº saídas > 70 km [#]
VILA DO BISPO	VILA DO BISPO	AT/MT	60/15	15	0,0	0,0	0,0	7	101,49	49,7	151,2	21,3	0,0	0,0	0,0	0
VILA DO CONDE	VILA DO CONDE	AT/MT	60/15	15	34,7	28,2	34,7	11	101,52	73,3	174,8	15,7	3,2	2,6	3,2	0
VILA MOREIRA	VILA MOREIRA	AT/MT	60/30	30	20,5	16,4	20,5	6	213,60	10,1	223,7	36,8	3,4	2,7	3,4	1
VILA NOVA DE CERVEIRA	Vila Nova de Cerveira	AT/MT	60/15	15	14,7	12,1	14,7	5	67,56	6,4	73,9	14,6	2,9	2,4	2,9	0
VILA NOVA DE GAIA	VILA NOVA DE GAIA	AT/MT	60/15	15	41,3	31,5	41,3	17	28,75	67,3	116,0	6,7	2,4	1,9	2,4	0
VILA NOVA MILFONTES	VILA NOVA MILFONTES	AT/MT	60/30/15	30	10,6	0,0	10,6	4	308,63	14,8	323,4	79,8	2,7	0,0	2,7	2
VILA NOVA MILFONTES	VILA NOVA MILFONTES	AT/MT	60/30/15	15	10,6	0,0	10,6	3	78,44	13,3	91,7	30,2	3,5	0,0	3,5	0
VILA ROBIM	VILA ROBIM	AT/MT	60/15	15	26,6	21,9	26,6	8	141,14	61,5	202,6	25,0	3,3	2,7	3,3	0
VILA VELHA DE RODÃO	VILA VELHA DE RODÃO	AT/MT	60/30	30	2,7	2,8	2,8	5	111,80	3,6	115,4	22,8	0,5	0,6	0,6	0
VILA VIÇOSA	VILA VIÇOSA	AT/MT	60/15	15	12,7	0,0	12,7	8	145,88	17,6	163,5	20,2	1,6	0,0	1,6	0
VILAMOURA	VILAMOURA	AT/MT	60/15	15	22,2	0,0	22,2	12	136,04	73,5	209,5	17,2	1,9	0,0	1,9	0
VILAMOURA B	VILAMOURA B	AT/MT	60/15	15	12,1	0,0	12,1	8	0,00	50,2	50,2	6,2	1,5	0,0	1,5	0
VILAR DO PARAÍSO	VILAR DO PARAÍSO	AT/MT	60/15	15	41,0	29,9	41,0	10	51,86	92,8	144,7	14,3	4,1	3,0	4,1	0
WISEU	WISEU	AT/MT	60/15	15	13,3	7,9	13,3	8	7,47	32,1	39,6	4,9	1,7	1,0	1,7	0
VISO	VISO	AT/MT	60/15	15	43,5	34,3	43,5	15	298,66	76,2	374,9	24,7	2,9	2,3	2,9	1
VISTA ALEGRE	VISTA ALEGRE	AT/MT	60/15	15	17,4	15,0	17,4	7	77,85	9,7	87,6	12,3	2,5	2,1	2,5	0
VITÓRIA	VITÓRIA	AT/MT	60/15	15	31,3	30,1	31,3	14	0,00	33,1	33,1	2,3	2,2	2,1	2,2	0
VOUZELA	VOUZELA	AT/MT	60/15	15	21,1	17,1	21,1	10	358,14	18,9	377,1	37,2	2,1	1,7	2,1	2
ZAMBUJAL	ZAMBUJAL	AT/MT	60/10	10	30,0	27,7	30,0	23	0,00	104,4	104,4	4,5	1,3	1,2	1,3	0
SINES	SINES	AT/MT	60/30	30	0,0	0,0	0,0	3	136,27	11,3	147,6	48,6	0,0	0,0	0,0	0
ALPIARÇA	ALPIARÇA	AT/MT	60/30	30	8,5	12,8	12,8	5	95,64	4,3	99,9	19,7	1,7	2,6	2,6	0
ARRÉGOTA	GRÂNDOLA	AT/MT	60/30	30	0,0	0,0	0,0	6	278,51	3,5	282,0	46,4	0,0	0,0	0,0	1



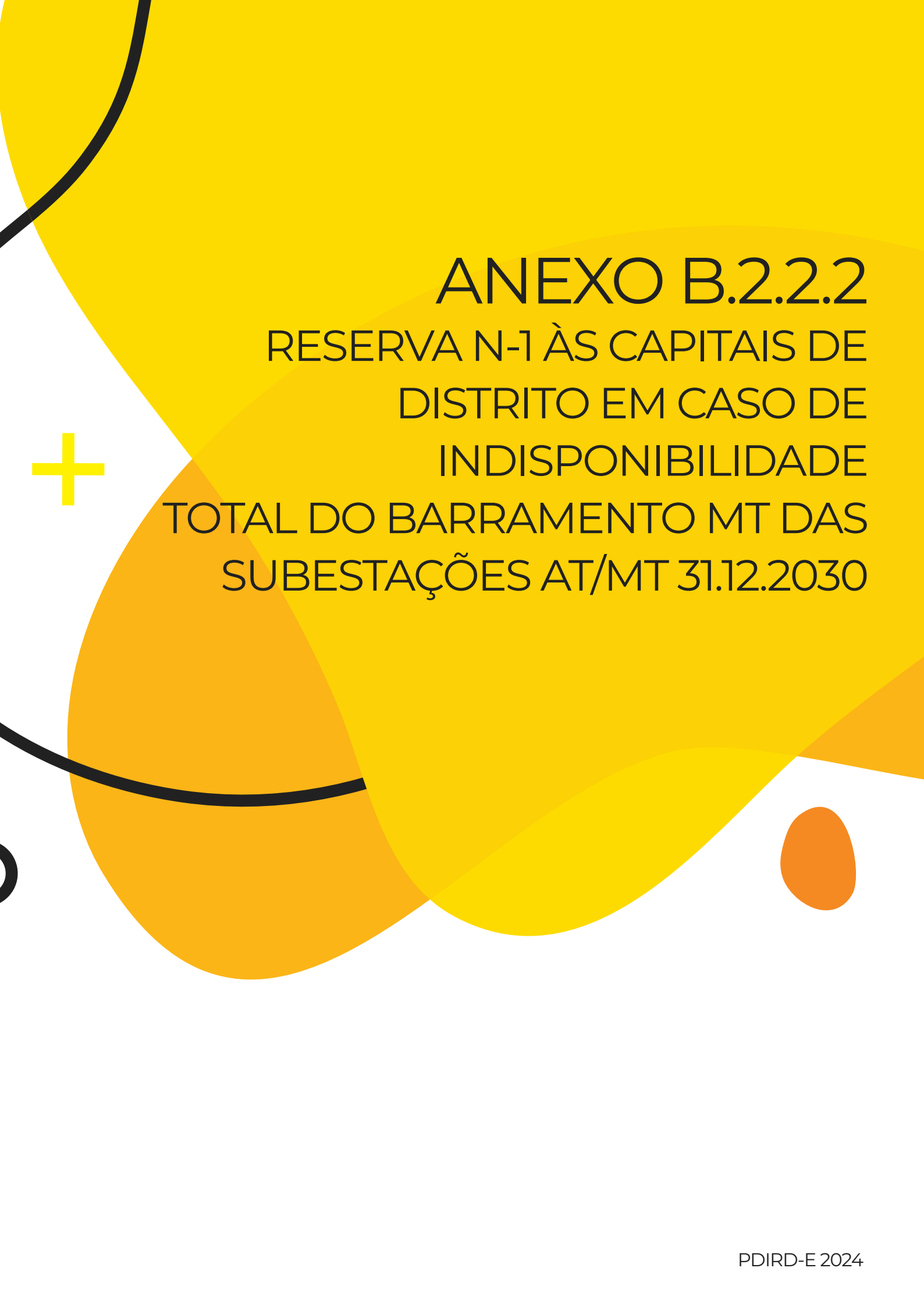
ANEXO B.2.2  
RESERVA N-1 ÀS  
CAPITAIS DE DISTRITO EM CASO DE  
INDISPONIBILIDADE  
TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS  
SUBESTAÇÕES AT/MT



ANEXO B.2.2.1  
RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS  
DE DISTRITO EM CASO DE  
INDISPONIBILIDADE  
TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS  
SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Aveiro	Aveiro	31,3	4,8
Aveiro	Esgueira	11,1	8,5
Aveiro	Ílhavo	3,7	0,0
Beja	Beja	15,0	7,3
Braga	Braga	25,7	0,0
Braga	São Martinho de Dume	16,6	0,0
Braga	Lamações	31,4	0,0
Braga	Lamas	5,1	2,7
Braga	Penide	0,1	0,0
Bragança	Bragança	21,2	14,1
Castelo Branco	Talagueira	28,5	0,0
Castelo Branco	Alcains	8,3	0,0
Coimbra	Alegria	29,7	3,7
Coimbra	Relvinha	15,3	1,9
Coimbra	Alto de São João	15,1	0,0
Coimbra	Taveiro	1,4	0,0
Coimbra	Corrente	13,5	0,0
Coimbra	Antanhol	3,8	0,0
Coimbra	Condeixa	0,1	0,0
Évora	Évora	32,9	8,7
Évora	Caeira	6,6	0,0
Faro	Faro	10,4	0,3
Faro	Torre Natal	12,3	0,0
Guarda	Guarda	17,4	0,0
Guarda	Casal de Cinza	7,9	0,0
Leiria	Azóia	4,8	0,2
Leiria	Andrinos	18,9	1,0
Leiria	Pinheiros	10,8	0,3
Leiria	Parceiros	13,9	0,0
Lisboa	Central Tejo	30,4	10,8
Lisboa	Boavista (Lisboa)	31,8	0,0
Lisboa	São Ciro	15,6	0,0
Lisboa	Santa Marta	34,0	0,0
Lisboa	Senhor Roubado	8,5	0,0
Lisboa	Norte	40,0	3,6
Lisboa	Vale Escuro	25,6	0,3
Lisboa	Zambujal	8,8	0,0
Lisboa	Praça Figueira	34,2	6,5
Lisboa	Alameda	25,4	0,0
Lisboa	Telheiras	29,4	0,0
Lisboa	Parque	34,0	0,0
Lisboa	Aeroporto	19,3	3,0
Lisboa	Luz	24,4	2,4
Lisboa	Entrecampos	27,5	0,0
Lisboa	Amoreiras	25,8	0,0
Lisboa	Arco Carvalhão	20,7	0,0
Lisboa	Colombo	26,7	7,5
Lisboa	Expo Sul	25,4	0,0
Lisboa	Alto do Lumiar	14,4	0,0
Lisboa	Gago Coutinho	18,9	0,0
Lisboa	Marvila	29,2	0,0
Lisboa	Moscavide	5,2	2,8
Lisboa	Expo Norte	13,7	0,0
Lisboa	Miraflores	6,5	0,0
Portalegre	São Vicente	13,3	4,0
Porto	Lapa	24,6	0,0
Porto	Boavista (Porto)	45,2	0,0
Porto	Campo Alegre	33,6	0,0
Porto	Antas	37,3	0,6
Porto	Campo 24 de Agosto	32,0	0,0
Porto	Monte dos Burgos	30,3	0,0
Porto	Paranhos	31,8	0,0
Porto	Vitória	31,3	0,0
Santarém	Fontainhas	10,2	0,0
Santarém	São Bento	18,5	0,0
Setúbal	São Sebastião	10,6	0,4

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Setúbal	Sado	0,8	0,0
Setúbal	Terroa	14,5	0,0
Setúbal	Brasil	23,7	2,2
Viana do Castelo	Santa Marta de Portuzelo	10,5	0,0
Viana do Castelo	Monserate	13,0	0,0
Vila Real	Telheira	18,2	0,0
Vila Real	Jorjais	5,6	0,0
Viseu	Viseu	9,7	0,0
Viseu	Orgens	6,9	0,0
Viseu	Viso	12,4	0,0



ANEXO B.2.2.2  
RESERVA N-1 ÀS CAPITAIS DE  
DISTRITO EM CASO DE  
INDISPONIBILIDADE  
TOTAL DO BARRAMENTO MT DAS  
SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2030

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Aveiro	Aveiro	31,63	4,89
Aveiro	Esgueira	11,18	8,54
Aveiro	Ílhavo	3,88	0,00
Beja	Beja	10,24	0,00
Beja	PI Beja	5,64	0,00
Braga	Braga	26,29	0,00
Braga	São Martinho de Dume	16,96	0,00
Braga	Lamações	32,02	0,00
Braga	Lamas	5,75	3,07
Braga	Penide	0,13	0,00
Bragança	Bragança	11,05	0,00
Bragança	Bragança B	10,52	0,00
Castelo Branco	Talagueira	31,80	0,00
Castelo Branco	Alcains	9,21	0,00
Coimbra	Alegria	29,76	3,72
Coimbra	Relvinha	15,35	1,90
Coimbra	Alto de São João	15,15	0,00
Coimbra	Taveiro	1,48	0,00
Coimbra	Corrente	13,47	0,00
Coimbra	Antanhol	3,80	0,00
Coimbra	Condeixa	0,16	0,00
Évora	Évora	34,10	8,98
Évora	Caeira	10,43	0,00
Faro	Faro	12,65	0,30
Faro	Torre Natal	10,45	0,00
Guarda	Guarda	18,92	0,00
Guarda	Casal de Cinza	7,93	0,00
Leiria	Azóia	4,97	0,23
Leiria	Andrinos	18,82	0,99
Leiria	Pinheiros	10,72	0,28
Leiria	Parceiros	13,81	0,00
Lisboa	Central Tejo	31,60	11,23
Lisboa	Boavista (Lisboa)	33,87	0,00
Lisboa	São Ciro	16,19	0,00
Lisboa	Santa Marta	31,84	0,00
Lisboa	Senhor Roubado	8,26	0,00
Lisboa	Norte	41,66	3,75
Lisboa	Vale Escuro	26,97	0,27
Lisboa	Zambujal	9,21	0,00
Lisboa	Praça Figueira	27,16	0,00
Lisboa	Alameda	26,48	0,00
Lisboa	Telheiras	30,41	0,00
Lisboa	Parque	35,34	0,00
Lisboa	Aeroporto	19,98	3,13
Lisboa	Luz	25,23	2,44
Lisboa	Entrecampos	28,61	0,00
Lisboa	Amoreiras	28,03	0,00
Lisboa	Arco Carvalhão	21,52	0,00
Lisboa	Colombo	27,76	7,85
Lisboa	Expo Sul	26,41	0,00
Lisboa	Alto do Lumiar	14,80	0,00
Lisboa	Gago Coutinho	19,65	0,00
Lisboa	Pena	8,73	0,00
Lisboa	Marvila	30,39	0,00
Lisboa	Moscavide	5,26	2,79
Lisboa	Expo Norte	14,12	0,00
Lisboa	Miraflores	6,56	0,00
Portalegre	São Vicente	7,62	0,00
Portalegre	Portalegre ZI	5,89	0,00
Porto	Lapa	24,94	0,00
Porto	Boavista (Porto)	45,88	0,00
Porto	Campo Alegre	34,14	0,00
Porto	Antas	37,70	0,64
Porto	Campo 24 de Agosto	32,45	0,00
Porto	Monte dos Burgos	30,79	0,00
Porto	Paranhos	32,26	0,00

<b>Distrito Designação</b>	<b>Subestação</b>	<b>Carga Natural da SE na Capital de Distrito [MW]</b>	<b>Potência não Alimentada na Capital de Distrito [MW]</b>
Porto	Vitória	31,64	0,00
Santarém	Fontainhas	10,29	0,00
Santarém	São Bento	18,79	0,00
Setúbal	São Sebastião	10,35	0,37
Setúbal	Sado	0,78	0,00
Setúbal	Terroa	14,37	0,00
Setúbal	Brasil	23,52	2,17
Viana do Castelo	Santa Marta de Portuzelo	10,34	0,00
Viana do Castelo	Monserate	12,82	0,00
Vila Real	Telheira	18,06	0,00
Vila Real	Jorjais	5,51	0,00
Viseu	Viseu	9,57	0,00
Viseu	Orgens	6,86	0,00
Viseu	Viso	12,29	0,00



The page features a large, abstract graphic on the left side composed of overlapping yellow and orange shapes. A thick black arc is visible at the top left, and a black circle is positioned at the bottom center. The text is centered on the right side of the page.

# ANEXO B.3

## CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT

No presente anexo apresenta-se a estimativa de capacidade de recepção de potência de produção para a RND prevista a 31.12.2025 e 31.12.2030 de acordo com o plano de desenvolvimento apresentado.

Para cada Subestação AT/MT e Posto de Corte AT foi avaliada a capacidade de recepção de potência no(s) barramento(s) de alta e média tensão considerando a potência dos centros electroprodutores existentes ou com compromisso de ligação na RND.

Nota explicativa para a leitura das tabelas dos Anexos B.3.1.1 e B.3.2.1:


- A capacidade indicada na coluna "Grupo de Subestações" representa o limite da capacidade tomada conjuntamente pelas SE que compõe o grupo.
- Capacidades representadas por hífen "-" indicam que não é possível proceder a mais ligações nesse nível de tensão.
- Capacidades com valores numéricos indicam o valor máximo de recepção ao nível do barramento, porém limitadas pela possibilidade de ampliação do barramento para novas ligações e na rede MT também pela capacidade da rede MT existente.

A indicação das capacidades disponíveis nos níveis de média e alta tensão não dispensa o cumprimento do preconizado no Regulamento de Relações Comerciais sobre a definição do nível de tensão de ligação para centros electroprodutores em função da sua potência. Assim, a indicação de valores de capacidade superiores aos dos respetivos níveis devem ser entendidos como disponibilidade para múltiplos produtores até à capacidade indicada.

Exceto nas instalações identificadas com (\*) as capacidades indicadas foram avaliadas não contemplando o investimento avultado em novas infraestruturas, nomeadamente no reforço de potência em SE, na instalação de barramento AT ou no reforço da alimentação AT, pelo que a efetiva capacidade disponível aumentará com a realização de tais ações. Nas instalações identificadas com (\*) a ligação à RESP poderá necessitar de significativos investimentos, nomeadamente a construção de um posto de corte de alta tensão ou a significativa adaptação da instalação existente.


As capacidades de recepção das subestações da RND, no conjunto de uma zona de rede, estão limitadas à capacidade de recepção dessa zona de rede a montante, na RNT. As capacidades de recepção em cada zona de rede são estabelecidas pelo operador da RNT, e podem ser consultados no documento "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede|Situação a 31 de Dezembro de 2023".

Não se verificaram constrangimentos nos pontos de entrega da RNT uma vez que a potência ligada na RND é inferior à potência de transformação das subestações da RNT. Por conseguinte, não se incluiu essa informação neste Anexo.



# ANEXO B.3.1

## CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2025



ANEXO B.3.1.1  
CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE  
PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2025  
– TABELA

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT			
		Subestação			Grupo						
		Potência Ligação [MVA]			MT				Barramento 60kV		
Concelho	Nome	Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV	AT		MT+AT	AT
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	0	-	0	-	-	0		
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	-	0	0	
Odemira	SÃO TEOTÔNIO	11,6	7,8	0	0	-	-	0	0		
Aljezur	POLDRA	58,4	0	0	-	9,0	-	38,4	38,4	38,4	
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	6,7	26,4	0	-	14,1	-	41,1	41,1		Portimão
Portimão	PORTIMÃO	0,3	3,6	0	-	23,8	-	-	23,8		
Lagos	BENSAFRIM	93,0	0	0	-	-	-	0	0		41,1
Lagos	LAGOS	18,1	13,6	2,1	-	0	-	0	0		
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,3	0,3	0	-	0	-	0	0		
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,7	2,3	0	-	8,9	-	23,0	23,0	23,0	
Silves	SILVES (*)	0,3	4,0	0	-	13,7	-	77,8	77,8	77,8	
Silves	TUNES (4)	14,4	6,9	0	-	6,9	-	-	6,9	6,9	
Albufeira	ALBUFEIRA	6,7	0,8	10,0	-	28,7	-	28,8	28,8		
Albufeira	MONTECHORO	36,2	10,3	0	-	30,7	-	30,7			
Albufeira	PADERNE	14,0	0	0	-	-	-	30,7			
Loulé	VILAMOURA	0,3	0,8	10,0	-	30,7	-	30,7			
Loulé	VILAMOURA B (*)	0,3	0,2	0	-	27,8	-	30,7			
Lagoa	LAMEIRAS	0	0	0	-	-	-	47,3			
Lagoa	LAGOA	0,3	11,6	0	-	20,1	-	-			
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0,3	1,5	10,4	-	44,5	-	47,3			
Loulé	LOULÉ	4,5	0,1	0	-	31,4	-	37,2			
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	7,1	0	0	-	10,8	-	27,9	27,9		37,2
Loulé	ALMANCIL	1,2	0,8	10,0	-	16,3	-	59,9			
Loulé	QUARTEIRA	0,2	0,1	10,0	-	46,4	-	59,9			
Faro	FARO	0,1	0,2	0	-	56,4	-	-			
Faro	BRACIAIS	9,8	0,9	10,0	-	15,3	-	59,9			
Faro	TORRE NATAL	1,5	0,6	10,0	-	23,9	-	49,9			
Olhão	OLHÃO	2,4	6,1	0	-	27,4	-	39,4			
Tavira	TAVIRA	0,3	0,4	10,0	-	25,3	-	61,3	61,3		
Tavira	CONCEIÇÃO	0	0	0	-	17,9	-	88,5	88,5		
Castro Marim	CASTRO MARIM	0	4,1	0	-	13,9	-	43,1			
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0,5	4,0	0	-	31,5	-	42,7			
Tavira	CACHOPO	7,4	6,0	0	-	4,6	-	-	14,5		
Loulé	AMEIXIAL	27,6	0	0	-	-	-	20,4	20,4		
Almodôvar	ALMODÔVAR	0,1	2,8	0	-	1,5	-	-	4,0		
Almodôvar	PORTEIRINHOS	14,0	27,0	0	0	0	-	12,3	12,3	12,3	Ourique
Aljustrel	ALJUSTREL	13,5	31,7	5,0	0	0	-	0	0	0	
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	5,6	28,7	0	0	-	-	0	0	0	
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	9,4	6,6	21,0	0	-	-	0	0	0	
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	52,2	3,2	0	0	-	-	0	0	0	
Beja	BEJA	20,3	7,9	7,2	0	0	-	0	0	0	
Beja	PC BEJA (A)	0	22,8	0	-	-	-	0	0	0	
Ferreira do Alentejo	LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN) (*)	13,8	8,0	0	-	-	-	-	-	-	11,0
Moura	MOURA	9,9	10,2	0	0	-	-	3,8	3,8		
Serpa	ÍNSUA	45,0	0	0	-	-	-	0	0		
Serpa	PIAS (*)	10,8	0	0	-	-	-	0	0		
Serpa	BRINCHES	13,0	3,3	0	0	-	-	0	0		
Serpa	SERPA	5,1	8,1	0	0	0	-	0	0		
Moura	AMARELEJA	52,3	0,8	0	0	-	-	0	0	0	
Portel	ÁLAMOS	0	0	0	-	-	-	10,1			
Portel	PC PORTEL (A)	0	17,0	0	-	-	-	10,1			
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	1,4	19,9	0	5,7	1,3	-	10,1	10,1		
Moura	LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	42,0	0	0	-	-	-	-	-	-	6,4
Santiago do Cacém	SANTIAGO	18,2	3,1	3,0	1,1	-	-	1,1	1,1		
Grândola	ARREGOTA NOVA (A)	0	2,0	0	1,1	-	-	1,1	1,1		
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	5,1	14,1	0	1,0	0	-	8,2	8,2		
Sines	MONTE FEIO	3,0	21,8	0,4	28,3	4,1	-	45,6	45,6		
Alcácer do Sal	COMPORTA	12,6	5,7	0	0	-	-	3,7	3,7		
Sines	SINES (A)	15,6	11,0	0	0	-	-	0	0	0	
Sines	MORGAVEL	48,9	0	0	-	-	-	0	0		
Sines	LN60 0107 SINES-NESTE I (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	70,2
Sines	LN60 0108 SINES-NESTE II (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	
Estremoz	ESTREMOZ	28,3	4,5	0	1,1	4,5	-	17,7	17,7	17,7	
Estremoz	PC MONTE DOS AMARELOS (A)	0	36,0	0	-	-	-	45,9	45,9		
Avis	MARANHÃO	13,2	3,6	0	8,7	-	-	11,6	11,6		
Elvas	ALCÁCOVA	18,3	36,9	14,0	0	-	-	0	0	0	
Arronches	ARRONCHES	9,2	1,6	0	0	-	-	0	0	0	
Borba	BORBA	20,3	10,4	0	-	0	-	0	0	0	
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	21,9	0,4	0	-	0	-	0	0	0	
Alandroal	TERENA	20,0	0,2	0	0	-	-	0	0	0	
Évora	CAEIRA	23,0	9,3	1,0	0	0	-	0	0	0	
Évora	VALE DE MOURA	25,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Évora	ÉVORA SUL	25,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	6,8	34,9	0	0	-	-	0	0	0	
Évora	ÉVORA	3,9	1,3	0	-	0	-	-	0	0	
Arraiolos	CERÂMICA	19,6	18,4	0	0	-	-	11,6	11,6	11,6	
Montemor-o-Novo	MONTÉMOR	1,0	11,8	0	6,0	0	-	6,0	6,0	6,0	
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,8	12,4	0	6,0	0	-	6,0	6,0	6,0	
Setúbal	TERROA (*)	0,1	2,0	0	-	33,9	-	-	89,2	89,2	
Setúbal	SADO (SE)	85,2	8,5	0	0	-	-	0	0		
Setúbal	SADO (PC)	0	0	0	-	-	-	0	0		
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	6,7	46,2	0	0	0	-	0	0		
Setúbal	BRASIL	1,6	0	0	-	0	-	0	0	0	
Montijo	PEGÕES	24,6	16,9	0	0	0	-	0	0	0	
Setúbal	ALGERUZ	20,0	99,9	0	-	-	-	25,0	25,0		
Moita	MOITA	33,8	2,7	0	-	0	-	0	0		
Palmela	CARRASCAS	1,3	35,7	4,0	0	0	-	0	0	0	
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,8	0,1	0	-	0	-	0	0	0	
Montijo	MONTIJO	21,3	1,5	0	-	0	-	0	0	0	n

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT		
		Subestação				Grupo					
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	0	-	0	-	-	0		
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	-	0	0	
Alcochete	SÃO FRANCISCO	7,1	21,8	15,5	0	0	-	0	0		Alcochete
Palmela	PINHAL NOVO	13,9	2,9	0	-	11,5	-	80,3	80,3	80,3	
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0,5	12,9	2,0	-	3,3	-	3,3	3,3	3,3	
Sesimbra	SANTANA	0,5	17,7	8,0	-	3,3	-	3,3	3,3	3,3	3,3
Almada	AROEIRA	18,5	0,1	0	-	17,4	-	52,2	52,2	52,2	52,2
Barreiro	COINA	1,6	6,1	4,0	-	15,8	-	35,2	35,2		
Barreiro	VILA CHÃ	10,1	2,1	4,0	-	3,8	-	13,5	13,5		
Seixal	MATA	0	0	0	-	-	-	53,4	53,4		53,4
Seixal	FOGUETEIRO	5,6	4,3	0	-	46,8	-	-	53,4		
Seixal	SEIXAL	0,2	0,5	0	-	35,3	-	-	53,4		
Barreiro	BARREIRO	0,6	0,5	0	-	35,3	-	35,3	35,3		
Barreiro	QUIMIPARQUE	1,8	0,5	0	-	26,9	-	35,3	35,3		35,3
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	20,0	0	0	-	-	-	35,3	35,3		
Almada	SOBREDA	10,1	0,8	0	-	26,2	-	47,4	47,4		47,4
Almada	LARANJEIRO	0,1	0,1	0	-	47,4	-	-	47,4		
Almada	PIEDADE	0	0	0	-	-	-	57,6	57,6		
Almada	PORTAGEM	2,4	0,9	0	-	57,6	-	-	57,6		57,6
Almada	MUTELA	0	0,1	0	-	35,9	-	-	57,6		
Almada	COSTA DA CAPARICA (*)	0	0	0	-	28,3	-	96,5	96,5		96,5
Loures	MOSCAVIDE	0,5	0,7	0,4	-	-	34,5	238,1	238,1		
Lisboa	EXPO NORTE	6,6	0,2	0	-	-	29,2	-	29,2		
Lisboa	EXPO SUL	0,2	0,4	0	-	-	53,4	-	53,4		
Lisboa	GAGO COUTINHO	1,0	0,1	0	-	-	34,9	-	34,9		
Lisboa	OLIVAIS	0	0	0	-	-	-	50,2	50,2		238,1
Lisboa	AEROPORTO	0,8	0,3	0	-	-	70,9	-	70,9		
Loures	CAMARATE (*)	0,2	0,2	0	-	-	17,6	29,8	29,8		
Loures	ANAIA	7,9	2,0	0	18,6	-	17,7	20,2	20,2		
Lisboa	MARVILA	0,3	0,2	0	-	-	71,5	-	71,5		
Benavente	CARRASCAL	13,3	23,2	0	0	-	-	0	0		
Benavente	MAXOQUEIRA	0	0	0	-	-	-	0	0		
Benavente	BENAVENTE	0,4	3,4	1,0	0	-	-	0	0		0
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	1,7	0,6	0	0	-	-	0	0		0
Salvaterra de Magos	MARINHAIS	25,0	0	0	-	-	-	0	0		0
Coruche	CORUCHE	17,4	9,3	5,1	0	-	-	0	0		0
Cascais	BIRRE	0,3	2,5	0	-	-	53,9	-	-		
Cascais	CASCAIS	0	0,3	0	-	-	35,7	-	-		103,0
Cascais	ESTORIL	0,6	0,1	0	-	-	35,3	-	-		
Cascais	ALCOITÃO	0,9	1,2	0	-	-	33,8	103,0	-		
Cascais	ABÓBODA (*)	5,9	0,6	0	-	-	29,5	64,7	-		64,7
Cascais	PAREDE	0,5	0,3	0	-	-	35,2	-	-		
Sintra	CAPA ROTA	1,2	7,9	0	-	-	26,8	62,4	-		62,4
Sintra	RANHOLAS	0,3	0,7	0	-	-	16,9	-	-		
Cascais	TRAJOUCE	0	0	0	-	-	-	61,1	-		
Oeiras	FIGUEIRINHA	0,9	0,6	0,9	-	-	61,1	-	-		61,1
Oeiras	LEIÃO	1,1	2,6	0,8	-	-	31,3	44,8	-		
Sintra	SÃO MARCOS	2,1	1,0	0	-	-	32,8	-	-		
Sintra	RIO MOURO	0,3	2,3	0	-	-	33,3	46,8	46,8		46,8
Sintra	QUELUZ	0	0,3	0	-	-	35,6	-	35,6		35,6
Amadora	VENTEIRA	1,2	0,2	0	-	-	34,6	-	34,6		34,6
Amadora	REBOLEIRA	3,7	0,3	0	-	-	31,9	-	31,9		31,9
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,8	0	0	-	-	70,1	-	70,1		70,1
Sintra	CACÉM	2,8	0,5	0	-	-	44,8	44,8	44,8		44,8
Sintra	PC TELHAL (A)	0	20,0	0	-	-	-	35,9	35,9		
Sintra	MEM MARTINS	2,3	2,8	6,6	-	-	35,9	35,9	35,9		
Sintra	SABUGO	38,5	2,7	1,6	-	-	5,1	35,9	35,9		35,9
Sintra	PERO PINHEIRO	0,7	7,5	0	-	-	18,4	18,4	18,4		
Sintra	JANAS	0,7	9,8	0	-	-	25,4	25,5	25,5		
Mafra	GODIGANA (*)	0,3	11,7	0,1	-	-	5,9	12,1	12,1		
Lisboa	ZAMBUJAL	1,3	2,1	0	-	-	68,6	191,7	191,7		
Oeiras	BARCARENA	0,4	1,6	0	-	-	34,0	-	34,0		34,0
Oeiras	MIRAFLORES	3,9	1,6	0	-	-	66,4	-	66,4		
Lisboa	CENTRAL TEJO	2,7	1,4	0	-	-	67,8	-	67,8		67,8
Lisboa	SÃO CIRO	0	0,1	0	-	-	35,9	-	35,9		
Lisboa	BOAVISTA (NOVA)	0	0,4	0	-	-	53,5	-	53,5		
Amadora	VENDA NOVA (Amadora)	0,2	0,4	0	-	-	35,3	-	35,3		
Lisboa	PALHAVÃ	0	0	0	-	-	-	193,3	193,3		
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0,1	0,1	0	-	-	53,8	-	53,8		
Lisboa	AMOREIRAS	0,2	0	0	-	-	35,8	-	35,8		
Lisboa	PARQUE	0	0,1	0	-	-	71,9	-	71,9		
Lisboa	SANTA MARTA	1,8	0,1	0	-	-	70,0	-	70,0		
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	NORTE	0	1,6	0	-	-	70,3	-	70,3		
Lisboa	ALAMEDA	0	0	0	-	-	36,0	-	36,0		
Lisboa	LUZ	0,7	2,3	0	-	-	69,0	-	69,0		
Lisboa	COLOMBO	7,0	0,5	0	-	-	28,4	-	28,4		
Torres Vedras	MATAÇÃES	68,0	6,6	0	0	-	-	0	0		
Alenquer	MERCEANA	0,1	8,7	29,0	0	-	-	0	0		
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,3	0	0	-	-	-	0	0		0
Lourinhã	LOURINHÃ	20,0	2,2	0	0	-	-	0	0		
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	32,0	14,0	0	-	-	0	0	0		0
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0,5	1,9	1,0	-	-	0	0	0		
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0,5	18,6	0	-	-	0	0	0		
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,3	0	0	-	-	-	0	0		
Mafra	TELHEIRO	6,8	1,4	0,8	-	-	0	0	0		
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	80,3	1,4	0	0	-	-	9,5	9,5		9,5
Lisboa	CARRICHE	0	0	0	-	-	-	197,9	197,9		
Lisboa	ENTRECAMPOS	0,1	0,9	0	-	-	71,0	-	71,0		
Lisboa	VALE ESCURO	0	0,1	0	-	-	35,9	-	35,9		
Lisboa	TELHEIRAS	0,5	1,4	0	-	-	70,0	-	70,0		197,9

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT		
		Subestação				Grupo					
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	0	-	0	-	-	0		
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	-	0	0	
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0,3	0,1	0	-	-	35,6	-	35,6		
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0,3	0,4	0	-	-	35,3	-	35,3		
Loures	QUINTA DA CALDEIRA	0,4	4,1	0	-	-	31,4	44,6	44,6		
Odivelas	ARROJA	0,4	0,9	0	-	-	47,9	47,9	47,9		
Loures	FANHÕES (PS)	63,0	0	0	-	-	-	-	50,5	50,5	
Loures	FANHÕES (SE)	38,4	58,2	0	-	-	0	0	0		
Loures	LOURES	5,5	2,6	0	-	-	40,0	40,0	40,0		
Loures	MERCADO	15,4	11,4	0	-	-	5,7	5,7			
Vila Franca de Xira	PÓVOA	5,3	2,5	0	0	-	18,0	42,6		42,6	
Odivelas	CANEÇAS	0	8,0	0	-	-	10,0	32,7		32,7	
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	6,1	0,5	29,0	-	-	4,1	4,1			
Mafra	GRADIL	2,4	6,4	0	-	-	4,1	4,1		4,1	
Mafra	MAFRA	15,9	4,3	2,0	-	-	4,1	4,1			
Alenquer	VALE TEJO	22,7	6,5	0	26,0	-	-	128,1		128,1	
Alenquer	CHEGANÇAS	18,4	2,1	0	0	-	-	11,6			
Vila Franca de Xira	AREIAS (VFX)	0,6	1,0	0	15,8	-	28,8	43,5			
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0,9	0	0	-	-	-	46,0		46,0	
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	8,1	34,8	1,0	5,1	-	9,6	23,8			
Azambuja	ESPADANAL	2,3	4,5	0	26,1	-	-	26,1		26,1	
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	8,5	30,5	0	0	-	-	26,1			
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0,4	20,3	0	-	0	-	0		0	
Santarém	FONTAINHAS	3,4	31,4	0	0	-	-	0		0	
Santarém	ALCANEDE	2,2	19,0	0	0	-	-	-		0	
Santarém	SÃO BENTO	12,5	5,9	0	0	0	-	0		0	
Santarém	ALCANHÕES	18,0	0	0	-	-	-	0		0	
Almeirim	ALMEIRIM	7,2	34,2	0	0	-	-	0		0	
Alpiarça	ALPIARÇA (A)	0	1,5	0	0	-	-	0		0	
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0,1	10,1	0	0	-	-	0		0	
Salvaterra de Magos	GRANHO	20,0	0	0	-	-	-	0		0	
Santarém	VALE FIGUEIRA	0,4	16,6	0	-	0	-	-		-	
Rio Maior	RIO MAIOR	1,6	30,4	6,0	0	-	-	0		0	
Cadaval	CADAVAL	23,1	6,3	0	0	-	-	0		0	
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0,5	11,4	0	24,0	-	-	-		29,3	29,3
Óbidos	SANCHEIRA	1,9	9,3	2,2	0	-	-	0		0	
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0,8	1,7	0	0	-	-	0		0	
Peniche	ATOUGUIA	52,4	16,7	8,0	0	0	-	0		0	
Alcobaça	TURQUEL	15,4	28,8	0	0	-	-	0		0	
Alcobaça	CELA	3,2	0,4	0	0	-	-	0		0	
Portalegre	SÃO VICENTE	13,1	14,5	0	0	-	-	0		0	
Nisa	ALPALHÃO	23,0	13,4	0	0	-	-	0		0	
Mação	PRACANA	67,7	4,2	5,0	0	-	-	0		0	
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	25,9	1,1	0	0	-	-	0		0	
Mação	BELVER	89,0	1,6	0	0	-	-	0		0	
Nisa	VELADA	19,4	0	0	-	-	-	0		0	
Porto de Mós	SÃO JORGE	12,6	37,6	0	0	-	-	0		0	
Alcobaça	ALCOBAÇA	1,6	2,7	0	0	-	-	0		0	
Alcobaça	CASAL DA AREIA	15,9	10,0	2,5	0	0	-	0		0	
Leiria	MACEIRA	0	0	0	-	-	-	24,2		24,2	24,2
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	7,7	42,7	0	0	-	-	0		0	
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	4,3	15,6	0	30,1	-	-	30,1		30,1	
Leiria	AZÓIA	24,5	19,0	6,7	3,1	14,5	-	16,5		16,5	
Leiria	PARCEIROS	1,1	46,0	0	-	3,1	-	16,5		16,5	
Ourém	FÁTIMA	40,9	2,0	0	0	-	-	0		0	
Leiria	ANDRINOS	5,4	27,4	0	0	22,4	-	22,4		22,4	
Leiria	PINHEIROS	1,3	6,1	8,0	-	2,6	-	22,4		22,4	
Leiria	ORTIGOSA	3,9	14,1	0	-	18,0	-	28,3		28,3	
Pombal	RANHA	10,7	10,7	21,6	0	-	-	28,3		28,3	
Pombal	POMBAL	14,7	25,9	3,6	23,7	-	-	28,3		28,3	
Pombal	SICÓ	21,5	0	0	-	-	-	6,1		6,1	
Torres Novas	CHANCELARIA	18,5	0	0	-	-	-	0		0	
Alcanena	VILA MOREIRA	12,1	6,9	0	0	-	-	0		0	
Tomar	SANTA CITA	16,1	2,1	1,7	0	-	-	0		0	
Torres Novas	ALMONDA	5,2	1,0	0	-	-	-	0		0	
Torres Novas	SERRADA GRANDE	16,8	8,3	0	-	0	-	0		0	
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	4,2	8,4	0	0	-	-	0		0	
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	30,0	12,1	1,0	0	-	-	0		0	
Ourém	OURÉM	1,0	17,9	1,7	0	-	-	0		0	
Tomar	VENDA NOVA (Tomar)	7,0	5,2	7,0	0	0	-	0		0	
Sertã	SERTÃ	17,5	6,1	0	-	0	-	0		0	
Abrantes	OLHO BOI	2,4	49,0	10,0	0	-	-	0		0	
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0,3	19,4	0	0	-	-	0		0	
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	7,0	1,1	0,4	0	-	-	0		0	
Alvaiázere	ALVAIÁZERE	19,4	0,1	0	-	0	-	0		0	
Ansião	PONTÃO	21,4	0,6	0	-	0	-	0		0	
Pedrógão Grande	PEDROGÃO	1,0	1,7	7,1	-	0	-	0		0	
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,9	0	8,8	-	-	-	53,4		53,4	53,4
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0,6	2,1	0	-	0	-	0		0	
Lousã	LOUSÃ	73,6	0,7	1,5	-	0	-	0		0	
Góis	CADAFAZ	10,2	0	0	-	-	-	0		0	
Góis	MALHADAS	10,0	0	0	-	-	-	0		0	
Coimbra	TAVEIRO	1,4	21,6	0	-	10,0	-	10,0		10,0	10,0
Soure	ALFARELOS	7,3	14,0	0	-	0	-	9,1		9,1	9,1
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	21,1	10,2	0	-	0	-	0		0	
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0,1	0,2	0	-	35,6	-	59,5		59,5	
Coimbra	CORRENTE	0,1	0,9	0	-	28,1	-	59,5		59,5	
Coimbra	ANTANHOL	1,1	12,3	0	-	16,9	-	59,5		59,5	
Coimbra	RELVINHA	14,7	4,3	0	-	54,0	-	59,5		59,5	
Coimbra	ALEGRIA	0,3	0,3	0	-	47,8	-	47,8		47,8	
Penacova	PENACOVA	36,8	0	0	-	-	-	0		0	

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT
		Subestação					Grupo		
		Potência Ligação [MVA]			MT			AT	
Concelho	Nome	Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV		Barramento 60kV
					Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	0	0
Penacova	AGUIEIRA	1,8	2,2	0	-	0	-	0	0
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	5,2	3,6	0	-	0	-	0	0
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,0	0	0	-	-	-	0	0
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,9	0,8	0	-	0	-	0	0
Figueira da Foz	GALA	10,5	13,3	2,0	0	-	-	0	0
Figueira da Foz	CARVALHAIS	30,0	0	0	-	-	-	0	0
Soure	SOURE	35,0	1,2	0	12,8	-	-	14,9	14,9
Pombal	LOURIÇAL	1,9	15,9	15,0	0,2	-	-	58,3	58,3
Pombal	LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE) (*)	0	0	34,4	-	-	-	-	13,7
Anadia	MOGOFORES	2,7	2,8	0	-	15,9	-	15,9	15,9
Mealhada	PAMPILHOSA	46,0	3,1	0	-	15,9	-	15,9	15,9
Cantanhede	CANTANHEDE	13,5	2,8	0	-	0	-	0	0
Cantanhede	TOCHA	40,5	0,2	0	-	0	-	0	0
Mira	MIRA	1,1	0,3	0	-	0	-	0	0
Oliveira do Bairro	BUSTOS	5,9	11,9	0	-	0	-	0	0
Águeda	BARRÓ	42,9	9,7	11,3	-	0	-	0	0
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	7,3	3,5	0	-	0	-	0	0
Águeda	AGUEDA	23,3	3,3	0	-	0	-	0	0
Ílhavo	ÍLHAVO	8,9	8,5	3,2	-	36,0	-	44,2	44,2
Ílhavo	PC MIRA (A)	0	0	25,0	-	-	-	14,1	14,1
Ílhavo	GAFANHA	3,2	4,7	0	-	14,1	-	14,1	14,1
Aveiro	AVEIRO	0,8	0,1	0	-	44,2	-	44,2	44,2
Aveiro	ESGUEIRA	40,6	11,8	5,0	-	34,5	-	34,5	34,5
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	4,6	7,3	0	-	0	-	0	0
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	2,3	80,1	0	-	0	-	0	0
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	10,6	6,2	2,6	-	0	-	0	0
Vale de Cambra	VALE CAMBRA	53,6	25,4	0,2	-	0	-	0	0
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	8,5	7,6	0	-	0	-	0	0
Ovar	PC OVAR (A)	0	21,7	0	-	-	-	19,8	19,8
Santa Maria da Feira	ACAIL	0	18,0	0	-	-	-	19,8	19,8
Estarreja	AVANÇA	16,4	24,0	0	-	0,4	-	0,4	0,4
Ovar	OVAR	5,7	19,2	0	-	0,4	-	0,4	0,4
Ovar	ARADA	2,4	24,0	0	-	0,4	-	0,4	0,4
Estarreja	LN60 1230 Estarreja (REN)-Dow Portugal (*)	0	0	0	-	-	-	-	41,1
Estarreja	LN60 1479 Estarreja (REN)-Beduído (*)	0	0	0	-	-	-	-	97,2
Estarreja	LN60 1203 Estarreja (REN)-CUF (*)	0	0	0	-	-	-	-	108,7
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	1,4	1,5	5,0	-	0	-	0	0
Tábua	CANDOSA	30,1	0,6	0	-	0	-	0	0
Arganil	ARGANIL	1,1	0,7	2,0	-	14,2	-	27,7	27,7
Arganil	FRONHAS (*)	1,2	2,5	0	-	14,3	-	24,2	24,2
Arganil	LN60 1380 Alto de Arganil (PRE)-Tábua (REN) (*)	37,0	0	0	-	-	-	-	27,3
Castelo Branco	ALCAINS	2,2	5,7	25,4	0	0	-	15,1	15,1
Castelo Branco	TALAGUEIRA	9,7	47,6	4,0	0	-	-	16,0	16,0
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0	0	0	-	-	-	16,0	16,0
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RODÃO	7,6	37,0	0	0,3	-	-	0,3	0,3
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA (*)	2,9	15,2	2,0	0	-	-	7,6	7,6
Oleiros	OLEIROS (*)	29,0	0,1	0	-	0	-	19,3	19,3
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	47,1	0	0	-	0	-	0	0
Fundão	FUNDÃO	17,2	17,2	13,8	-	0	-	0	0
Covilhã	TORTOSENDO	10,5	11,3	0	-	0	-	0	0
Covilhã	VÁRZEA	0,4	27,2	0	-	0	-	0	0
Covilhã	PC BOIDOBRA	0	35,8	0	-	-	-	0	0
Belmonte	BELMONTE	31,5	1,0	1,0	-	0	-	0	0
Sabugal	SABUGAL	22,3	0,3	0	-	0	-	0	0
Penamacor	MEIMOA	0,2	0,1	0	-	0	-	0	0
Covilhã	LN60 1322 Serra de Alvoaça (PRE)-Ferro (REN) (*)	34,7	0	0	-	-	-	-	13,9
Viseu	VISO	6,3	10,4	3,6	-	51,6	-	61,2	61,2
Sátão	SÁTÃO	0,2	11,2	4,0	-	0	-	18,1	18,1
Viseu	MUNDÃO (PC)	15,0	0	0	-	-	-	18,1	18,1
Viseu	VISEU	0	4,1	0	-	24,2	-	46,5	46,5
Viseu	ORGENS	1,0	20,4	5,0	-	1,9	-	61,2	61,2
Vouzela	VOUZELA	12,9	6,1	0	-	0	-	0	0
Viseu	GUMIEI	26,6	14,5	5,0	-	0	-	0	0
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,7	0,9	0	0	-	-	0	0
Vouzela	FORNELO DO MONTE	95,9	0	0	-	-	-	41,2	41,2
Vila Nova de Paiva	LN60 1285 Nave (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	7,7
Vila Nova de Paiva	LN60 1284 Mourisca (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	7,7
Tondela	TONDELA	8,0	10,6	0	-	0	-	0	0
Seia	SABUGUEIRO	28,0	0	0	-	0	-	0	0
Seia	LORIGA	0	0	0	-	0	-	0	0
Gouveia	GOUVEIA	0,3	2,4	3,8	-	0	-	0	0
Seia	SEIA	78,0	2,4	0	-	0	-	0	0
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0,9	0,3	2,6	-	0	-	0	0
Mangualde	MANGUALDE	24,2	19,5	8,3	-	0	-	0	0
Nelas	NELAS	1,9	8,2	0	-	0	-	0	0
Celorico da Beira	CELORICO	2,2	10,8	1,0	-	0	-	0	0
Guarda	GUARDA	104,6	0,2	0	-	0	-	0	0
Guarda	CASAL DE CINZA	2,0	0,7	0	-	0	-	0	0
Sabugal	CERDEIRA	0,2	2,2	0	-	0	-	0	0
Trancoso	TRANCOSO	0,5	0	0	-	0	-	0	0
Trancoso	TRANCOSO	30,1	0	0	-	0	-	0	0
Pinhel	PINHEL	19,6	0,1	0	-	0	-	0	0
Celorico da Beira	LN60 1270 Videmonte (PRE)-Chafariz (REN) (*)	34,4	0	0	-	-	-	-	13,7
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	25,3	4,4	22,0	0	-	-	0	0
Lamego	RIBABELIDE	96,1	0	0	-	-	-	2,6	2,6
Baião	SEIXINHOS	38,5	0	0	-	-	-	0	0
Amarante	CARNEIRO	15,5	0,2	0	-	0	-	0	0



Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]					Ligação RNT				
		Subestação			Grupo		Barramento 60kV				
		Potência Ligação [MVA]			MT			AT			
Concelho	Nome	Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV		AT	MT+AT	AT
					Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	0	-	0
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	-	0		
Lamego	VAROSA	70,1	0,7	0	0	-	-	0	0		
Lamego	LAMEGO	35,0	0,9	0	0	-	-	0	0		
Alijó	PINHÃO	1,0	7,5	7,0	11,5	-	-	16,9	16,9		
Vila Real	TELHEIRA	49,3	0,2	7,0	0	-	-	0	0	0	Vila P. Aguiar
Vila Real	JORJAIS	30,0	1,0	0	0	-	-	0	0		
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	82,4	0,1	15,0	3,6	-	-	33,5	33,5	33,5	Vila P. Aguiar
Ribeira de Pena	DAIVÕES	14,6	0	0	-	-	-	18,2	18,2		
Chaves	VIDAGO	17,3	2,1	0,6	-	14,0	-	14,0	14,0		
Chaves	CHAVES	23,1	0,8	5,0	-	0	-	0	0	0	Valpaços
Montalegre	MORGADE	13,0	0,3	0	-	0	-	0	0		
Montalegre	LEIRANCO	27,5	0	0	-	-	-	0	0		
Valpaços	VALPAÇOS	40,8	7,1	0	-	0,6	-	0,6	0,6		
Mogadouro	MOGADOURO	64,8	15,4	3,0	0	-	-	0	0	0	Mogadouro
Bragança	BRAGANÇA	21,0	13,0	6,4	5,4	-	-	5,4	5,4	5,4	Macedo
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,6	5,3	0	23,6	-	-	33,8	33,8	33,8	Macedo
Mirandela	MIRANDELA	2,6	27,4	0	20,1	-	-	20,1	20,1		
Torre de Moncorvo	AÇOREIRA (2)	18,2	0,3	0	0	-	-	0	0	0	Pocinho
Mêda	MARVÃO (*)	0,3	8,3	0,7	0	-	-	40,9	40,9		
Torre de Moncorvo	LN60 1257 01 Pocinho (REN)-Marvão/Catapereiro (PRE) (*)	8,5	0	0	-	-	-	-	-		
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	1,0	0,7	0	-	25,1	-	25,1	25,1	25,1	Canelas
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0	1,0	0	-	25,1	-	25,1	25,1		
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0	0	0	-	25,1	-	25,1	25,1		
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0,1	1,0	0	-	25,1	-	25,1	25,1		
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAISO	2,7	3,0	0	-	50,9	-	65,1	65,1		
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	4,1	44,7	0	-	0	-	0	0	15,1	Canelas
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	1,5	8,4	0	-	15,1	-	15,1	15,1		
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,9	2,7	4,2	-	14,4	-	15,1	15,1		
Espinho	ESPINHO	2,4	2,5	0	-	15,1	-	15,1	15,1		
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	110,4	2,8	1,0	-	0	-	0	0	22,3	Feira
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	15,0	10,3	5,8	-	22,3	-	22,3	22,3		
Santa Maria da Feira	FEIRA	1,2	44,6	0	-	0	-	22,3	22,3		
São João da Madeira	DEVESA VELHA	3,0	3,2	0	-	0	-	0	0	0	Feira
Oliveira de Azeméis	CARRÉGOSA	48,4	4,3	0	-	0	-	0	0		
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0,9	18,2	0	-	0	-	0	0	69,4	Ermesinde
Arouca	AROUCA	9,0	1,1	0	-	3,4	-	18,4	18,4		
Santa Maria da Feira	INHA	4,2	9,4	6,1	-	0	-	69,4	69,4		
Gondomar	GONDOMAR	3,9	1,0	0	-	51,7	-	52,7	52,7	30,0	Ermesinde
Gondomar	FÂNZERES	0,8	26,8	1,1	-	28,0	-	30,0	30,0		
Gondomar	JOVIM	0,6	41,0	0	-	8,5	-	8,5	8,5		
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,4	1,4	0	-	52,8	-	116,1	116,1		
Porto	ANTAS	0,4	1,9	0,3	-	78,3	-	123,5	123,5	123,5	Prelada
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0,4	0,1	0	-	53,5	-	76,0	76,0		
Porto	PARANHOS	7,9	0,2	0	-	45,9	-	76,0	76,0		
Porto	PRELADA	0	0	0	-	-	-	191,8	191,8		
Porto	LAPA	0,3	0,2	0	-	56,2	-	64,5	64,5	64,0	Custóias
Porto	VITÓRIA	0	0	0	-	56,7	-	71,5	71,5		
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,9	0,6	0	-	46,5	-	64,0	64,0		
Porto	BOAVISTA (Porto)	0,1	0,1	1,0	-	70,8	-	74,7	74,7	79,6	Custóias
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0	0	0	-	-	-	79,6	79,6		
Porto	CAMPO ALEGRE	0,2	0,3	0	-	72,1	-	72,1	72,1	136,0	Custóias
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,3	0,2	0	-	17,8	-	63,0	63,0		
Matosinhos	MATOSINHOS	0,3	0,2	0	-	56,1	-	73,0	73,0		
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	116,0	2,4	0	-	28,6	-	28,6	28,6	75,5	Famalicão
Matosinhos	LEÇA DO BALIO	4,5	0	0	-	-	-	75,5	75,5		
Matosinhos	CUSTÓIAS	1,7	0,3	3,5	-	66,6	-	94,9	94,9		
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	18,4	26,1	0	-	17,5	-	91,8	91,8	41,1	Famalicão
Vila do Conde	VILA DO CONDE	6,4	0,9	0	-	41,1	-	41,1	41,1		
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	1,2	6,3	27,5	-	41,1	-	41,1	41,1	40,5	Vermoim
Matosinhos	AMIEIRA	0,2	0,9	0	-	40,5	-	40,5	40,5		
Maia	MAIA	11,9	6,8	7,9	-	58,4	-	63,2	63,2	150,5	Vermoim
Vila do Conde	MINDELO	1,5	0,6	0	-	26,3	-	39,6	39,6		
Vila do Conde	MOSTEIRÓ	1,4	3,2	0	-	52,1	-	67,7	67,7		
Valongo	ALFENA	4,4	4,3	4,0	-	44,4	-	70,8	70,8	70,8	Riba de Ave
Maia	GUEIFÃES	0,8	0,6	0	-	40,3	-	40,3	40,3		
Trofa	MURO	7,7	37,3	0	-	11,6	-	26,4	26,4	64,9	Riba de Ave
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO	60,6	6,1	0	-	0	-	0	0		
Felgueiras	SOUSA	3,2	35,6	6,8	-	0	-	0	0		
Santo Tirso	AREIAS NORTE	7,1	2,7	0	-	41,9	-	64,9	64,9	28,9	Riba de Ave
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,0	3,6	0	-	39,8	-	64,9	64,9		
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	11,3	3,9	12,4	-	20,1	-	29,0	29,0		
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO	16,0	6,3	5,0	-	28,9	-	29,0	29,0		
Braga	LAMAS	3,1	1,4	21,8	-	48,1	-	57,5	57,5	0	Riba de Ave
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	12,0	6,8	0,4	-	0	-	0	0		
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,6	0	0	-	-	-	0	0	0	Riba de Ave
Vieira do Minho	ERMAL	23,1	0	4,0	-	0	-	0	0		
Guimarães	PEVIDÉM	25,7	1,6	2,0	-	0	-	0	0		
Guimarães	LAMEIRINHO	15,7	0,2	0	-	0	-	0	0	75,5	Fafe
Guimarães	GUIMARÃES	10,1	4,7	8,8	-	33,0	-	75,5	75,5		
Fafe	FAFE	6,8	12,1	5,8	-	24,8	-	24,8	24,8	28,1	Recarei
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,8	0	0	-	-	-	0	0		
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,7	3,1	4,9	-	-	-	0	0		
Felgueiras	FELGUEIRAS	5,5	3,0	0	-	28,1	-	28,1	28,1	28,1	Recarei
Mondim de Basto	CAMPANHÓ	58,5	0	0	-	-	-	28,1	28,1		
Amarante	AMARANTE	3,7	0,4	0	-	28,1	-	28,1	28,1	0	Recarei
Valongo	VALONGO	6,3	96,5	0	-	0	-	0	0		
Paredes	REBORDOSA	10,1	3,1	0	-	40,8	-	44,3	44,3		
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0,4	1,6	0	-	26,3	-	44,3	44,3	44,3	Recarei
Paredes	LORDELO	7,2	69,4	5,7	-	0	-	0	0		
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	1,1	4,5	0	-	0	-	0	0		

Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT		
		Subestação				Grupo					
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			MT			AT	MT+AT	AT	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	30 kV	15 kV	10 kV				
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	0	-	0	-	-	0		
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	-	0	0	
Lousada	LOUSADA	2,4	35,3	0	-	0	-	18,1	18,1	46,4	
Penafiel	BUSTELO	1,5	20,3	0	-	14,2	-	46,4	46,4		Torrão
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	15,5	15,1	0	-	26,0	-	69,6	69,6	69,6	
Castelo de Paiva	FORNOS	15,0	3,5	0	-	0	-	23,8	23,8	23,8	
Castro Daire	CABRIL (TORRÃO REN)	70,6	0	0	-	-	-	29,6	29,6	60,8	
Castro Daire	CABRIL (CARRAPATELO REN)	69,0	0	0	-	-	-	31,2	31,2		Carrapatelo
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	8,5	1,1	0	-	26,4	-	89,1	89,1	89,1	
Vieira do Minho	LN60 1298 Cabreira (PRE)-Frades (REN) (*)	19,8	0	0	-	-	-	-	-	28,3	
Montalegre	LN60 1381 Lomba do Vale (PRE)-Frades (REN) (*)	22,7	0	0	-	-	-	-	-	9,1	
Montalegre	VILA DA PONTE	2,9	0,8	0	-	0	-	0	0	0	Frades
Boticas	BARROSO	46,1	0	0	-	-	-	0	0	0	
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,6	3,3	9,3	-	6,0	-	29,3	29,3	29,3	
Amares	AMARES	4,8	3,5	8,0	-	25,5	-	25,5	25,5		
Braga	LAMAÇÃES	1,1	0,3	0	-	55,2	-	112,9	112,9	112,9	
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	10,8	2,9	0	-	43,0	-	112,9	112,9		Oleiros
Braga	BRAGA	0,5	0,5	0	-	55,6	-	-	55,8		
Vila Verde	TURIZ	1,4	0,6	0	-	26,3	-	47,6	47,6	47,6	
Barcelos	LIUÓ	5,5	7,4	0	-	15,4	-	20,4	20,4		
Barcelos	ALVELOS	13,1	20,3	6,0	-	17,3	-	20,4	20,4	83,5	
Barcelos	PENIDE	8,6	1,1	0	-	47,0	-	63,0	63,0		
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	31,5	1,1	0	-	12,9	-	12,9	12,9		
Viana do Castelo	MONSERRATE	27,7	0,2	0	-	12,9	-	12,9	12,9		
Caminha	ORBACÉM	35,5	0	0	-	-	-	0	0		
Caminha	ÂNCORA	0,3	0	0	-	0	-	0	0	12,9	
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,6	0	0	-	0	-	0	0		
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA	0	0	0	-	-	-	-	-		
Valença	VALENÇA	5,6	3,0	0	-	0	-	0	0		
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	5,6	2,8	0	-	28,4	-	57,8	57,8	57,8	
Esposende	FONTE BOA	4,7	1,7	0	-	29,5	-	57,8	57,8		
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,0	0	0	-	-	-	0	0		
Viana do Castelo	LANHESES	0	0	0	-	0	-	0	0	0	
Ponte de Lima	FEITOSA	3,0	1,9	0	-	0	-	0	0		
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0,5	1,0	0	-	3,7	-	3,7	3,7		
Ponte da Barca	TÓUVEDO	24,0	0,1	0	-	3,7	-	3,7	3,7		
Monção	TROVISCOSO	1,2	0,7	0	-	3,7	-	3,7	3,7		
Melgaço	ROUSSAS	0,1	0,3	5,8	-	3,7	-	3,7	3,7		
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,5	0	0	-	-	-	3,7	3,7		
Ponte da Barca	LINDOSO (*)	0	0	0	-	-	-	5,7	5,7		Pedralva

**Observações:**

A Potência de Ligação "Comprometida" refere-se a compromissos de ligação na rede devidos por Centros Electroprodutores (CE) não ligados mas com Licença de Produção, com Ponto de Recepção atribuído, com potência solicitada cativar pela DGEG, por CE incluídos no Sorteio de Capacidade de Abril 2018 bem como de CE com PR alterado ao abrigo da Portaria 133/2015.

(\*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel de ligação AT. Alternativamente poderá ligar-se em PCAT a construir próximo da SE.


(1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.

(2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).

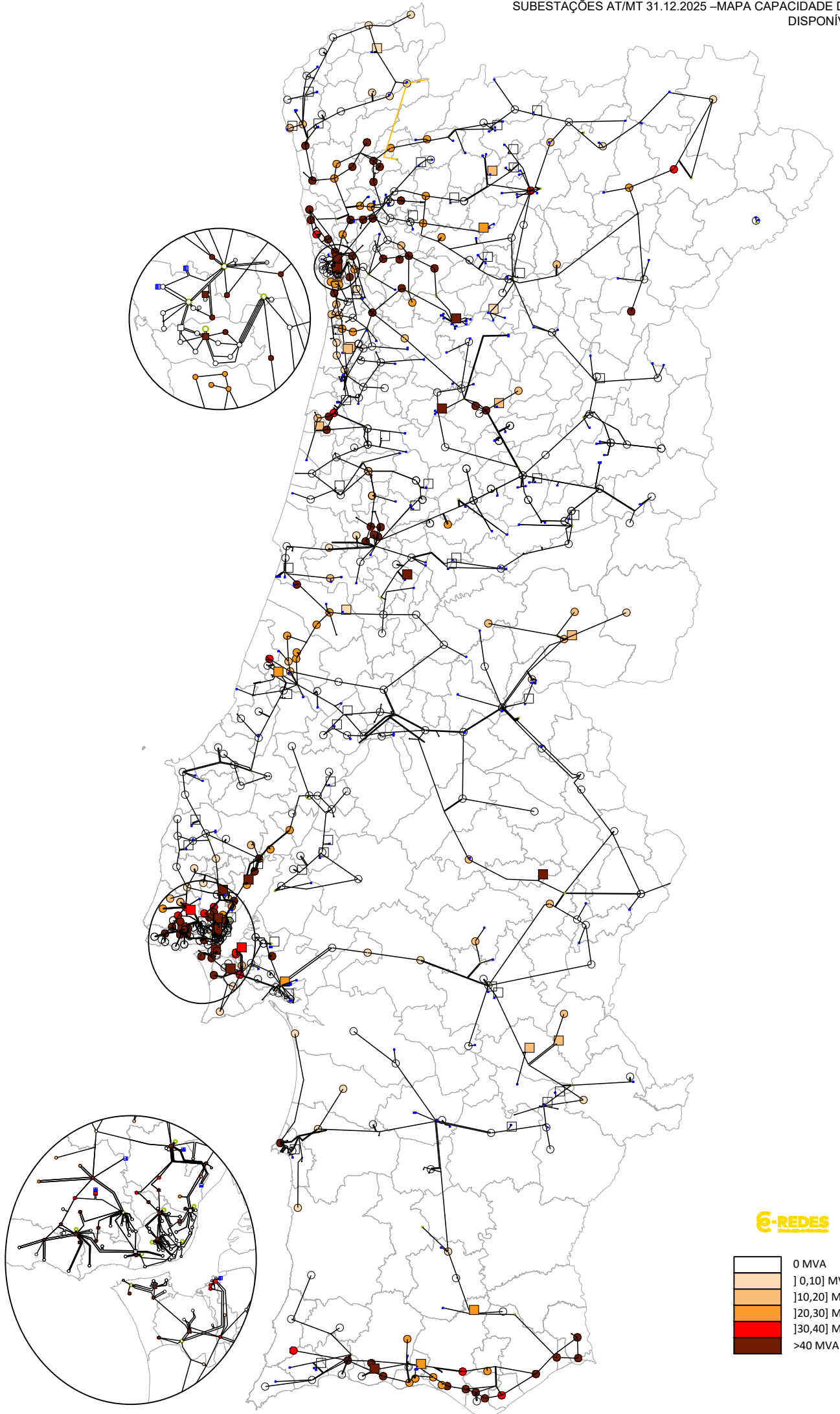
(3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).


(4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).

(A) - Instalação com entrada em serviço prevista para 2024/2025

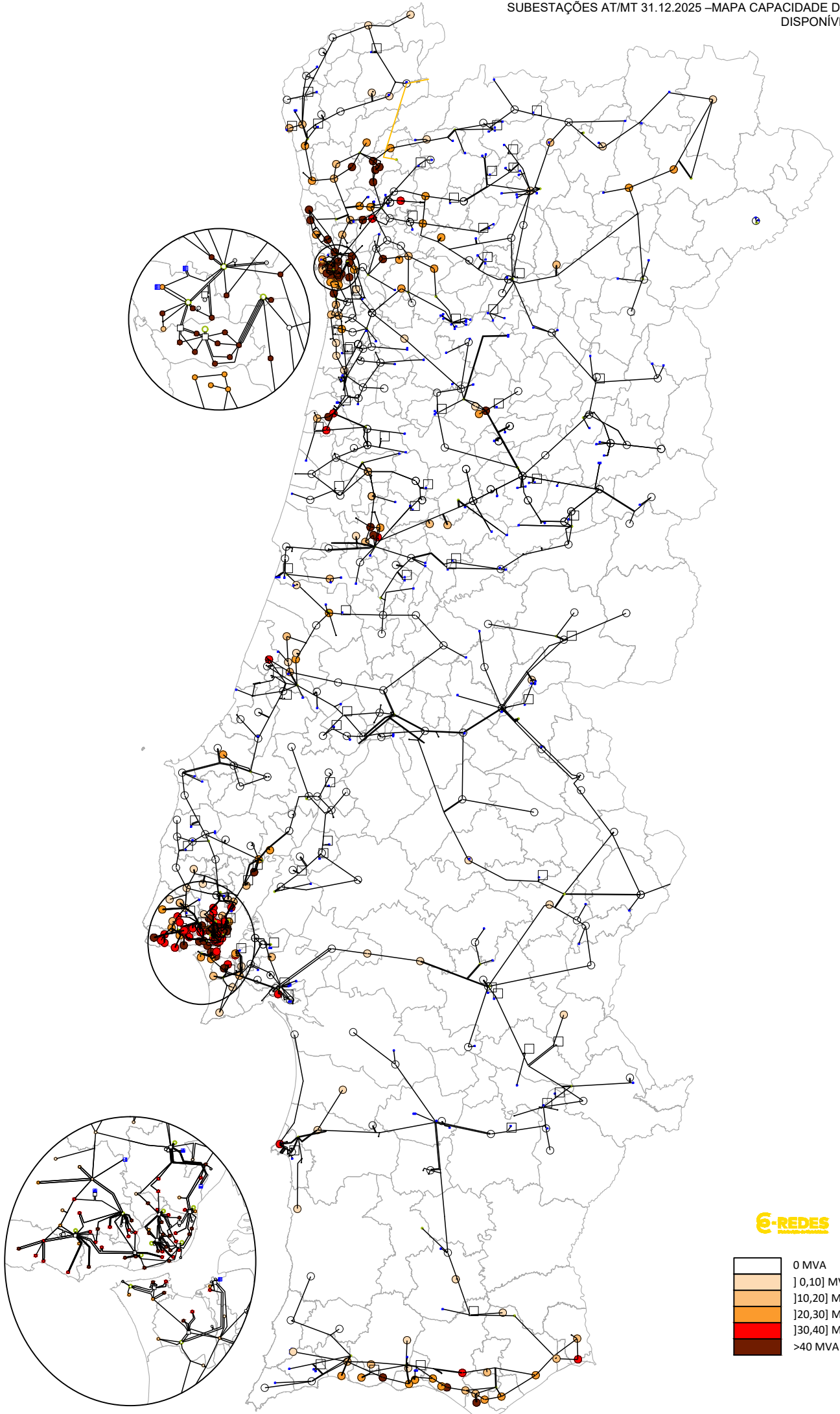



ANEXO B.3.1.2  
CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE  
PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2025  
– MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL  
REDE AT






ANEXO B.3.1.3  
CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE  
PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2025  
– MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL  
REDE MT





# ANEXO B.3.2

## CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2030



ANEXO B.3.2.1  
CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE  
PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2030  
– TABELA



ANEXO B.3.2.1 - CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2030 - TABELA

Subestação				Capacidade de receção RND [MVA]						Ligação RNT	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT		
					30 kV	15 kV	10 kV				
Monchique	MONCHIQUE	10,9	0,3	0	-	0	-	-	0	0	Portimão
Aljezur	ALJEZUR	0,1	0,1	0	-	0	-	-	0		
Odemira	SÃO TEOTÓNIO	11,6	7,8	0	0	-	-	0	0		
Aljezur	POLDRA	58,4	0	0	-	9,0	-	38,4	38,4		
Portimão	PORTO DE LAGOS (*)	6,0	25,5	0	-	15,8	-	41,1	41,1		
Portimão	PORTIMÃO	0,3	3,6	0	-	23,8	-	-	23,8		
Lagos	BENSAFRIM	93,0	0	0	-	-	-	0	0		
Lagos	LAGOS	18,1	11,6	1,0	-	0	-	0	0		
Lagos	PORTELAS (B)	0,7	3,0	1,1	-	0	-	0	0		
Vila do Bispo	VILA DO BISPO	12,3	0,3	0	-	0	-	0	0		
Silves	SÃO BARTOLOMEU MESSINES (*)	6,7	2,3	0	-	8,9	-	23,0	23,0	23,0	Tunes
Silves	SILVES (*)	0,3	4,0	0	-	13,7	-	77,8	77,8		
Silves	TUNES (4)	14,4	6,9	0	-	6,9	-	-	6,9		
Albufeira	ALBUFEIRA	6,7	0,8	10,0	-	28,7	-	28,8	28,8		
Albufeira	MONTECHORO	36,2	10,3	0	-	30,7	-	30,7	30,7		
Albufeira	PADERNE	14,0	0	0	-	-	-	30,7	30,7		
Loulé	VILAMOURA	0,3	0,8	10,0	-	30,7	-	30,7	30,7		
Loulé	VILAMOURA B (*)	0,3	0,2	0	-	27,8	-	30,7	30,7		
Lagoa	LAMEIRAS	0	0	0	-	-	-	47,3	47,3		
Lagoa	LAGOA	0,3	11,6	0	-	20,1	-	-	-		
Silves	ARMAÇÃO DE PERA	0,3	1,5	10,4	-	44,5	-	47,3	47,3		
Loulé	LOULÉ	4,5	0,1	0	-	31,4	-	37,2	37,2	37,2	Estoi
São Brás de Alportel	SÃO BRÁS DE ALPORTEL (*)	7,1	0	0	-	10,8	-	27,9	27,9		
Loulé	ALMANCIL	1,2	0,8	10,0	-	16,3	-	59,9	59,9		
Loulé	QUARTEIRA	0,2	0,1	10,0	-	46,4	-	59,9	59,9		
Faro	FARO	0,1	0,2	0	-	56,4	-	-	-		
Faro	BRACIAIS	9,8	0,9	10,0	-	15,3	-	59,9	59,9		
Faro	TORRE NATAL	1,5	0,6	10,0	-	23,9	-	49,9	49,9		
Olhão	OLHÃO	2,4	6,1	0	-	27,4	-	39,4	39,4		
Tavira	TAVIRA	0,3	0,4	10,0	-	25,3	-	61,3	61,3		
Tavira	CONCEIÇÃO	0	0	0	-	17,9	-	88,5	88,5		
Castro Marim	CASTRO MARIM	0	4,1	0	-	13,9	-	43,1	43,1	62,7	88,5
Castro Marim	ALDEIA NOVA	0,5	4,0	0	-	31,5	-	42,7	42,7		
Tavira	CACHOPO	7,4	6,0	0	-	4,6	-	-	14,5		
Loulé	AMEIXIAL	27,6	0	0	-	-	-	20,4	20,4		
Almodôvar	ALMODÔVAR	0,1	2,8	0	-	1,5	-	-	4,0		
Castro Verde	CASTRO VERDE (B)	0,7	0	0	17,2	-	-	48,8	48,8		
Ourique	OURIQUE (B)	0	0	0	18,0	-	-	49,5	49,5		
Almodôvar	PORTEIRINHOS	13,3	27,0	0	0,5	0	-	13,1	13,1		
Aljustrel	ALJUSTREL	13,5	31,7	5,0	0	0	-	0	0		
Alcácer do Sal	VALE DE GAIO	1,6	28,7	0	0	-	-	0	0		
Alcácer do Sal	ALCÁCER DO SAL	9,4	6,6	21,0	0	-	-	0	0		
Ferreira do Alentejo	FERREIRA DO ALENTEJO (*)	51,1	3,2	0	0	-	-	18,3	18,3	38,9	F. Alentejo
Beja	BEJA	20,3	7,9	0,2	7,6	20,6	-	20,6	20,6		
Beja	PARQUE INDUSTRIAL DE BEJA (B)	0	0	7,0	-	20,6	-	20,6	20,6		
Beja	PC BEJA (A)	0	22,8	0	-	-	-	20,6	20,6		
Grândola	LOUSAL (B)	12,1	3,0	0	2,9	-	-	13,4	13,4		
Ferreira do Alentejo	LN60 6278 CFV MALHADA VELHA-FEREIRA (REN) (*)	13,8	8,0	0	-	-	-	-	11,0		
Moura	MOURA	9,9	10,2	0	3,8	-	-	3,8	3,8		
Serpa	ÍNSUA	45,0	0	0	-	-	-	0	0		
Serpa	PIAS (*)	10,8	0	0	-	-	-	0	0		
Serpa	BRINCHES	13,0	3,3	0	0	-	-	0	0		
Serpa	SERPA	5,1	8,1	0	0	0	-	0	0		
Moura	AMARELEJA	52,3	0,8	0	0	-	-	0	0	0	Alqueva
Portel	ÁLAMOS	0	0	0	-	-	-	10,1	10,1		
Portel	PORTEL (B)	0	17,0	0	10,1	-	-	10,1	10,1		
Reguengos de Monsaraz	REGUENGOS DE MONSARAZ	1,4	19,9	0	5,7	1,3	-	10,1	10,1		
Moura	LN60 6496 CF MOURA – ALQUEVA (REN)	42,0	0	0	-	-	-	-	6,4		
Santiago do Cacém	SANTO ANDRÉ (B)	0	0	0	22,9	5,4	-	95,7	95,7		
Santiago do Cacém	SANTIAGO	11,2	2,1	3,0	11,9	-	-	53,8	53,8		
Grândola	ARRÉGOTA NOVA (A)	0	0	0	18,0	-	-	47,8	47,8		
Sines	MONTE FEIO	3,0	21,8	0,4	2,6	1,4	-	45,6	45,6		
Alcácer do Sal	COMPORTA	12,6	5,7	0	0	-	-	3,7	3,7		
Sines	SINES (A)	15,6	11,0	0	0	-	-	0	0		
Odemira	VILA NOVA MILFONTES	5,1	14,1	0	0	-	-	0	0	0	Sines
Sines	MORGAVEL	48,9	0	0	-	-	-	0	0		
Sines	LN60 0107 SINES-NESTE I (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-		
Sines	LN60 0108 SINES-NESTE II (REPSOL) (*)	0	0	0	-	-	-	-	-		
Estremoz	ESTREMOZ	18,4	4,5	0	11,0	4,5	-	27,6	27,6		
Estremoz	PC MONTE DOS AMARELOS (A)	0	36,0	0	-	-	-	36,0	36,0		
Sousel	SOUSEL (B)	9,9	0	0	8,1	-	-	36,0	36,0		
Avis	MARANHÃO	13,2	3,6	0	8,7	-	-	32,6	32,6		
Elvas	ALCÁÇOVA	18,3	36,9	14,0	7,4	-	-	29,4	29,4		
Arronches	ARRONCHES	9,2	1,6	0	7,2	-	-	87,9	87,9		
Borba	BORBA	20,3	10,4	0	-	0	-	0	0		
Vila Viçosa	VILA VIÇOSA	21,9	0,4	0	-	0	-	0	0	0	Évora
Alandroal	TERENA	20,0	0,2	0	0	-	-	0	0		
Évora	CAEIRA	23,0	9,3	1,0	0	0	-	0	0		
Évora	VALE DE MOURA	25,0	0	0	-	-	-	0	0		
Évora	ÉVORA SUL	25,0	0	0	-	-	-	0	0		
Viana do Alentejo	VIANA DO ALENTEJO	6,8	34,9	0	0	-	-	0	0		
Évora	ÉVORA	3,9	1,3	0	-	0	-	-	0		
Arraiolos	CERÂMICA	19,6	18,4	0	0	-	-	11,6	11,6		
Montemor-o-Novo	MONTEMOR	1,0	11,8	0	6,0	0	-	6,0	6,0		
Vendas Novas	VENDAS NOVAS	14,8	12,4	0	6,0	0	-	6,0	6,0		
Setúbal	TERROA (*)	0,1	2,0	0	-	33,9	-	-	89,2	89,2	Setúbal
Setúbal	SADO (SE)	85,2	8,5	0	0	-	-	0	0		
Setúbal	SADO (PC)	0	0	0	-	-	-	0	0		
Setúbal	SÃO SEBASTIÃO	6,7	46,2	0	0	0	-	0	0		
Setúbal	BRASIL	1,6	0	0	-	0	-	0	0		
Montijo	PEGÕES	24,6	16,9	0	0	0	-	0	0		
Setúbal	ALGERUZ	20,0	99,9	0	-	-	-	25,0	25,0		
Moita	MOITA	33,8	2,7	0	-	0	-	0	0		
Palmela	CARRASCAS	1,3	35,7	4,0	0	0	-	0	0		
Palmela	QUINTA DO ANJO	1,8	0,1	0	-	0	-	0	0		
Montijo	MONTIJO	21,3	1,5	0	-	0	-	0	0		
Alcochete	SÃO FRANCISCO	7,1	21,8	15,5	0	0	-	0	0	0	Alcochete
Palmela	PINHAL NOVO	13,9	2,9	0	-	11,5	-	80,3	80,3		
Sesimbra	QUINTA DO CONDE	0,5	12,9	2,0	-	3,3	-	3,3	3,3		
Sesimbra	SANTANA	0,5	17,7	8,0	-	3,3	-	3,3	3,3		
Almada	AROEIRA	18,5	0,1	0	-	17,4	-	52,2	52,2		
Barreiro	COINA	1,6	6,1	4,0	-	15,8	-	35,2	35,2		
Barreiro	VILA CHÁ	10,1	2,1	4,0	-	3,8	-	13,5	13,5		
Seixal	MATA	0	0	0	-	-	-	53,4	53,4		
Seixal	FOGUETEIRO	5,6	4,3	0	-	46,8	-	-	53,4		
Seixal	SEIXAL	0,2	0,5	0	-	35,3	-	-	53,4		
Barreiro	BARREIRO	0,6	0,5	0	-	35,3	-	35,3	35,3		

ANEXO B.3.2.1 - CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2030 - TABELA

Subestação				Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo		Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT	AT		
					30 kV	15 kV	10 kV					
Barreiro	QUIMIPARQUE	1,8	0,5	0	-	26,9	-	35,3	35,3	35,3		
Barreiro	CENTRAL BARREIRO	20,0	0	0	-	-	-	35,3	35,3			
Almada	SOBREDA	10,1	0,8	0	-	26,2	-	47,4	47,4	47,4		
Almada	LARANJEIRO	0,1	0,1	0	-	47,4	-	-	47,4			
Almada	PIEDADE	0	0	0	-	-	-	57,6	57,6			
Almada	PORTAGEM	2,4	0,9	0	-	57,6	-	-	57,6			
Almada	MUTELA	0	0,1	0	-	35,9	-	-	57,6			
Almada	COSTA DA CAPARICA (*)	0	0	0	-	28,3	-	96,5	96,5	96,5		
Loures	MOSCAVIDE	0,5	0,7	0,4	-	-	34,5	248,0	248,0			
Lisboa	EXPO NORTE	6,6	0,2	0	-	-	29,2	-	29,2			
Lisboa	EXPO SUL	0,2	0,4	0	-	-	53,4	-	53,4			
Lisboa	GAGO COUTINHO	1,0	0,1	0	-	-	34,9	-	34,9			
Lisboa	OLIVAIS	0	0	0	-	-	-	50,2	50,2			
Lisboa	AEROPORTO	0,8	0,3	0	-	-	70,9	-	70,9			
Loures	CAMARATE (*)	0,2	0,2	0	-	-	17,6	29,8	29,8			
Lisboa	MARVILA	0,3	0,2	0	-	-	71,5	-	71,5			
Benavente	CARRASCAL	13,3	23,2	0	0	-	-	41,5	41,5			
Benavente	MAXOQUEIRA	0	0	0	-	-	-	0	0			
Benavente	BENAVENTE	0,4	3,4	1,0	0	-	-	0	0			
Salvaterra de Magos	MEXEIRO	1,7	0,6	0	0	-	-	0	0			
Salvaterra de Magos	MARINHAIS	25,0	0	0	-	-	-	0	0			
Coruche	CORUCHE	17,4	9,3	5,1	0	-	-	0	0			
Cascais	BIRRE	0,3	2,5	0	-	-	53,9	-				
Cascais	CASCAIS	0	0,3	0	-	-	35,7	-				
Cascais	ESTORIL	0,6	0,1	0	-	-	35,3	-				
Cascais	ALCOITÃO	0,9	1,2	0	-	-	33,8	103,0				
Cascais	ABÓBODA (*)	5,9	0,6	0	-	-	29,5	64,7				
Cascais	PAREDE	0,5	0,3	0	-	-	35,2	-				
Sintra	CAPA ROTA	1,2	7,9	0	-	-	26,8	62,4				
Sintra	RANHOLAS	0,3	0,7	0	-	-	16,9	-				
Cascais	TRAJOUCE	0	0	0	-	-	-	61,1				
Oeiras	FIGUEIRINHA	0,9	0,6	0,9	-	-	61,1	-				
Oeiras	LEIÃO	1,1	2,6	0,8	-	-	31,3	44,8				
Sintra	SÃO MARCOS	2,1	1,0	0	-	-	32,8	-				
Sintra	RIO MOURO	0,3	2,3	0	-	-	33,3	46,8				
Sintra	QUELUZ	0	0,3	0	-	-	35,6	-				
Amadora	VENTEIRA	1,2	0,2	0	-	-	34,6	-				
Amadora	REBOLEIRA	3,7	0,3	0	-	-	31,9	-				
Amadora	CASAL SÃO BRÁS	1,8	0	0	-	-	70,1	-				
Sintra	CACÉM	2,8	0,5	0	-	-	44,8	44,8				
Sintra	PC TELHAL (A)	0	20,0	0	-	-	-	35,9				
Sintra	MEM MARTINS	2,3	2,8	6,6	-	-	35,9	35,9				
Sintra	SABUGO	38,5	2,7	1,6	-	-	5,1	35,9				
Sintra	PERO PINHEIRO	0,7	7,5	0	-	-	18,4	18,4				
Sintra	JANAS	0,7	9,8	0	-	-	25,4	25,5				
Mafra	GODIGANA (*)	0,3	11,7	0,1	-	-	5,9	12,1				
Lisboa	ZAMBUJAL	1,3	2,1	0	-	-	68,6	191,7				
Oeiras	BARCARENA	0,4	1,6	0	-	-	34,0	-				
Oeiras	MIRAFLORES	3,9	1,6	0	-	-	66,4	-				
Lisboa	CENTRAL TEJO	2,7	1,4	0	-	-	67,8	-				
Lisboa	SÃO CIRO	0	0,1	0	-	-	35,9	-				
Lisboa	BOAVISTA (NOVA)	0	0,4	0	-	-	53,5	-				
Amadora	VENDA NOVA (Amadora)	0,2	0,4	0	-	-	35,3	-				
Lisboa	PALHAVÁ	0	0	0	-	-	-	193,3				
Lisboa	ARCO CARVALHÃO	0,1	0,1	0	-	-	53,8	-				
Lisboa	AMOREIRAS	0,2	0	0	-	-	35,8	-				
Lisboa	PARQUE	0	0,1	0	-	-	71,9	-				
Lisboa	SANTA MARTA	1,8	0,1	0	-	-	70,0	-				
Lisboa	PRAÇA FIGUEIRA	0	0	0	-	-	36,0	-				
Lisboa	NORTE	0	1,6	0	-	-	70,3	-				
Lisboa	ALAMEDA	0	0	0	-	-	36,0	-				
Lisboa	LUZ	0,7	2,3	0	-	-	69,0	-				
Lisboa	COLOMBO	7,0	0,5	0	-	-	28,4	-				
Torres Vedras	MATACÃES	68,0	6,6	0	0	-	-	0				
Alenquer	MERCENA	0,1	8,7	29,0	0	-	-	0				
Torres Vedras	A-DOS-CUNHADOS	9,3	0	0	-	-	-	0				
Lourinhã	LOURINHÃ	20,0	2,2	0	0	-	-	0				
Torres Vedras	TORRES VEDRAS SUL	32,0	14,0	0	-	-	-	0				
Torres Vedras	CASALINHOS DE ALFAIATA	0,5	1,9	1,0	-	-	-	0				
Torres Vedras	BOMBARDEIRA	0,5	18,6	0	-	-	-	0				
Torres Vedras	VALE DE GALEGOS	23,3	0	0	-	-	-	0				
Mafra	TELHEIRO	6,8	1,4	0,8	-	-	-	0				
Sobral de Monte Agraço	CABEDA	80,3	1,4	0	0	-	-	9,5	9,5	9,5		
Lisboa	PENA (B)	0	0	0	-	-	36,0	-				
Lisboa	CARRICHE	0	0	0	-	-	-	197,9				
Lisboa	ENTRECAMPOS	0,1	0,9	0	-	-	71,0	-				
Lisboa	VALE ESCURO	0	0,1	0	-	-	35,9	-				
Lisboa	TELHEIRAS	0,5	1,4	0	-	-	70,0	-				
Lisboa	SENHOR ROUBADO	0,3	0,1	0	-	-	35,6	-				
Lisboa	ALTO DO LUMIAR	0,3	0,4	0	-	-	35,3	-				
Loures	QUINTA DA CALDEIRA	0,4	4,1	0	-	-	31,4	73,9				
Odivelas	ARROJA	0,4	0,9	0	-	-	55,4	77,2				
Loures	FANHÕES (PS)	0	0	0	-	-	-	40,6				
Loures	FANHÕES (SE)	38,4	58,2	0	-	-	0	0				
Loures	ANAIA (*)	7,9	2,0	0	18,6	-	17,7	40,6				
Loures	LOURES	5,5	2,6	0	-	-	40,0	40,0				
Loures	MERCADO	15,4	11,4	0	-	-	0	0				
Vila Franca de Xira	PÓVOA	68,3	2,5	0	0	-	-	0	0			
Odivelas	CANEÇAS	0	8,0	0	-	-	10,0	32,7				
Mafra	VENDA DO PINHEIRO	6,1	0,5	29,0	-	-	4,1	4,1				
Mafra	GRADIL	2,4	6,4	0	-	-	4,1	4,1				
Mafra	MAFRA	15,9	4,3	2,0	-	-	4,1	4,1				
Alenquer	VALE TEJO	22,7	6,5	0	26,0	-	-	128,1				
Alenquer	CHEGANÇAS	18,4	2,1	0	7,8	-	-	11,6				
Vila Franca de Xira	AREIAS (VFX)	0,6	1,0	0	15,8	-	28,8	43,5				
Vila Franca de Xira	SOBRALINHO	0,9	0	0	-	-	-	46,0				
Vila Franca de Xira	ALHANDRA	8,1	34,8	1,0	5,1	-	9,6	23,8				
Azambuja	ESPADANAL	2,3	4,5	0	26,1	-	-	26,1				
Cartaxo	CRUZ DO CAMPO	8,5	30,5	0	0	-	-	26,1				
Cartaxo	CARTAXO NORTE (*)	0,4	20,3	0	-	0	-	0				
Santarém	FONTAÍNHAS	3,4	31,4	0	0	-	-	0				
Santarém	ALCANEDE	2,2	19,0	0	0	-	-	0				
Santarém	SÃO BENTO	12,5	5,9	0	0	0	-	0				
Santarém	ALCANHÕES	18,0	0	0	-	-	-	0				
Almeirim	ALMEIRIM	7,2	34,2	0	0	-	-	0				
Alpiarça	ALPIARÇA (A)	0	1,5	0	0	-	-	0				
Salvaterra de Magos	GLÓRIA (*)	0,1	10,1	0	0	-	-	0				

ANEXO B.3.2.1 - CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES AT/MT 31.12.2030 - TABELA

Subestação			Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação				Grupo		Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT	AT	
					30 kV	15 kV	10 kV				
Salvaterra de Magos	GRANHO	20,0	0	0	-	-	-	0			
Santarém	VALE FIGUEIRA	0,4	16,6	0	-	0	-	-			
Rio Maior	RIO MAIOR	1,6	30,4	6,0	0	-	-	0	0	0	
Cadaval	CADAVÁL	23,1	6,3	0	0	-	-	0	0	0	
Caldas da Rainha	CALDAS DA RAINHA	0,5	11,4	0	24,0	-	-	-	29,3	29,3	
Óbidos	SANCHEIRA	1,9	9,3	2,2	0	-	-	0	0	0	
Caldas da Rainha	SANTO ONOFRE	0,8	1,7	0	0	-	-	0	0	0	0
Peniche	ATOUGUIA	52,4	16,7	8,0	0	0	-	0	0	0	
Alcobaça	TURQUEL	15,4	28,8	0	0	-	-	0	0	0	
Alcobaça	CELA	3,2	0,4	0	0	-	-	0	0	0	
Portalegre	SÃO VICENTE	13,1	14,5	0	6,9	-	-	6,9	6,9	6,9	
Nisa	ALPALHÃO	23,0	13,4	0	1,5	-	-	6,9	6,9	6,9	6,9
Portalegre	PORTALEGRE ZI (B)	0	0	0	6,9	-	-	6,9	6,9	6,9	
Mação	PRACANA	67,7	4,2	5,0	0	-	-	0	0	0	
Proença-a-Nova	VALE SERRÃO	25,9	1,1	0	0	-	-	0	0	0	0
Mação	BELVER	89,0	1,6	0	0	-	-	0	0	0	
Nisa	VELADA	19,4	0	0	-	-	-	0	0	0	
Porto de Mós	SÃO JORGE	12,6	37,6	0	0	-	-	0	0	0	
Alcobaça	ALCOBAÇA	1,6	2,7	0	0	-	-	0	0	0	0
Alcobaça	CASAL DA AREIA	15,9	10,0	2,5	0	0	-	0	0	0	
Leiria	MACEIRA	0	0	0	-	-	-	24,2	24,2	24,2	
Marinha Grande	CASAL DA LEBRE	7,7	42,7	0	0	-	-	0	0	0	
Marinha Grande	MARINHA GRANDE	4,3	15,6	0	30,1	-	-	30,1	30,1	30,1	
Leiria	AZÓIA	24,5	19,0	6,7	3,1	14,5	-	16,5	16,5	16,5	
Leiria	PARCEIROS	1,1	46,0	0	-	3,1	-	16,5	16,5	16,5	
Ourém	FÁTIMA	40,9	2,0	0	0	-	-	0	0	0	
Leiria	ANDRINOS	5,4	27,4	0	0	22,4	-	22,4	22,4	22,4	
Leiria	PINHEIROS	1,3	6,1	8,0	-	2,6	-	22,4	22,4	22,4	
Leiria	ORTIGOSA	3,9	14,1	0	-	18,0	-	28,3	28,3	28,3	
Pombal	RANHA	10,7	10,7	21,6	0	-	-	28,3	28,3	28,3	
Pombal	POMBAL	14,7	25,9	3,6	23,7	-	-	28,3	28,3	28,3	
Pombal	SICÓ	21,5	0	0	-	-	-	6,1	6,1	6,1	
Torres Novas	CHANCELARIA	18,5	0	0	-	-	-	0	0	0	
Alcanena	VILA MOREIRA	12,1	6,9	0	0	-	-	0	0	0	
Tomar	SANTA CITA	16,1	2,1	1,7	0	-	-	0	0	0	
Torres Novas	ALMONDA	5,2	1,0	0	-	-	-	0	0	0	
Torres Novas	SERRADA GRANDE	16,8	8,3	0	-	0	-	0	0	0	
Entroncamento	ENTRONCAMENTO	4,2	8,4	0	0	-	-	0	0	0	
Vila Nova da Barquinha	ALMOUROL	30,0	12,1	1,0	0	-	-	0	0	0	
Ourém	OURÉM	1,0	17,9	1,7	8,7	-	-	8,7	8,7	8,7	
Tomar	VENDA NOVA (Tomar)	7,0	5,2	7,0	8,7	8,7	-	8,7	8,7	8,7	
Sertã	SERTÃ	17,5	6,1	0	-	4,6	-	4,6	4,6	4,6	
Abrantes	OLHO BOI	2,4	49,0	10,0	0	-	-	0	0	0	
Ponte de Sôr	PONTE SOR	0,3	19,4	0	0	-	-	0	0	0	
Alter do Chão	ALTER DO CHÃO	7,0	1,1	0,4	0	-	-	0	0	0	
Alvaiázere	ALVAIAZERE	19,4	0,1	0	-	0	-	0	0	0	
Ansião	PONTÃO	21,4	0,6	0	-	0	-	0	0	0	
Pedregão Grande	PEDROGÃO	1,0	1,7	7,1	-	0	-	-	0	0	
Miranda do Corvo	VILA NOVA	35,9	0	8,8	-	-	-	53,4	53,4	53,4	
Miranda do Corvo	MIRANDA DO CORVO	0,6	2,1	0	-	0	-	0	0	0	
Lousã	LOUSÃ	73,6	0,7	1,5	-	0	-	0	0	0	
Góis	CADAFAZ	10,2	0	0	-	-	-	0	0	0	
Góis	MALHADAS	10,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Coimbra	TAVEIRO	1,4	21,6	0	-	10,0	-	10,0	10,0	10,0	
Soure	ALFARELOS	7,3	14,0	0	-	0	-	9,1	9,1	9,1	
Condeixa-a-Nova	CONDEIXA	21,1	10,2	0	-	0	-	0	0	0	
Coimbra	ALTO DE SÃO JOÃO	0,1	0,2	0	-	35,6	-	59,5	59,5	59,5	
Coimbra	CORRENTE	0,1	0,9	0	-	28,1	-	59,5	59,5	59,5	
Coimbra	ANTANHOL	1,1	12,3	0	-	16,9	-	59,5	59,5	59,5	
Coimbra	RELVINHA	14,7	4,3	0	-	54,0	-	59,5	59,5	59,5	
Coimbra	ALEGRIA	0,3	0,3	0	-	47,8	-	47,8	47,8	47,8	
Penacova	PENACOVA	36,8	0	0	-	-	-	0	0	0	
Penacova	AGUIEIRA	1,8	2,2	0	-	0	-	-	0	0	
Mortágua	MORTÁGUA (SE)	5,2	3,6	0	-	0	-	0	0	0	
Mortágua	MORTÁGUA (PC)	10,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Figueira da Foz	VILA ROBIM	6,9	0,8	0	-	0	-	0	0	0	
Figueira da Foz	GALA	10,5	13,3	2,0	0	-	-	0	0	0	
Figueira da Foz	CARVALHAIS	30,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Soure	SOURÉ	35,0	1,2	0	12,8	-	-	14,9	14,9	14,9	
Pombal	LOURIÇAL	1,9	15,9	15,0	0,2	-	-	58,3	58,3	58,3	
Pombal	LN60 6214 LAVOS (REN)-CARRIÇO (PRE) (*)	0	0	34,4	-	-	-	-	-	-	13,7
Anadia	MOGOFORES	2,7	2,8	0	-	15,9	-	15,9	15,9	15,9	
Mealhada	PAIMPILHOSA	46,0	3,1	0	-	15,9	-	15,9	15,9	15,9	
Cantanhede	CANTANHEDE	13,5	2,8	0	-	0	-	0	0	0	
Cantanhede	TOCHA	40,5	0,2	0	-	0	-	0	0	0	
Mira	MIRA	1,1	0,3	0	-	0	-	0	0	0	
Oliveira do Bairro	BUSTOS	5,9	11,9	0	-	0	-	0	0	0	
Águeda	BARRÔ	42,9	9,7	11,3	-	0	-	0	0	0	
Oliveira do Bairro	OLIVEIRA DO BAIRRO	7,3	3,5	0	-	0	-	0	0	0	
Águeda	ÁGUEDA	23,3	3,3	0	-	0	-	0	0	0	
Ílhavo	ÍLHAVO	8,9	8,5	3,2	-	36,0	-	44,2	44,2	44,2	
Ílhavo	PC MIRA (A)	0	0	25,0	-	-	-	14,1	14,1	14,1	
Ílhavo	GAFANHA	3,2	4,7	0	-	14,1	-	14,1	14,1	14,1	
Aveiro	AVEIRO	0,8	0,1	0	-	44,2	-	44,2	44,2	44,2	
Aveiro	ESGUEIRA	40,6	11,8	5,0	-	34,5	-	34,5	34,5	34,5	
Albergaria-a-Velha	ALBERGARIA	4,6	7,3	0	-	0	-	0	0	0	
Albergaria-a-Velha	VISTA ALEGRE	2,3	80,1	0	-	0	-	0	0	0	
Sever do Vouga	SEVER DO VOUGA	10,6	6,2	2,6	-	0	-	0	0	0	
Vale de Cambra	VALE CAMBRA	53,6	25,4	0,2	-	0	-	0	0	0	
Oliveira de Azeméis	OLIVEIRA DE AZEMÉIS	8,5	7,6	0	-	0	-	0	0	0	
Ovar	PC OVAR (A)	0	21,7	0	-	-	-	19,8	19,8	19,8	
Santa Maria da Feira	ACAIL	0	18,0	0	-	-	-	19,8	19,8	19,8	
Estarreja	AVANCA	16,4	24,0	0	-	0,4	-	0,4	0,4	0,4	
Ovar	OVAR	5,7	19,2	0	-	0,4	-	0,4	0,4	0,4	
Ovar	ARADA	2,4	24,0	0	-	0,4	-	0,4	0,4	0,4	
Estarreja	LN60 1230 Estarreja (REN)-Dow Portugal (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	41,1
Estarreja	PC ESTARREJA (B)	0	0	0	-	-	-	97,2	97,2	97,2	
Estarreja	LN60 1203 Estarreja (REN)-CUF (*)	0	0	0	-	-	-	-	-	-	108,7
Carregal do Sal	CARREGAL DO SAL	1,4	1,5	5,0	-	0	-	0	0	0	
Tábua	CANDOSA	30,1	0,6	0	-	0	-	0	0	0	
Arganil	ARGANIL	1,1	0,7	2,0	-	14,2	-	27,7	27,7	27,7	
Arganil	FRONHAS (*)	1,2	2,5	0	-	14,3	-	24,2	24,2	24,2	
Arganil	LN60 1380 Alto de Arganil (PRE)-Tábua (REN) (*)	37,0	0	0	-	-	-	-	-	-	27,3
Castelo Branco	ALCAINS	2,2	5,7	25,4	0	0	-	15,1	15,1	15,1	
Castelo Branco	TALAGUEIRA	9,7	47,6	4,0	0	-	-	16,0	16,0	16,0	
Castelo Branco	CASTELO BRANCO	0	0	0	-	-	-	16,0	16,0	16,0	
Vila Velha de Rodão	VILA VELHA DE RODÃO	7,6	37,0	0	0,3	-	-	0,3	0,3	0,3	
Idanha-a-Nova	SENHORA DA GRAÇA (*)	2,9	15,2	2,0	0	-	-	7,6	7,6	7,6	

Subestação				Capacidade de recepção RND [MVA]						Ligação RNT	
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT		
					30 kV	15 kV	10 kV				
Oleiros	OLEIROS (*)	29,0	0,1	0	-	0	-	19,3	19,3	19,3	
Pampilhosa da Serra	SANTA LUZIA	47,1	0	0	-	0	-	0	0	0	
Fundão	FUNDÃO	17,2	17,2	13,8	-	0	-	0	0	0	
Covilhã	TORTOSENDO	10,5	11,3	0	-	0	-	0	0	0	
Covilhã	VÁRZEA	0,4	27,2	0	-	0	-	0	0	0	
Covilhã	PC BOIDOBRA	0	35,8	0	-	-	-	0	0	0	
Belmonte	BELMONTE	31,5	1,0	1,0	-	0	-	0	0	0	0
Sabugal	SABUGAL	22,3	0,3	0	-	0	-	0	0	0	
Penamacor	MEIMOA	0,2	0,1	0	-	0	-	-	-	-	
Covilhã	LN60 1322 Serra de Alvoaça (PRE)-Ferro (REN) (*)	34,7	0	0	-	-	-	-	-	-	13,9
Viseu	VISO	6,3	10,4	3,6	-	51,6	-	61,2	61,2	61,2	
Sátão	SÁTÃO	0,2	11,2	4,0	-	0	-	18,1	18,1	18,1	
Viseu	MUNDÃO (PC)	15,0	0	0	-	-	-	18,1	18,1	18,1	
Viseu	VEISEU	0	4,1	0	-	24,2	-	-	46,5	46,5	
Viseu	ORGENS	1,0	20,4	5,0	-	1,9	-	61,2	61,2	61,2	
Vouzela	VOUZELA	12,9	6,1	0	-	0	-	0	0	0	
Viseu	GUMIEI	26,6	14,5	5,0	-	0	-	0	0	0	0
Castro Daire	CASTRO DAIRE	27,7	0,9	0	0	-	-	0	0	0	
Vouzela	FORNELO DO MONTE	95,9	0	0	-	-	-	41,2	41,2	41,2	
Vila Nova de Paiva	LN60 1285 Nave (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	-	7,7
Vila Nova de Paiva	LN60 1284 Mourisca (PRE)-Bodiosa (REN) (*)	40,9	0	0	-	-	-	-	-	-	7,7
Tondela	TONDELA	8,0	10,6	0	-	0	-	0	0	0	0
Seia	SABUGUEIRO	35,0	0	0	-	0	-	0	0	0	
Seia	LORIGA	0	0	0	-	0	-	0	0	0	
Gouveia	GOUVEIA	0,3	2,4	3,8	-	0	-	0	0	0	0
Seia	SEIA	71,0	2,4	0	-	0	-	0	0	0	
Oliveira do Hospital	OLIVEIRA DO HOSPITAL	0,9	0,3	2,6	-	0	-	-	0	0	
Mangualde	MANGUALDE	24,2	19,5	8,3	-	0	-	0	0	0	0
Nelas	NELAS	1,9	8,2	0	-	0	-	0	0	0	
Celorico da Beira	CELORICO	2,2	10,8	1,0	-	0	-	0	0	0	
Guarda	GUARDA	104,6	0,2	0	-	0	-	0	0	0	0
Guarda	CASAL DE CINZA	2,0	0,7	0	-	0	-	0	0	0	
Sabugal	CERDEIRA	0,2	2,2	0	-	0	-	-	0	0	
Trancoso	TRANCOSO	0,5	0	0	-	0	-	0	0	0	
Trancoso	TRANCOSO	30,1	0	0	-	-	-	0	0	0	0
Pinhel	PINHEL	19,6	0,1	0	-	0	-	0	0	0	
Celorico da Beira	LN60 1270 Videmonte (PRE)-Chafariz (REN) (*)	34,4	0	0	-	-	-	-	-	-	13,7
Moimenta da Beira	VILA DA RUA	25,3	4,4	22,0	0	-	-	0	0	0	0
Lamego	RIBABELIDE	96,1	0	0	-	-	-	2,6	2,6	2,6	2,6
Baião	SEIXINHOS	38,5	0	0	-	-	-	0	0	0	
Amarante	CARNEIRO	15,5	0,2	0	-	0	-	0	0	0	0
Lamego	VAROSA	70,1	0,7	0	0	-	-	0	0	0	
Lamego	LAMEGO	35,0	0,9	0	0	-	-	0	0	0	
Alijó	PINHÃO	1,0	7,5	7,0	11,5	-	-	16,9	16,9	16,9	16,9
Vila Real	TELHEIRA	49,3	0,2	7,0	0	-	-	0	0	0	0
Vila Real	IORIAIS	30,0	1,0	0	0	-	-	0	0	0	0
Vila Pouca de Aguiar	SOUTELO	82,4	0,1	15,0	3,6	-	-	33,5	33,5	33,5	33,5
Ribeira de Pena	DAIVÕES	14,6	0	0	-	-	-	18,2	18,2	18,2	18,2
Chaves	VIDAGO	17,3	2,1	0,6	-	14,0	-	14,0	14,0	14,0	14,0
Chaves	CHAVES	23,1	0,8	5,0	-	0	-	0	0	0	0
Montalegre	MORGAGE	13,0	0,3	0	-	0	-	0	0	0	0
Montalegre	LEIRANÇO	27,5	0	0	-	-	-	0	0	0	0
Valpaços	VALPAÇOS	40,8	7,1	0	-	0,6	-	0,6	0,6	0,6	0,6
Mogadouro	MOGADOURO	64,8	15,4	3,0	0	-	-	0	0	0	0
Bragança	BRAGANÇA	21,0	13,0	6,4	5,4	-	-	5,4	5,4	5,4	5,4
Bragança	BRAGANÇA B (B)	0	0	0	5,4	-	-	5,4	5,4	5,4	5,4
Macedo de Cavaleiros	MACEDO DE CAVALEIROS	2,6	5,3	0	23,6	-	-	33,8	33,8	33,8	33,8
Vila Flor	VILA FLOR (B)	0,8	0	0	17,2	-	-	20,1	20,1	20,1	20,1
Mirandela	MIRANDELA	1,9	27,4	0	20,1	-	-	20,1	20,1	20,1	20,1
Torre de Moncorvo	ACOREIRA (2)	18,2	0,3	0	0	-	-	0	0	0	0
Mêda	MARVÃO	0,3	8,3	0,7	8,7	-	-	40,9	40,9	40,9	40,9
Torre de Moncorvo	LN60 1257 01 Pocinho (REN)-Marvão/Catapereiro (PRE) (*)	8,5	0	0	-	-	-	-	-	-	24,7
Vila Nova de Gaia	VILA NOVA DE GAIA	1,0	0,7	0	-	25,1	-	25,1	25,1	25,1	25,1
Vila Nova de Gaia	SANTA MARINHA	0	1,0	0	-	25,1	-	25,1	25,1	25,1	25,1
Vila Nova de Gaia	SERRA DO PILAR	0	0	0	-	25,1	-	25,1	25,1	25,1	25,1
Vila Nova de Gaia	VERDINHO	0,1	1,0	0	-	25,1	-	25,1	25,1	25,1	25,1
Vila Nova de Gaia	VILAR DO PARAÍSO	2,7	3,0	0	-	50,9	-	65,1	65,1	65,1	65,1
Santa Maria da Feira	SANGUEDO	4,1	44,7	0	-	0	-	0	0	0	0
Santa Maria da Feira	NOGUEIRA DA REGEDOURA	1,5	8,4	0	-	15,1	-	15,1	15,1	15,1	15,1
Vila Nova de Gaia	SERZEDO	6,9	2,7	4,2	-	14,4	-	15,1	15,1	15,1	15,1
Espinho	ESPINHO	2,4	2,5	0	-	15,1	-	15,1	15,1	15,1	15,1
Vila Nova de Gaia	PEDROSO	110,4	2,8	1,0	-	0	-	0	0	0	0
Santa Maria da Feira	RIO MEÃO	15,0	10,3	5,8	-	22,3	-	22,3	22,3	22,3	22,3
Santa Maria da Feira	FEIRA	1,2	44,6	0	-	0	-	22,3	22,3	22,3	22,3
São João da Madeira	DEVESA VELHA	3,0	3,2	0	-	0	-	0	0	0	0
Oliveira de Azeméis	CARRGOSA	48,4	4,3	0	-	0	-	0	0	0	0
Santa Maria da Feira	SÃO JOÃO DA MADEIRA	0,9	18,2	0	-	0	-	0	0	0	0
Arouca	AROUCA	9,0	1,1	0	-	3,4	-	22,7	22,7	22,7	22,7
Santa Maria da Feira	INHA	4,2	9,4	6,1	-	0	-	69,4	69,4	69,4	69,4
Valongo	ALFENA	4,4	4,3	4,0	-	44,4	-	67,2	67,2	67,2	67,2
Gondomar	GONDOMAR	3,9	1,0	0	-	51,7	-	52,7	52,7	52,7	52,7
Gondomar	FÂNZERES	0,8	26,8	1,1	-	28,0	-	30,0	30,0	30,0	30,0
Gondomar	JOVIM	0,6	41,0	0	-	8,5	-	8,5	8,5	8,5	8,5
Valongo	PALMILHEIRA (3)	2,4	1,4	0	-	52,8	-	-	116,1	116,1	116,1
Porto	ANTAS	0,4	1,9	0,3	-	78,3	-	-	123,5	123,5	123,5
Porto	CAMPO 24 DE AGOSTO	0,4	0,1	0	-	53,5	-	-	76,0	76,0	76,0
Matosinhos	AMIEIRA	0,2	0,9	0	-	50,3	-	50,3	50,3	50,3	50,3
Porto	PARANHOS	7,9	0,2	0	-	45,9	-	56,9	56,9	56,9	56,9
Porto	PRELADA	0	0	0	-	-	-	200,0	200,0	200,0	200,0
Porto	LAPA	0,3	0,2	0	-	56,2	-	-	64,5	64,5	64,5
Porto	VITÓRIA	0	0	0	-	56,7	-	-	71,5	71,5	71,5
Porto	MONTE DOS BURGOS	6,9	0,6	0	-	46,5	-	-	64,0	64,0	64,0
Porto	BOAVISTA (Porto)	0,1	0,1	1,0	-	70,8	-	-	74,7	74,7	74,7
Porto	CIRCUNVALAÇÃO	0	0	0	-	-	-	-	78,7	78,7	78,7
Porto	CAMPO ALEGRE	0,2	0,3	0	-	72,1	-	-	72,1	72,1	72,1
Matosinhos	MATOSINHOS SUL	10,3	0,2	0	-	17,8	-	-	63,0	63,0	63,0
Matosinhos	MATOSINHOS	0,3	0,2	0	-	56,1	-	-	73,0	73,0	73,0
Matosinhos	SANTA CRUZ DO BISPO	116,0	2,4	0	-	28,6	-	-	28,6	28,6	28,6
Matosinhos	CUSTÓIAS	1,7	0,3	3,5	-	66,6	-	-	94,9	94,9	94,9
Vila Nova de Famalicão	LOUSADO	18,4	26,1	0	-	17,5	-	105,5	105,5	105,5	105,5
Vila do Conde	VILA DO CONDE	6,4	0,9	0	-	42,0	-	42,0	42,0	42,0	42,0
Póvoa de Varzim	BEIRIZ	1,2	6,3	27,5	-	41,6	-	49,4	49,4	49,4	49,4
Maia	MAIA	11,9	6,8	7,9	-	58,4	-	114,0	114,0	114,0	114,0
Vila do Conde	MINDELO	1,5	0,6	0	-	26,3	-	39,6	39,6	39,6	39,6
Vila do Conde	MOSTEIRO	1,4	3,2	0	-	52,1	-	95,5	95,5	95,5	95,5

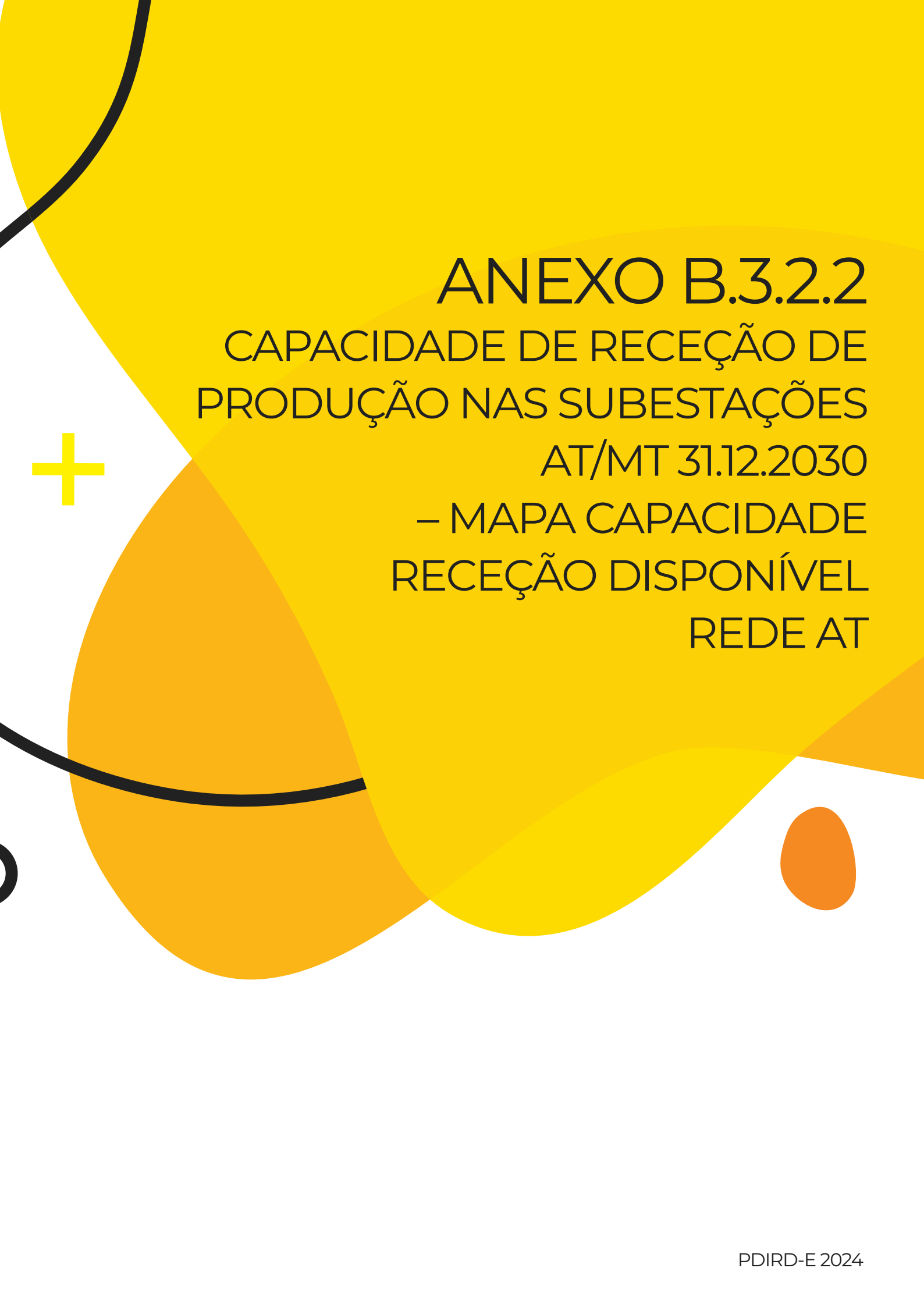
Subestação		Capacidade de recepção RND [MVA]							Ligação RNT		
Concelho	Nome	Potência Ligação [MVA]			Subestação					Grupo	Barramento 60kV
		Ligado	Comprometido	Em Confirmação	MT			AT	MT+AT		
					30 kV	15 kV	10 kV				
Matosinhos	LEÇA DO BALIO	31,5	0	12,0	-	-	-	5,8	5,8	5,8	
Maia	GUEIFÃES	0,8	0,6	0	-	55,3	-	86,2	86,2	86,1	
Trofa	MURO	7,7	37,3	0	-	11,6	-	26,4	26,4	26,4	
Santo Tirso	SÃO MARTINHO DO CAMPO	60,6	6,1	0	-	0	-	0	0	0	
Felgueiras	SOUSA	3,2	35,6	6,8	-	0	-	0	0	0	
Santo Tirso	AREIAS NORTE	7,1	2,7	0	-	41,9	-	64,9	64,9	64,9	
Vila Nova de Famalicão	CANIÇOS	14,0	3,6	0	-	39,8	-	64,9	64,9	64,9	
Vila Nova de Famalicão	RUIVÃES	11,3	3,9	12,4	-	20,1	-	29,0	29,0	29,0	
Vila Nova de Famalicão	REQUIÃO	16,0	6,3	5,0	-	28,9	-	29,0	29,0	29,0	
Braga	LAMAS	3,1	1,4	21,8	-	48,1	-	57,5	57,5	57,5	
Guimarães	SÃO JOÃO DE PONTE	12,0	6,8	0,4	-	0	-	0	0	0	
Póvoa de Lanhoso	SENHORA DO PORTO	10,6	0	0	-	-	-	0	0	0	
Vieira do Minho	ERMAL	23,1	0	4,0	-	0	-	0	0	0	
Guimarães	PEVIDÉM	25,7	1,6	2,0	-	0	-	0	0	0	
Guimarães	LAMEIRINHO	15,7	0,2	0	-	0	-	0	0	0	
Guimarães	GUIMARÃES	10,1	4,7	8,8	-	33,0	-	75,5	75,5	75,5	
Fafe	FAFE	6,8	12,1	5,8	-	24,8	-	24,8	24,8	24,8	
Celorico de Basto	AZINHEIRA	14,8	0	0	-	-	-	0	0	0	
Celorico de Basto	FERMIL DE BASTO	26,7	3,1	4,9	-	-	-	0	0	0	
Felgueiras	FELGUEIRAS	5,5	3,0	0	-	28,1	-	28,1	28,1	28,1	
Mondim de Basto	CAMPANHÓ	58,5	0	0	-	-	-	28,1	28,1	28,1	
Amarante	AMARANTE	3,7	0,4	0	-	28,1	-	28,1	28,1	28,1	
Valongo	VALONGO	6,3	96,5	0	-	0	-	0	0	0	
Paredes	REBORDOSA	10,1	3,1	0	-	40,8	-	44,3	44,3	44,3	
Penafiel	SANTIAGO DE SUBARRIFANA	0,4	1,6	0	-	26,3	-	44,3	44,3	44,3	
Paredes	LORDELO	7,2	69,4	5,7	-	0	-	0	0	0	
Paços de Ferreira	PAÇOS DE FERREIRA	1,1	4,5	0	-	0	-	0	0	0	
Lousada	LOUSADA	2,4	35,3	0	-	0	-	18,1	18,1	18,1	
Penafiel	BUSTELO	1,5	20,3	0	-	14,2	-	46,4	46,4	46,4	
Penafiel	ENTRE-OS-RIOS	15,5	15,1	0	-	26,0	-	69,6	69,6	69,6	
Castelo de Paiva	FORNOS	15,0	3,5	0	-	0	-	23,8	23,8	23,8	
Castro Daire	CABRIL (TORRÃO REN)	70,6	0	0	-	-	-	29,6	29,6	29,6	
Castro Daire	CABRIL (CARRAPATELO REN)	69,0	0	0	-	-	-	31,2	31,2	31,2	
Marco de Canaveses	MARCO DE CANAVESES	8,5	1,1	0	-	26,4	-	89,1	89,1	89,1	
Vieira do Minho	LN60 1298 Cabreira (PRE)-Frades (REN) (*)	19,8	0	0	-	-	-	-	-	-	
Montalegre	LN60 1381 Lomba do Vale (PRE)-Frades (REN) (*)	22,7	0	0	-	-	-	-	-	-	
Montalegre	VILA DA PONTE	2,9	0,8	0	-	0	-	0	0	0	
Boticas	BARROSO	46,1	0	0	-	-	-	0	0	0	
Vieira do Minho	CANIÇADA	7,6	3,3	9,3	-	6,0	-	29,3	29,3	29,3	
Amares	AMARES	4,8	3,5	8,0	-	25,5	-	25,5	25,5	25,5	
Braga	LAMAÇÃES	1,1	0,3	0	-	55,2	-	112,9	112,9	112,9	
Braga	SÃO MARTINHO DE DUME	10,8	2,9	0	-	43,0	-	112,9	112,9	112,9	
Braga	BRAGA	0,5	0,5	0	-	55,6	-	55,8	55,8	55,8	
Vila Verde	TURIZ	1,4	0,6	0	-	26,3	-	47,6	47,6	47,6	
Barcelos	LIJÓ	5,5	7,4	0	-	15,4	-	20,4	20,4	20,4	
Barcelos	ALVELOS	13,1	20,3	6,0	-	17,3	-	20,4	20,4	20,4	
Barcelos	PENIDE	8,6	1,1	0	-	47,0	-	63,0	63,0	63,0	
Viana do Castelo	SANTA MARTA DE PORTUZELO	31,5	1,1	0	-	12,9	-	12,9	12,9	12,9	
Viana do Castelo	MONSERRATE	27,7	0,2	0	-	12,9	-	12,9	12,9	12,9	
Caminha	ORBACÉM	35,5	0	0	-	-	-	0	0	0	
Caminha	ÂNCORA	0,3	0	0	-	0	-	0	0	0	
Vila Nova de Cerveira	FRANCE	27,6	0	0	-	0	-	0	0	0	
Vila Nova de Cerveira	VILA NOVA DE CERVEIRA	0	0	0	-	-	-	-	-	-	
Valença	VALENÇA	5,6	3,0	0	-	0	-	0	0	0	
Viana do Castelo	SÃO ROMÃO DE NEIVA	5,6	2,8	0	-	28,4	-	57,8	57,8	57,8	
Esposende	FONTE BOA	4,7	1,7	0	-	29,5	-	57,8	57,8	57,8	
Viana do Castelo	DEOCRISTE	69,0	0	0	-	-	-	0	0	0	
Viana do Castelo	LANHESES	0	0	0	-	0	-	0	0	0	
Ponte de Lima	FEITOSA	3,0	1,9	0	-	0	-	0	0	0	
Arcos de Valdevez	MOGUEIRAS	0,5	1,0	0	-	3,7	-	3,7	3,7	3,7	
Ponte da Barca	TOUVEDO	24,0	0,1	0	-	3,7	-	3,7	3,7	3,7	
Monção	TROVISCOSO	1,2	0,7	0	-	3,7	-	3,7	3,7	3,7	
Melgaço	ROUSSAS	0,1	0,3	5,8	-	3,7	-	3,7	3,7	3,7	
Arcos de Valdevez	ALAGOA DE CIMA	14,5	0	0	-	-	-	3,7	3,7	3,7	
Ponte da Barca	LINDOSO (*)	0	0	0	-	-	-	5,7	5,7	5,7	

**Observações:**

A Potência de Ligação "Comprometida" refere-se a compromissos de ligação na rede devidos por Centros Electroprodutores (CE) não ligados mas com Licença de Produção, com Ponto de Recepção atribuído, com potência solicitada cativar pela DGEG, por CE incluídos no Sorteio de Capacidade de Abril 2018 bem como de CE com PR alterado ao abrigo da Portaria 133/2015.

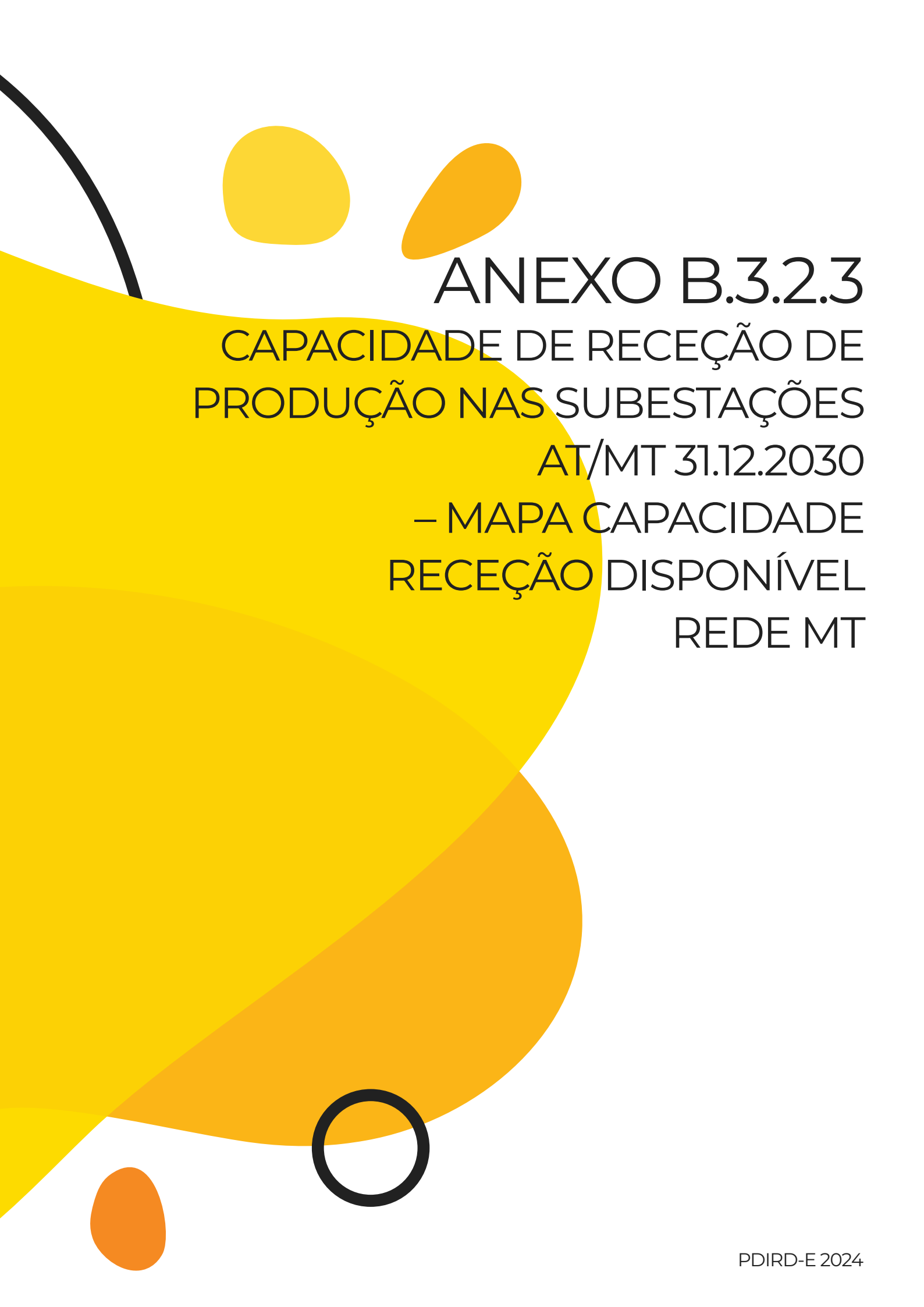
(\*) - Subestação com possibilidade de expansão do andar AT limitada. Poderão ser necessárias significativas adaptações da SE e/ou ampliação terreno para disponibilizar o painel de ligação AT. Alternativamente poderá ligar-se em PCAT a construir próximo da SE.

(1) - A tensão do barramento na SE Pedralva (RNT) é 130kV.  
(2) - A ligação em AT é feita na SE Pocinho (REN).  
(3) - A ligação em AT é feita na SE Ermesinde (REN).  
(4) - A ligação em AT é feita na SE Tunes (REN).  
(A) - Instalação com entrada em serviço prevista para 2024/2025  
(B) - Instalação com entrada em serviço prevista até 2030



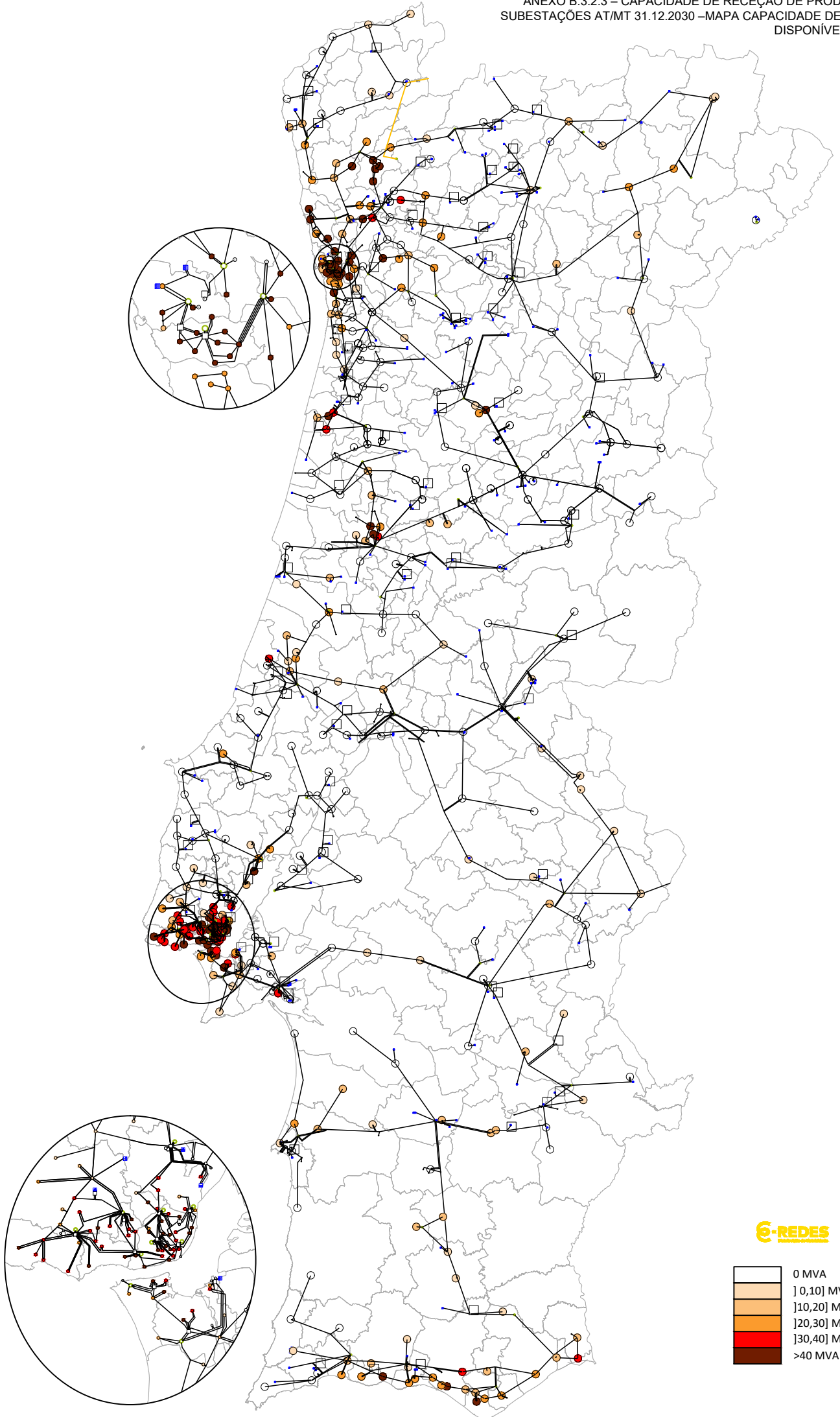
ANEXO B.3.2.2  
CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE  
PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2030  
– MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL  
REDE AT






ANEXO B.3.2.3  
CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE  
PRODUÇÃO NAS SUBESTAÇÕES  
AT/MT 31.12.2030  
– MAPA CAPACIDADE  
RECEÇÃO DISPONÍVEL  
REDE MT

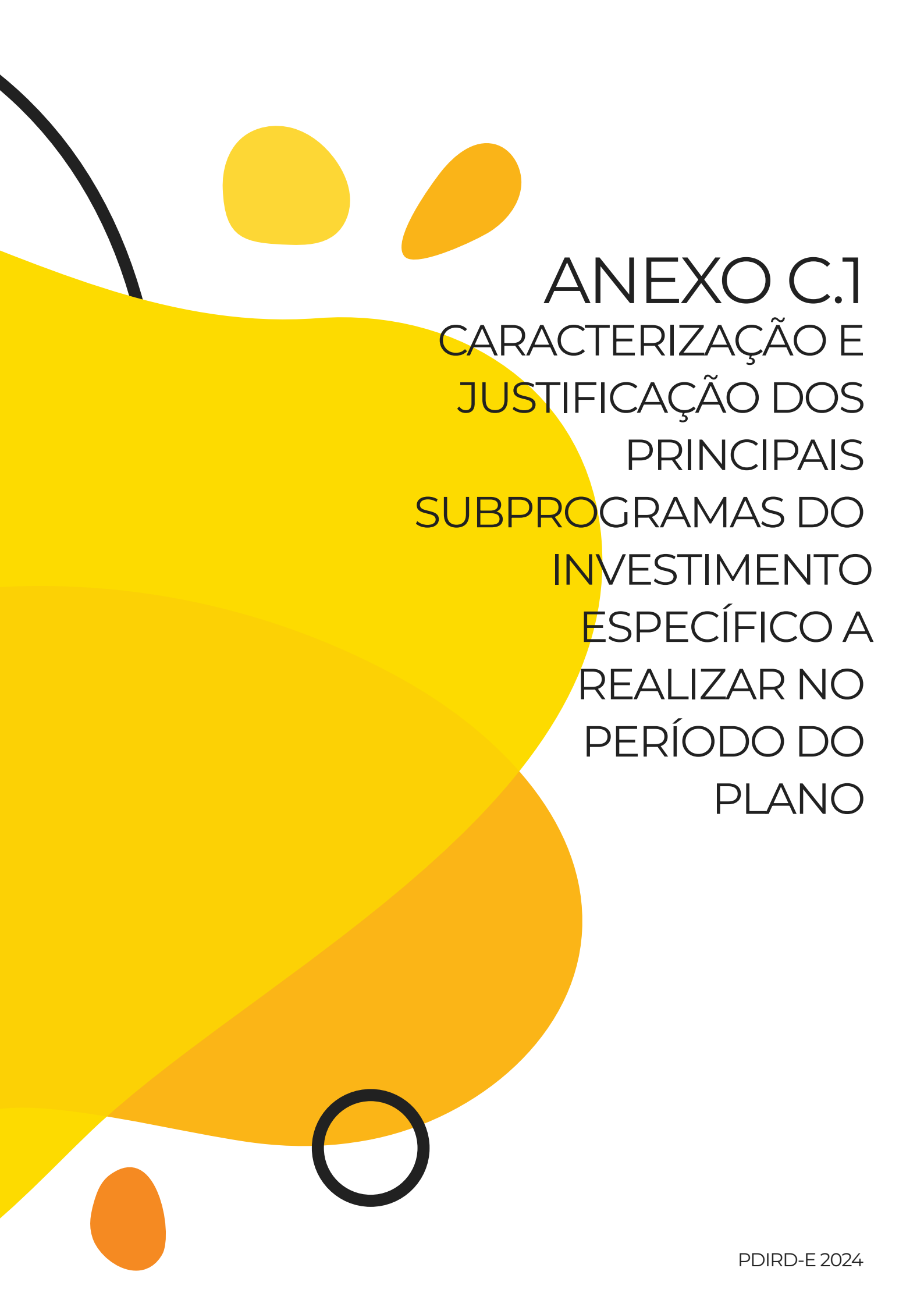






# ANEXO C

## CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS A REALIZAR NO PERÍODO DO PLANO



ANEXO C.1  
CARACTERIZAÇÃO E  
JUSTIFICAÇÃO DOS  
PRINCIPAIS  
SUBPROGRAMAS DO  
INVESTIMENTO  
ESPECÍFICO A  
REALIZAR NO  
PERÍODO DO  
PLANO

Ficha n.º 1 - Subprograma Integração de Autoconsumo

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Integração de Autoconsumo

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	10 000
Custos Totais	11 940

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 1

Motivação

Consequente de décadas de integração de geração distribuída na RND, a transformação AT/MT em algumas subestações começa a estabelecer-se como limitadora à injeção de potência devida pelo autoconsumo local. Após esgotar a capacidade de transformação, quer a devida pelo próprio transformador AT/MT quer ainda a devida pela alimentação de consumos, porque o autoconsumo até 30kVA tem injeção garantida na RESP e porque o pequeno autoconsumo não tem mecanismos de limitação da injeção pelo ORD, torna-se necessário o reforço de transformação AT/MT em algumas subestações.

Para a satisfação dos objetivos de integração de autoconsumo previstos no PNEC 2030, foram desenvolvidos cenários de integração de autoconsumo nas subestações AT/MT no horizonte 2030 e priorizadas as subestações pela menor capacidade de receção para autoconsumo. As propostas de execução até 2027 decorrem do critério de menor capacidade disponível para autoconsumo e sem intervenções previstas que mitiguem o constrangimento.

No âmbito deste programa identificou-se a necessidade de reforço de transformação de 23 transformadores AT/MT. Para atender a esta necessidade, prevê-se a aquisição de 13 transformadores de potência AT/MT e a rotação de 10 transformadores libertados pela substituição dos 13 anteriores.

Para os anos 2026-2027, prevê-se a substituição de 3 transformadores AT/MT, estimando-se a necessidade de aquisição dos restantes transformadores após o ano de 2027. As necessidades serão revistas decorrente das efetivas necessidades observadas até 2026 e integradas na atualização do PDIRD-E 2024.

Os transformadores previstos adquirir no período 2026-2027, têm as seguintes características:

- 1 transformador 60/30 kV, 20 MVA, YNyn0 (Vale de Gaio)
- 1 transformador 60/30 kV, 31,5 MVA, YNyn0 (Cheganças)
- 1 transformador 60/30/15 kV, 31,5 MVA, YNyn0d11 (Aljustrel)

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	857	2 063	9 020
	Rede MT	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>857</b>	<b>2 063</b>	<b>9 020</b>

Ficha n.º 2 - Subprograma Reposição da Capacidade de Recepção da RND

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Recepção da RND

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	49 588
Custos Totais	59 140

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 1	Ficha n.º 1	Ficha n.º 2

Motivação

Para aumentar a capacidade de recepção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu um plano de investimento para a reposição da capacidade de recepção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de recepção se esgotará e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

Este plano tem o foco, simultaneamente, na rede AT, através do reforço de capacidade de linhas antigas e de menor secção, para ligação de novos centros electroprodutores de média dimensão, e na rede MT, através do reforço de transformação nas subestações existentes e na construção de novas subestações AT/MT, permitindo que Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção para Autoconsumo possam vir a ser ligadas.

As ações deste plano foram desenvolvidas com o objetivo principal de aumentar a capacidade de recepção. Em simultâneo, foram capitalizadas sinergias com os objetivos de renovação das redes mais antigas e com reduzida capacidade, de melhoria da qualidade de serviço técnica e de aumento da eficiência da rede, por exemplo, através da construção de novas subestações em zonas pior servidas.

A realização da totalidade dos projetos de investimento identificados até à data neste subprograma resultará num aumento de cerca de 874 MVA de capacidade de recepção. Prevê-se que, durante o período deste Plano, sejam concluídos todos os projetos deste subprograma, totalizando de 720 MVA. O valor de investimento previsto para este período é de 49,6M€ (custos primários), superior ao estimado no PDIRD-E 2020 Atualização, que previa 44,9 M€ (custos primários) para a finalização dos projetos deste subprograma.

No PDIRD-E 2020, considerou-se que o investimento deste subprograma deveria estar alinhado com participações devidas pelos produtores, de forma a que não resultassem custos adicionais para o SEN. De forma a dar cumprimento à mais recente proposta de PNEC 2030, nomeadamente a nova linha de ação 3.1.9 *Promover o aumento da capacidade de recepção nas redes energéticas*, considera-se neste Plano que este subprograma deve ser continuado para além do valor estimado das participações, em alinhamento com a necessidade de investir na criação de capacidade para recepção de energia.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Reposição da Capacidade de Recepção da RND	-	23 365	23 547	12 228	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>23 365</b>	<b>23 547</b>	<b>12 228</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Em relação ao previsto no PDIRD-E 2020 Atualização, verifica-se um atraso na realização dos projetos deste subprograma, decorrente da dificuldade na aquisição de terrenos para a construção das subestações e na obtenção de autorizações para o estabelecimento das linhas de AT.

O sobrecusto previsto para a conclusão dos projetos de investimento deste subprograma está relacionado com a revisão das alternativas a implementar em alguns projetos, e com a atualização dos valores dos mesmos face à subida de preços entretanto verificada.

Ficha n.º 3 - Subprograma Unidades Móveis de Reserva

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Unidades Móveis de Reserva

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	3 700
Custos Totais	4 415

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 3

Motivação

Para garantir a continuidade do fornecimento de energia, a existência de unidades móveis de reserva revela-se essencial, especialmente em situações de avaria ou durante intervenções programadas na rede. Estas unidades móveis permitem uma resposta rápida e eficaz em caso de incidentes que afetem infraestruturas, minimizando os tempos de interrupção e assegurando o fornecimento de energia aos consumidores afetados.

Além disso, as unidades móveis facilitam a realização de intervenções programadas na rede, permitindo que os trabalhos de manutenção ou modernização sejam realizados sem comprometer o fornecimento de energia. Este fator é particularmente importante para melhorar a eficiência operacional, reduzir os impactos nos consumidores e assegurar que a rede continue a funcionar de forma segura e estável durante os períodos de intervenção

Atualmente, a E-REDES dispõe de um conjunto de 12 unidades móveis de recurso de média tensão (UMR MT), com a exigência de assegurar a disponibilidade mínima de 8 UMR MT para responder a avarias na rede, sendo as restantes utilizadas para ações de manutenção e remodelação de andares de MT em subestações. Considerando este cenário, bem como o volume de projetos de investimento previsto para o período deste Plano, e de forma a garantir que as intervenções de manutenção e os investimentos planeados neste Plano não fiquem comprometidos, previu-se um investimento na aquisição de 5 novas UMR MT no período 2026-2030 (uma aquisição por ano).

Adicionalmente, atendendo-se à existência na RND de 21 subestações de 30/15 kV e 5 subestações AT/MT com um único transformador de potência de 30/15 kV, e mantendo-se o objetivo de assegurar o fornecimento de energia na situação de indisponibilidade de algumas destas instalações, foi previsto neste Plano um projeto de investimento para aquisição de uma subestação móvel 30/15 kV.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	1 006	1 475	1 934	-
Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 006</b>	<b>1 475</b>	<b>1 934</b>	<b>-</b>

Ficha n.º 4 - Subprograma Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
 Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Vários

Investimento (k€)	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários	50 000	Incluído	Ficha n.º 4	Ficha n.º 4	Ficha n.º 4
Custos Totais	59 682				

**Motivação**

Conforme descrito em anteriores edições de PDIRD-E, este subprograma tem como objetivo melhorar a continuidade do fornecimento aos pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço. Este programa foi iniciado no PDIRD-E 2016, tendo sido revisto para o PDIRD-E 2018, para o PDIRD-E 2020 e PDIRD-E 2020 Atualização.

A identificação das saídas de MT que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica assume um carácter relevante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento. Para a sua identificação calculou-se a média do SAIDI MT nos pontos de entrega registada nos últimos anos. Diferenciou-se a QST de cada saída por zona de qualidade de serviço de forma a identificar ações dirigidas aos troços dos circuitos com pior desempenho.

Os estudos efetuados sobre as saídas de MT identificadas resultaram numa carteira de 147 iniciativas. As ações previstas, nos projetos de investimento identificados, incluem: estabelecimento de interligações entre troços de rede em antena, melhoria das condições de estabelecimento das redes aéreas (promovendo pontualmente a passagem a subterrâneo), substituição dos troços de rede de secção reduzida em fim de vida útil, criação de pontos de telecomando, desdobramento das saídas em mais circuitos com origem em subestações AT/MT, novas subestações AT/MT.

A estratégia para a execução dos projetos deste subprograma assenta na definição de objetivos por região e respetivas zonas de qualidade de serviço, com o intuito de permitir uma redução de assimetrias entre regiões, concretizada com a canalização de mais investimento para os pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço, selecionando-se os projetos economicamente mais interessantes para o indicador custo de redução de SAIDI MT (€/min).

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base RND
Redução de SAIDI MT (min.)	4,64
Redução de MAIFI MT (inc.)	

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Melhoria das Redes MT de Alim. a PdE com pior QST		11 982	11 892	35 808	
<b>TOTAL</b>	-	<b>11 982</b>	<b>11 892</b>	<b>35 808</b>	-



Ficha n.º 5 - Subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	39 981
Custos Totais	47 697

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 7	Ficha n.º 7	Ficha n.º 5

**Motivação**

O objetivo deste subprograma passa por minimizar o impacto das redes aéreas de distribuição de energia em áreas de elevada densidade populacional e de configuração urbanística estabilizada.

No PDIRD-E 2024 dá-se continuidade aos projetos de rede MT e AT, mantendo-se o âmbito e os critérios que vêm sendo utilizados, sendo a avaliação efetuada pelo número de consumidores da rede elétrica, localizados no interior do corredor por baixo das linhas a enterrar.

Dada a quantidade de linhas aéreas estabelecidas em áreas com elevada densidade populacional, na aplicação deste subprograma à rede AT procedeu-se à seleção preliminar das redes a intervir, procurando os locais com maior densidade populacional (hab/km<sup>2</sup>) e maior densidade de rede (km/km<sup>2</sup>). Não sendo este critério, por si só, o determinante para a caracterização do impacto ambiental das redes estabelecidas em meio urbano, cada zona seleccionada foi avaliada pelo número de consumidores da rede elétrica, localizados no interior do corredor definido por uma faixa de 50 metros ao longo do traçado da linha. Os projetos nas redes pré-seleccionadas foram priorizados por ordem crescente dos rácios investimento/consumidor. Foram considerados para intervenção os ativos já totalmente amortizados.

As soluções previstas nos projetos seleccionados não se limitaram ao enterramento de cada linha aérea, mas conduzem à otimização das configurações das redes intervencionadas, adequando-as às necessidades de potência e aos padrões de desempenho consagrados nos critérios de planeamento. Nomeadamente no conjunto total dos projetos propostos para a rede AT, que envolvem cerca de 120 km de linhas, o comprimento linear da rede ficou reduzido para cerca de metade.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT		13 535	11 445	10 780
	Instalações AT/MT				
	Rede MT		2 396	2 378	7 162
	<b>TOTAL</b>	-	<b>15 932</b>	<b>13 823</b>	<b>17 942</b>

\*Para a rede MT não existem projetos individualizados, tendo-se inscrito apenas os valores previstos para o período do PDIRD-E 2024

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Os projetos de integração paisagística AT foram recalendarizados devido às dificuldades que se têm verificado na execução destes projetos, prevendo-se o seu término dentro do período do PDIRD-E 2024.

Ficha n.º 6 - Subprograma Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas  
 Subprograma: Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	1 286
Custos Totais	1 536

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 8	Ficha n.º 8	Ficha n.º 6

<b>Motivação</b>	<p>O Instituto Nacional de Aviação Civil (INAC), através da Circular de Informação Aeronáutica (CIA) de Maio/2003, expressa um conjunto de recomendações referentes a limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea e que têm como objetivo reforçar as medidas que permitam evitar ou reduzir os riscos para as aeronaves. Estas orientações têm vindo a ser implementadas em todos os novos estabelecimentos e remodelações/alterações de ativos de AT/MT.</p>
	<p>Em complemento às recomendações em causa entende-se que, nos casos em que a especificidade de alguns vãos de linhas aéreas de AT e MT em que a perceção em voo, por parte do piloto, poderá ser dificultada e impedir a definição de uma trajetória segura do voo, nomeadamente em ações de inspeção de linhas por helicóptero e navegação de aeronaves em apoio ao combate a incêndios, deverão ser adotadas medidas adicionais de sinalização para que a segurança das operações de voo seja melhorada.</p>
	<p>O ORD entende que a instalação da balizagem diurna é um dever, procurando assim evitar acidentes, através deste balizamento, que deverá assim ter o enquadramento num subprograma específico a realizar no programa de investimento Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Crítica, por forma a mitigar os riscos de incidentes com aeronaves em vãos de linhas aéreas de AT e MT que observem, pelo menos, um dos seguintes critérios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vãos com comprimento elevado (tipicamente vales com desníveis acentuados e arborizados);</li> <li>• Zonas com grande densidade de linhas (derivações e cruzamentos com linhas de tensões diferenciadas).</li> </ul>

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT				
	Instalações AT/MT		280	255	1 000
	Rede MT				
	<b>TOTAL</b>	-	<b>280</b>	<b>255</b>	<b>1 000</b>

**Ficha n.º 7 - Subprograma Fixação Antissísmica de Transformadores de Potência**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas  
**Subprograma:** Fixação Antissísmica de Transformadores de Potência

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	1 264
<b>Custos Totais</b>	1 508

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 9	Ficha n.º 9	Ficha n.º 7

<b>Motivação</b>	<p>Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 20/2022, de 28 de janeiro, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a E-REDES, como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim o ORD, segundo o artigo 3.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 13.º onde é especificamente referido: a) a instalação de equipamentos de deteção, controlo de acesso, proteção e prevenção, sem prejuízo do cumprimento das normas relativas à segurança física e digital da informação classificada;</p> <p>b) procedimentos de alerta e gestão de crises;</p> <p>c) normas de controlo de acesso e de verificação de segurança;</p> <p>d) ações de comunicação, sensibilização e formação;</p> <p>e) Soluções em matéria de cibersegurança, nos termos previstos nos artigos 9.º e 10.º do Decreto -Lei n.º 65/2021, de 30 de julho;</p> <p>f) Medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.</p> <p>Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado o ORD no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.</p> <p>O objetivo deste subprograma passa pela instalação de fixações antissísmicas nas Subestações, para a eventualidade de ocorrer um sismo que afete uma ou mais zonas do país.</p> <p>Tendo em consideração o elevado número subestações nas zonas onde o risco sísmico é mais elevado, foi realizada uma seleção com o objetivo de minimizar os custos de intervenção, mediante otimização da rede afeta a diferentes subestações, garantindo-se a totalidade da alimentação das redes afetadas pela perda de um ou dois transformadores em determinada subestação.</p> <p>Esta campanha de instalação de sistemas de fixação antissísmica em transformadores está prevista terminar em 2030.</p> <p>A instalação de fixações antissísmicas passará a ser realizada na construção de novas subestações ou em obras que envolvam a instalação de novos transformadores de potência de subestações já em serviço.</p>
------------------	--

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT				
	Instalações AT/MT		319	399	790
	Rede MT				
	<b>TOTAL</b>	-	<b>319</b>	<b>399</b>	<b>790</b>

Ficha n.º 8 - Subprograma Sistemas de Detecção de Defeitos Resistivos

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC  
 Subprograma: Sistemas de Detecção de Defeitos Resistivos

Concelhos: Vários

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	10 665
Custos Totais	12 730

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 8

**Motivação**

Os sistemas de proteções empregues pela E-REDES são idênticos aos utilizados por outras congéneres europeias. No entanto, tem-se vindo a constatar que estes sistemas não têm a sensibilidade necessária para detetar alguns tipos de defeitos, de ocorrência pouco frequente. Contudo, apesar de pouco frequentes, podem constituir um perigo para pessoas e bens tanto localmente, na zona de avaria, como numa área mais alargada.

A E-REDES realizou um projeto interno de demonstração de uma solução concebida para detetar defeitos muito resistivos em redes de MT tendo sido bem-sucedido.

Os defeitos mais resistivos que se pretendem detetar ocorrem exclusivamente em linhas aéreas, sendo o seu perigo superior em áreas florestais. Foram seleccionadas as subestações que apresentam percursos acima de 15km em zona florestal e que têm uma componente de rede aérea elevada. Tal resultou em cerca de 237 subestações (a intervencionar no período 2026-2030) sendo a prioridade proposta a quantidade de quilómetros de rede MT alimentada pelas subestações em zona florestal.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Sistemas de Detecção de Defeitos Resistivos		2 556	2 537	7 638	
<b>TOTAL</b>		<b>2 556</b>	<b>2 537</b>	<b>7 638</b>	

**Ficha n.º 9 - Rubrica Cibersegurança**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Rubrica:** Cibersegurança

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	13 000
<b>Custos Totais</b>	15 518

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 9

<b>Motivação</b>	<p>A digitalização da rede elétrica, suportada pela evolução e crescimento sustentado da tecnologia operacional que compõe a sua plataforma mission critical, é fundamental para dar resposta aos múltiplos desafios que são colocados ao Operador da Rede de Distribuição. No entanto, essa evolução, caracterizada pelo aumento de dimensão, complexidade, ubiquidade e heterogeneidade da tecnologia operacional da E-REDES, em conjunto com a resposta às necessidades da transição energética alicerçadas na produção distribuída, mobilidade elétrica e soluções de flexibilidade de consumo, obrigam a uma maior interconexão com sistemas externos, multiplicando a exposição da organização aos riscos de segurança e privacidade no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral.</p> <p>No âmbito do enquadramento normativo e estratégico, o ORD enfrenta desafios significativos que requerem uma resposta robusta e eficaz. A transposição da Diretiva Europeia NIS2 para a legislação nacional e o Código de Rede Europeu para a Cibersegurança impõem à E-REDES a necessidade de evoluir continuamente as suas capacidades para garantir plena conformidade com estas rigorosas exigências normativas. Estes regulamentos reforçam a importância da cibersegurança como pilar fundamental da atividade da E-REDES, na dupla qualidade de operador de serviços essenciais e operador de infraestruturas críticas, e impõem medidas avançadas que assegurem a ciber resiliência do sistema elétrico.</p> <p>Reconhecendo a importância da cibersegurança, a E-REDES continua a preconizar uma estratégia que estabelece objetivos em linha com a evolução do negócio e dos seus processos mais críticos, reconhecendo a natureza transformativa do contexto, quer pelo ritmo acelerado de digitalização da organização, quer pelo carácter constantemente evolutivo das ameaças. No contexto de digitalização, a evolução das peças de software que compõem o ecossistema de aplicações essenciais para o negócio tem representado uma das chaves mais efetivas e decisivas para responder aos desafios atuais e futuros do ORD. Nesta perspetiva, a crescente dependência dos processos de negócio deste ecossistema aplicacional e de todo o seu suporte infraestrutural exige que sejam adotadas ao longo do seu ciclo de vida as medidas de segurança preconizadas nos standards, boas práticas e frameworks internacionalmente reconhecidos para a cibersegurança.</p> <p>Complementarmente, a estratégia veicula o desenho e a execução de um portfólio progressivo de projetos, de perímetro holístico, que permitem a melhoria contínua da cibersegurança e a sua adaptação continuada ao contexto, abordando aspetos técnicos, as pessoas e os processos organizacionais. Este portfólio de projetos deverá integrar três competências fundamentais e complementares para a cibersegurança:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Prevenção: Implementação de medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico, assegurando a mitigação dos riscos prioritários da organização, identificados por metodologia de gestão de risco;</li> <li>2. Reação: Desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a incidentes de cibersegurança, procurando assegurar um grau elevado de ciber resiliência, isto é, a continuidade das atividades críticas da E-REDES face à ameaça ou ocorrência de um ciber ataque disruptivo.</li> <li>3. Conformidade: Adoção e adaptação de processos que possam dar resposta a novas obrigações legais e regulamentares, de âmbito transversal ou de aplicação setorial, bem como a sua melhoria contínua.</li> </ol> <p>Em conformidade, na componente de atuação de forma preventiva, a E-REDES assegura que o desenvolvimento de novas aplicações e de novas tecnologias seguem um rigoroso processo de análise de risco, e de definição e implementação de requisitos de cibersegurança, estabelecendo-se deste modo uma abordagem de security by-design. Todos os desenvolvimentos, incluindo os respeitantes a controlos de segurança, são validados através de ciclos exigentes de testes de intrusão antes da sua entrada em exploração. Complementarmente, considerando a dinâmica e imprevisibilidade das ameaças, e a crescente sofisticação e frequência dos ciberataques, coloca-se a exigência de uma supervisão e controlo continuados ao ecossistema em exploração, assegurando uma resposta célere e efetiva a eventuais vulnerabilidades ou novos riscos que não se considerem aceitáveis. Esta resposta concretiza-se na implementação de novos desenvolvimentos ou medidas de mitigação de risco.</p> <p>Esta dinâmica sistemática e de âmbito transversal que percorre ciclo de vida da cibersegurança, e que sustenta de forma continuada os planos de evolução da plataforma mission critical, está alinhada com o Sistema de Gestão de Segurança da Informação da Infraestrutura de Informação Mission Critical da E-REDES (SGSI-IIMC), em conformidade com a norma ISO 27001.</p>
------------------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Cibersegurança	-	3 475	3 449	8 594	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>3 475</b>	<b>3 449</b>	<b>8 594</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

**Ficha n.º 10 - Rubrica Computação Distribuída**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Rubrica:** Computação Distribuída

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	10 000
<b>Custos Totais</b>	11 936

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 10

<b>Motivação</b>	<p>A estratégia de computação distribuída preconiza uma abordagem tecnológica que permite processar e analisar dados mais perto da fonte, reduzindo a latência das comunicações e melhorando a resposta, em tempo real, aos sistemas críticos sensíveis ao meio de transporte da informação, numa abordagem transversal e coesa de gestão da infraestrutura digital e equipamentos IoT, num ambiente industrial exigente. Estes desafios são especialmente relevantes no contexto de gestão das redes inteligentes, onde a rápida tomada de decisões é crucial para a estabilidade do sistema críticos, contribuindo para a eficiência do ecossistema tecnológico, viabilizando uma gestão mais eficiente da rede elétrica, e simplificando a introdução de novas soluções através da segregação dos recursos computacionais (hardware) das plataformas de suporte e condução da rede (software).</p> <p>A E-REDES reconhece a importância crucial da computação distribuída para a modernização e eficiência da distribuição de energia elétrica, em particular no ambiente industrial das Subestações AT/MT, dispersas no território nacional, de elevada complexidade e criticidade, com requisitos crescentes de controlo e ação na rede de distribuição de energia. A implementação de uma estratégia de computação distribuída é assim fundamental para garantir a resiliência, eficiência e qualidade do serviço, alinhando-se com a transformação energética e digital em curso no setor, para alcançar os objetivos de integração e dinamismo que o ORD tem de responder.</p> <p>Esta estratégia digital, alinhada com as indicações europeias da "Estratégia Digital para a Europa", em particular na digitalização dos sistemas críticos, e o "Pacto Ecológico Europeu", no que diz respeito à gestão eficiente e sustentável dos recursos de energia, promovendo uma arquitetura compatível com a "Infraestrutura Nacional de Computação Distribuída", onde se procura promover uma maior agilidade no aprovisionamento e uma utilização mais eficiente dos recursos tecnológicos, e uma gestão adequada à criticidade destes ecossistemas, com todos os benefícios das soluções virtualizadas.</p> <p>Pela sua dimensão, especialidade tecnológica e heterogeneidade, a plataforma digital requer a execução de práticas de gestão operacional, em escala, adequadas à permanente garantia da sua performance, integridade e segurança (e.g., análise e correlação de logs de performance em tempo real, auditoria de configurações, difusão e instalação de firmware, automação de diagnósticos, análise preditiva de falhas, gestão de capacidade, e outras).</p> <p>Destacam-se os seguintes aspetos do portefólio definido para a computação distribuída:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementação de EDGE Computing nas Subestações: Reforço das capacidades computacionais das infraestruturas críticas com disponibilização de infraestrutura de virtualização com elevado desempenho, segurança e controlo de exploração, para suporte aos serviços tecnológicos das subestações de automação industriais, equipas técnicas e processos que necessitem de computação local, próxima da geração dos dados, de reduzida latência e possível filtragem de volume de dados para os servidores centrais, beneficiando de uma implementação em escala de backups, configuração remota e monitorização da estabilidade dos sistemas num ambiente coeso seguro e redundante.</li> <li>• Desenvolvimento de Plataforma de Gestão Transversal: Evolução das soluções aplicacionais de suporte à operação da rede elétrica de distribuição para uma maior adequação funcional aos desafios do negócio, e para assegurar uma resiliência, flexibilidade e escalabilidade alinhadas com a criticidade destes sistemas de forma coesa, modelar e progressiva, ajustando a penetração da solução às necessidades reais de evolução em cada local.</li> <li>• Descentralização das plataformas de automação: Fortalecimento da redundância das soluções críticas através da replicação modular de aplicações críticas em localizações estratégicas da rede, num ambiente com recursos de computação distribuídos dinâmicos, viabilizando a exploração em modo ilha, reduzindo assim o risco de interrupção dos serviços essenciais à exploração no caso de falha dos sistemas centrais, em particular DataCenters.</li> <li>• Evolução do ecossistema de Plataforma IoT: Eficiente uniformização e adequação de processos comuns, evitando a sua replicação e lock-in em projetos verticais, que traduz uma segurança transversal, uma portabilidade de infraestrutura (Clouds privadas ou públicas), uma utilização de processos de automação, com base numa arquitetura de Analytics e Data Lake e a alavancagem de novas API no suporte às novas dinâmicas no desenvolvimento aplicacional, facilitando e contribuindo para a viabilidade e eficiência dos casos de uso IoT.</li> </ul> <p>Estes projetos adotam como referência a normalização e recomendações europeias OneM2M e MEC, de construção modular, promovendo, quando possível, componentes de software open-source.</p> <p>Os investimentos enquadrados na rubrica computação distribuída permitirão evoluir tecnologicamente os sistemas para o conceito de Subestação Virtual, com vantagens técnicas para a digitalização e automação dos sistemas críticos, interoperabilidade entre equipamentos e sistemas, em particular de múltiplos fornecedores e com naturezas tecnológicas distintas, garantindo os níveis elevados de Cibersegurança vitais contra ameaças digitais prementes.</p>
------------------	--



Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Computação Distribuída	-	2 396	2 378	7 162	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>2 396</b>	<b>2 378</b>	<b>7 162</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Ficha n.º 11 - Rubrica Conectividade Resiliente

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Conectividade Resiliente

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários (*)	32 152
Custos Totais (*)	38 347

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 11

(\*) Valores referentes apenas ao investimento regulado, que não inclui 50% do investimento alocado à fibra ótica

<b>Motivação</b>	<p>As comunicações eletrónicas, especialmente aquelas que suportam a operação crítica do Operador da Rede de Distribuição, são fundamentais para o desempenho das atividades relacionadas com a operação dinâmica da rede elétrica e o desenvolvimento das redes inteligentes.</p> <p>Neste contexto, a E-REDES tem defendido uma estratégia de conectividade que visa garantir a resiliência dos sistemas críticos, essenciais para a estabilidade do sistema elétrico e para a exploração da rede com níveis adequados de eficiência, qualidade e segurança no fornecimento de energia.</p> <p>A estrutura da rede é dividida em três camadas de comunicação, nomeadamente: (1) Rede Core, para a componente de comunicações de dados entre os sistemas centrais, nos Datacenters, os postos de seccionamento AT e as subestações AT/MT; (2) Rede de Acesso, para cobertura geográfica nacional das comunicações de voz, de suporte às operações no terreno, e a capilaridade das ligações de dados que interligam os sistemas centrais e as instalações e equipamentos da rede MT (PT e OCR); e (3) Edge, para as comunicações necessárias no "last mile" da rede de distribuição elétrica, junto aos clientes BT.</p> <p>Entre estas distintas zonas da Rede, coexistem tecnologias diversificadas, com características adequadas aos serviços que suportam, e com níveis de resiliência e qualidade de serviço ajustados ao perfil de risco da operação de exploração da rede de distribuição de energia elétrica.</p> <p>Dada a diversidade e a criticidade das tecnologias de comunicações, é essencial assegurar um plano de evolução deste ecossistema, que contemple a modernização do portfólio disponível e o acompanhamento da evolução tecnológica, garantindo as melhores condições de exploração e a captura contínua de novas funcionalidades que potenciem a eficiência, resiliência e a segurança da rede de distribuição.</p> <p>Face ao exposto, do portefólio de iniciativas que compõem a Conectividade Resiliente, destacam-se, em particular, os seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Evolução da Rede Core de comunicações fixas: Atualização tecnológica da Rede Core de comunicações fixas privativa, de suporte aos serviços industriais das instalações mais críticas da rede elétrica, atualmente baseada em tecnologia IP-MPLS, suportada maioritariamente por uma infraestrutura dedicada de Fibra Ótica.</li> <li>- Transição impulsionada pelo fim do ciclo de vida dos atuais equipamentos, com o objetivo de mitigar os riscos a estes associados, nomeadamente os decorrentes de vulnerabilidades de segurança, garantias de suporte do fabricante, evolução da capacidade e a maior flexibilidade, aumentando ao mesmo tempo a performance e facilidade de exploração da Rede, dando resposta aos atuais e futuros use cases do negócio de distribuição de energia elétrica.</li> <li>- Implementação de ligações redundantes entre instalações críticas: Garantir ligações redundantes em alternativa ao meio principal, para ligação dos sistemas centrais às instalações da RESP (ex: Subestações, Postos de Corte e/ou Seccionamento, Postos de Transformação), por forma a preservar o nível de performance exigido pelos serviços críticos suportados, com idênticos níveis de fiabilidade, capacidade e resiliência, ajustados às características de acesso em cada localização.</li> <li>- Evolução do Operador Móvel Virtual Privativo (PVNO): Desenvolvimento da atual plataforma PVNO tendo em vista a adaptação do atual ecossistema às redes de última geração, possibilitando a interação com os serviços 5G dos Operador Públicos, com objetivos de cobertura definidos pela ANACOM para todo o território nacional. Neste contexto, pretende-se promover a convergência de Redes 4G e 5G e a adoção de novas configurações de Redes as-a-service (slicing), num quadro mais flexível de gestão de espectro, através da expansão da nova arquitetura e dos seus serviços a cerca de 80% dos ativos da rede elétrica, com níveis de qualidade de serviço e segurança adequados às da exploração de uma rede de serviços críticos industriais.</li> <li>- Evolução das Soluções de Monitorização e Suporte aos Sistemas de Comunicações: Adequação das soluções de auxílio à exploração das redes e serviços de comunicação, através da implementação de arquiteturas, plataformas e infraestruturas robustas, preservando a operacionalidade dos serviços suportados, a segurança dos dados e contribuindo para a eficiência operacional de uma exploração em escala que viabilize a dinâmica reconfiguração das redes adequando-a aos requisitos da rede elétrica em monitorização e otimização de performance permanente.</li> <li>- Implementação de soluções de comunicações não terrestres: Avaliação técnica e implementação de soluções de comunicação via satélite, viabilizando os serviços de conectividade a áreas remotas ou de difícil acesso, garantindo soluções de comunicação de "último recurso" no advento de eventos catastróficos, face às suas características únicas de independência das infraestruturas de comunicações terrestres.</li> <li>- Soluções avançadas para gestão otimizada dos ativos de comunicações: Implementação de soluções técnicas que promovam a melhoria da eficiência e segurança das comunicações M2M através da otimização do tráfego de dados e voz, reforço da capacidade e replicação de acessos, por via a reduzir a latência, balancear o tráfego, potenciando globalmente a melhoria da qualidade do serviço.</li> <li>- Evolução tecnológica e expansão da infraestrutura e dos serviços de comunicações 'móveis': Promoção de soluções que visem ampliar a cobertura dos ativos técnicos da E-REDES e o suporte à atividade operacional, aumentando a disponibilidade e fiabilidade das comunicações com o objetivo de suportar a crescente demanda por serviços de conectividade, novos use-cases do negócio da distribuição de energia elétrica, aumento da segurança das operações de field, num ambiente mais segregado e (ciber)seguro.</li> </ul> <p>A concretização destas iniciativas potenciam, no domínio da transição digital, a persecução da rede Gigabit definida nas "Orientações para a Digitalização até 2030: a via Europeia para a Década Digital" da Comissão Europeia, bem como, os designios técnicos definidos no PNEC 2030, para uma rede de distribuição de AT e MT mais conectada e resiliente, essencial à transição energética, à transformação e criação de Redes Elétricas Inteligentes, contribuindo decisivamente para a melhoria dos índices de qualidade de serviço na distribuição da energia elétrica.</p>
------------------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Conectividade Resiliente	-	5 272	10 048	25 414	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>5 272</b>	<b>10 048</b>	<b>25 414</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Ficha n.º 12 - Rubrica Digitalização e Inovação da Rede

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Digitalização e Inovação da Rede

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	12 389
Custos Totais	14 781

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 12

Motivação

Associados a uma crescente aposta em tecnologias renováveis, à eletrificação da economia, ao autoconsumo e ao desenvolvimento de novos serviços centrados nos consumidores, nomeadamente relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo, surgem novos desafios à operação da rede de distribuição.

Neste sentido, a E-REDES considera que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes se constitui como uma das respostas mais adequadas aos desafios atuais do setor, visão amplamente partilhada pela grande maioria das congéneres, pelo que tem um curso a implementação de um roadmap tecnológico com o objetivo de coordenar o esforço de inovação e integração de todas as tecnologias afetas ao desenvolvimento de redes inteligentes.

A rubrica digitalização e inovação da rede, contribui para esta resposta, na medida em que serão incluídos neste âmbito projetos cujo objetivo principal é o de contribuir para a evolução da rede para uma rede inteligente.

O conceito de “rede inteligente”, configura-se como a capacidade de a rede elétrica integrar de forma eficiente, comportamentos e ações de todos os recursos a ela ligados, contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com perdas reduzidas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.

Assim, nesta rubrica são incluídos projetos que contribuam para uma maior observabilidade sobre os ativos e operação da rede de distribuição, uma exploração da rede com maior nível de otimização, maior resiliência e maior facilidade de introdução de novos mecanismos de mercado, modelos de negócio e participação do cliente.

Nesta rubrica incluem-se ainda projetos classificados com risco tecnológico ou aplicacional elevado, que pode derivar de serem uma tecnologia nova, ou por serem projetos não realizados anteriormente na atividade corrente da E-REDES, e que impliquem uma redução dos custos ou investimento evitado devido à sua aplicação (tendo por isso uma racionalidade económica associada). Neste sentido, pretende-se incluir projetos com um potencial de realização elevado e selecionar projetos com elevados ganhos de eficiência. Os projetos integrados são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (roll-out).

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Digitalização e Inovação da Rede	-	1 131	3 444	10 205	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 131</b>	<b>3 444</b>	<b>10 205</b>	<b>-</b>

Ficha n.º 13 - Rubrica Ecossistema Aplicacional IT/OT

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Ecossistema Aplicacional IT/OT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	1 650
Custos Totais	1 970

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 13

Motivação	<p>As soluções aplicacionais IT/OT desempenham um papel estratégico no suporte às atividades do Operador da Rede de Distribuição (ORD), sendo fundamentais para a transformação digital do setor elétrico. Estas soluções permitem otimizar a eficiência operacional, automatizar processos e reforçar a capacidade de resposta aos desafios crescentes do negócio, como a gestão de redes inteligentes, a integração de fontes de energia renovável e a crescente exigência dos clientes na sua interação com o operador.</p> <p>O objetivo central deste programa é a modernização e otimização contínua do ecossistema aplicacional, assegurando que as soluções utilizadas pelo ORD acompanham as necessidades funcionais e tecnológicas em constante evolução. Isso inclui a integração de plataformas avançadas, capazes de suportar a complexidade das operações de rede e o volume crescente de dados gerados, com enfoque em áreas como o planeamento, operação, manutenção e gestão de ativos.</p> <p>A evolução deste ecossistema aplicacional garante o desenvolvimento contínuo do Digital Twin da rede elétrica, promovendo uma maior difusão de observabilidade e controlabilidade em tempo real, além de proporcionar uma supervisão integrada em todos os níveis de tensão. Com isso, o ORD ganha capacidade de resposta rápida e adaptativa, fundamental para lidar com as dinâmicas da rede. Adicionalmente, o conceito de flexibilidade, que se tornará progressivamente mais relevante, será trabalhado de forma a assegurar uma operação mais ajustada à variabilidade da procura, à integração de fontes renováveis e à gestão eficiente dos recursos da rede.</p> <p>O investimento contínuo no ecossistema aplicacional é crucial para que o ORD se adapte aos desafios futuros, garantindo a modernização das operações, a eficiência dos processos e a adequação funcional às novas exigências e serviços do setor elétrico. Isso tornará o ORD mais ágil, eficiente e resiliente no cumprimento da sua missão.</p>
-----------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)					
	Ecossistema Aplicacional IT/OT	-	395	392	1 182	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>395</b>	<b>392</b>	<b>1 182</b>	-

Ficha n.º 14 - Sub-rubrica Expansão da Rede de Fibra Óptica

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Conetividade Resiliente

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários (*)	2 000	Incluído	Ficha n.º 15	Ficha n.º 15	Ficha n.º 14
Custos Totais (*)	2 387				

(\*) Valores referentes apenas ao investimento regulado que representa 50% do investimento total

Motivação	<p>A conectividade fixa na E-REDES é materializada na Rede Core, responsável por garantir a transmissão de dados entre os Sistemas Centrais e as Subestações e Postos de Corte AT, em suporte dos serviços críticos de SCADA, telecomando, teleengenharia, teleproteções, sensorização, qualidade de energia e voz.</p> <p>Desde os finais dos anos 90 que esta rede nuclear se encontra maioritariamente assente numa infraestrutura física de cabos de fibra ótica que acompanham as redes aéreas de distribuição em AT e MT. Este meio de transmissão garante maior resiliência, capacidade e rapidez das comunicações, relativamente a outros meios tradicionais de transmissão sem-fios (e.g., rádio, GSM, 3/4G) ou fixos (e.g., PLC, cabos telefónicos).</p> <p>Apesar do elevado número de Subestações e Postos de Corte que se encontram atualmente ligados por cabo de fibra ótica, subsistem cenários em que as comunicações são suportadas por outros meios mais tradicionais, com limitações na simultaneidade, performance e resiliência dos serviços disponibilizados. Com a intenção de estender o alcance da rede de fibra ótica e dos seus benefícios, foi estabelecido um plano de expansão da rede de fibra ótica na E-REDES, que se caracteriza pelo estabelecimento de novas ligações óticas ou pelo reforço das existentes. A persecução deste plano contempla os seguintes objetivos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1 - Disponibilizar serviços em instalações da RESP onde anteriormente não existia infraestrutura de comunicações;</li> <li>2 - Garantir a redundância do meio de comunicações nos locais limitados a uma única via;</li> <li>3 - Aumentar a capacidade e resiliência da Rede Core de comunicações, respondendo à crescente demanda por serviços de conetividade;</li> <li>4 – Responder às necessidades da operação e manutenção da Rede Core, otimizando a arquitetura existente, em suporte das atividades de manutenção preventiva e corretiva e garantia de melhores indicadores de serviço;</li> <li>5 – Criar as condições necessárias, nomeadamente, através da constituição de traçados alternativos, facilitando as alterações e descomissionamentos da rede elétrica.</li> </ol> <p>Importa ainda referir que, relativamente ao investimento previsto nesta sub-rubrica, apenas se considera 50% do total, que corresponde à parcela regulada.</p>
-----------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)					
	Expansão da Rede de Fibra Óptica	-	959	951	2 865	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>959</b>	<b>951</b>	<b>2 865</b>	<b>-</b>

Ficha n.º 15 - Rubrica Infraestrutura e Plataformas Digitais

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Rubrica:** Infraestrutura e Plataformas Digitais

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	4 000
Custos Totais	4 775

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 15

<b>Motivação</b>	<p>A transição energética e a transformação digital do sistema elétrico, particularmente das redes de distribuição de energia, requerem a adoção de plataformas de computação avançadas, algoritmos sofisticados, redes robustas e serviços de conectividade de última geração. Esses elementos, aliados a uma vasta gama de dispositivos inteligentes de sensorização e atuação, formam uma plataforma digital integrada que suporta as funções avançadas de gestão e exploração da rede elétrica inteligente.</p> <p>Este ecossistema, composto por infraestruturas tecnológicas e plataformas centralizadas em Data Centers, desempenha um papel essencial na implementação em larga escala da rede inteligente, suportando um volume crescente de transações de informação com débitos e frequências variáveis entre aplicações e dispositivos da rede. Com a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços, torna-se fundamental assegurar a modernização e adequação das infraestruturas tecnológicas, dos equipamentos e sistemas. Isso envolve a aquisição de hardware (e.g., servidores, armazenamento, postos de operação, monitores, video walls), plataformas (e.g., virtualização, gestão operacional, cibersegurança) e sistemas operativos compatíveis, de forma a responder à obsolescência dos equipamentos atuais e à evolução dos processos e requisitos de negócio.</p> <p>Esta modernização é especialmente crítica para a operação da rede elétrica de distribuição, que enfrenta desafios relacionados com o aumento da diversidade e complexidade tecnológica, o incremento do número de unidades telecomandadas, o maior volume de dados recolhidos pelos sistemas, e a evolução constante dos requisitos das aplicações que integram o seu ecossistema. Deste modo, será possível acompanhar o crescimento e a evolução da rede digital, reduzir riscos e garantir uma maior operabilidade e eficiência.</p> <p>A implementação deste projeto permitirá capturar os seguintes benefícios:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Manutenção e renovação da infraestrutura de suporte aos processos de negócio, garantindo que acompanhe o crescimento e a evolução da digitalização da rede elétrica.</li> <li>2. Redução dos riscos tecnológicos, assegurando suporte contínuo dos fabricantes e atualizações regulares de patches de segurança.</li> <li>3. Melhoria da operabilidade, com aumento do desempenho computacional da infraestrutura por meio de soluções mais modernas, que oferecem funcionalidades de gestão e interoperabilidade simplificadas, além de maior eficiência no consumo energético.</li> <li>4. Evolução para um modelo tecnológico hiperconvergente, permitindo uma exploração da infraestrutura agnóstica a fornecedores, evitando o lock-in a fabricantes específicos. Esta abordagem proporciona maior resiliência, dispersão de risco e amplia o potencial de integração das soluções.</li> </ol> <p>No âmbito das 'Infraestrutura e Plataformas Digitais', destacam-se as seguintes atividades deste portefólio:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Renovação tecnológica de equipamentos e sistemas: Evolução tecnologia para renovar e modernizar os equipamentos e sistemas existentes, respondendo à obsolescência dos produtos e à evolução dos processos e requisitos de negócio.</li> <li>•Correlação inteligente para a deteção de incidentes em ambientes multi-sistema: Desenvolver e implementar algoritmos inteligentes que possam detetar incidentes em ambientes multi-sistema, permitindo uma resposta mais rápida e eficaz, de forma integrada num ambiente Industrial.</li> <li>•Evolução da monitorização de serviços aplicacionais: Aplicação de conceito de DataCenter virtual, para a redundância de Casos de Uso menos críticos, com maiores recursos de rede e possível partilha de dados, segregando a exposição às restantes aplicações mission critical, com políticas de segurança ajustadas a uma rede industrial heterógena.</li> <li>•Automação e orquestração de processos de provisão e de auditoria técnica: Automatizar e orquestrar os processos de provisão e auditoria técnica, melhorando a eficiência e a eficácia destes processos, com rastreabilidade de implementações e ações técnicas no ambiente Industrial, garantindo responsabilização de operações e definição de pontos de controlo estratégicos à estabilidade do sistema.</li> <li>•Capacidades OSS de evolução da atual plataforma digital: Disponibilizar função de OSS que assegurem a disponibilidade, performance e integridade das ferramentas de negócio, com o consequente benefício de garantia e segurança do abastecimento através da evolução da monitorização de serviços aplicacionais críticos disponíveis em tecnologia Cloud, com correlação inteligente para a deteção de incidentes em ambientes multi-sistema e automação e orquestração de processos de provisão e de auditoria técnica.</li> </ul> <p>Estes investimentos permitem alcançar os desafios digitais expostos no PNEC 2030, em particular em infraestrutura digital e plataformas avançadas, permitindo uma gestão mais eficiente e eficaz da rede elétrica, bem como, na Diretiva (UE) 2018/2002 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativa à eficiência energética, no que toca à gestão eficaz consumo energia elevado afeta aos equipamentos computações na rede.</p> <p>Nota: Este projeto representa um investimento recorrente que acompanha a evolução da sofisticação e complexidade da plataforma digital e dos seus serviços.</p>
------------------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Infraestrutura e Plataformas Digitais	-	959	951	2 865	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>959</b>	<b>951</b>	<b>2 865</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento



Ficha n.º 16 - Sub-rubrica Instalação 2ª Geração DTC

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Digitalização e Inovação da Rede

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	9 289
Custos Totais	11 081

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 16

Motivação

O DTC (Distribution Transformer Controller) tem um papel fundamental na arquitetura da solução de rede inteligente adoptada, desempenhando diversas funções complementares de gestão da comunicação com os contadores inteligentes (EMI). É um componente fundamental na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT.

Uma das principais funções asseguradas pelo DTC é a gestão das comunicações e concentração de dados dos contadores inteligentes (EMI), viabilizando uma arquitetura de comunicações distribuída e descentralizada, que tira partido da própria infraestrutura elétrica como meio de comunicação privilegiado (através da utilização de comunicação PLC - Power Line Communication).

Com a conclusão do rollout dos contadores inteligentes, a generalidade dos PTD estarão equipados com um DTC (~68k), o que permitirá capturar os benefícios operacionais e de qualidade de serviço que decorrem das funcionalidades referidas. Contudo, após conclusão do rollout, continuará a ser necessária utilização de DTC em regime de operação corrente, seja em situação de ampliação de rede (novos PTD), de manutenção (substituição de equipamentos) e/ou renovação dos ativos.

Tratando-se de um produto de mercado global (não apenas Portugal), existe um risco de obsolescência e descontinuação tecnológica, especialmente na componente das comunicações. Na solução atual a comunicação é baseada no protocolo PLC PRIME, versão 1.3.6. Contudo, o mercado já está a evoluir para uma nova versão desta tecnologia, o PLC PRIME 1.4, que confere maior robustez e largura de banda às comunicações. Esta tecnologia de comunicação permitirá uma comunicação mais estável, resiliente e mais rápida, melhorando a qualidade de serviço prestada aos vários intervenientes de mercado, e permitindo aumentar a quantidade e granularidade dos dados a recolher, algo instrumental num contexto de transição energética.

A adopção por uma nova solução tecnológica, mais atual, é importante pelos seguintes fatores:

- Reduzir risco de fornecimento de mercado. Não acompanhar o movimento generalizado do mercado coloca-nos numa situação fragilizada perante o mercado de produtos/fornecedores. A tendência normal dos fornecedores é para convergir em soluções técnicas que sirvam vários mercados, e abandonar soluções obsoletas que servem apenas mercados mais pequenos.
- Garantir competitividade e razoabilidade do investimento. Tal como referido no ponto anterior, interessa ter soluções que possam ser oferecidas por diversos fornecedores, e que sejam adoptadas em vários mercados. Soluções específicas para um mercado, especialmente de dimensão reduzida, tendem a ser economicamente desfavoráveis.
- Garantir sustentabilidade e proteção do investimento. A evolução tecnológica no DTC é fundamental para garantir que o investimento é útil e funcional durante a sua vida útil expectável. Atrasar a mudança tecnológica, quando esta é inevitável por motivos de obsolescência e/ou descontinuação, incorpora risco operacional e económico.
- Garantir compatibilidade com nova geração de contadores inteligentes. A evolução tecnológica ao nível da comunicação PLC acontece não apenas no caso dos DTC, mas também dos contadores inteligentes. É fundamental que todo o ecossistema de rede inteligente, de que fazem parte o DTC e os contadores inteligentes, acompanhem, de forma coordenada no tempo, a evolução tecnológica.
- Melhorar desempenho e viabilizar novos serviços. A nova solução tecnológica e mais robusta e permite comunicações mais céleres, abrindo a porta à recolha de dados com mais frequência e granularidade. Num contexto de transição energética, com necessidade de acomodar mais geração distribuída e veículos elétricos, é relevante dotar a infraestrutura de mais capacidade de recolher, tratar, disponibilizar e usar dados.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Instalação 2ª Geração DTC	-	173	2 493	8 415	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>173</b>	<b>2 493</b>	<b>8 415</b>	<b>-</b>

Ficha n.º 17 - Sub-rubrica Segurança Integrada Ciber-Física da RND

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Cibersegurança

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	10 000
Custos Totais	11 937

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 18	Ficha n.º 18	Ficha n.º 17

Motivação

A Rede Nacional de Distribuição assume-se indiscutivelmente como uma das infraestruturas mais complexas e críticas da sociedade, servindo de espinha dorsal para o desenvolvimento das atividades económicas e sociais do país. Neste sentido, a necessidade de assegurar uma proteção eficaz dos principais ativos da rede de distribuição, relativamente às ameaças e riscos a que estão expostos, é cada vez mais um fator essencial para a atividade do Operador de Rede de Distribuição. Esta necessidade configura-se ainda mais relevante pela existência de um conjunto de instalações que, servindo outras infraestruturas de serviços essenciais para a sociedade, se encontram consideradas como Infraestruturas Críticas Nacionais (ICN), suportadas em diversos diplomas legais e diretivas, nacionais e europeias, que reconhecem igualmente a sua importância, nomeadamente:

- O Decreto-Lei 20/2022, de 28 de janeiro (revogou o Decreto-Lei 62/2011, de 9 de maio), que estabelece os procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias, procedeu à consolidação no direito nacional da transposição da Diretiva 2008/114/CE, do Conselho, de 8 de dezembro de 2008, e estabeleceu os procedimentos de identificação, designação e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais de vários setores, incluindo o setor da energia elétrica. No âmbito da presente legislação, que estabelece que os operadores têm o dever de zelar pela proteção, aumento da resiliência e manutenção das funções e serviços das respetivas infraestruturas críticas, a E-REDES possui formalmente designadas como ICN, 28 infraestruturas da RND, incluindo 26 Subestações/Postos de Corte. Para responder às obrigações estabelecidas, a E-REDES definiu para o efeito uma Política de Segurança Física, Planos de Continuidade do Negócio e elaborou os Planos de Segurança da Infraestrutura Crítica (PSIC) previstos, submetendo-os à aprovação do Secretário-Geral do Sistema de Segurança Interna.
- A Lei n.º 46/2018, de 13 de agosto, que estabelece o regime jurídico da segurança do ciberespaço, transpondo a Diretiva (UE) 2016/1148 – Network and Information Security (NIS) Directive – do Parlamento Europeu e do Conselho, de 6 de julho de 2016, que identifica medidas destinadas a garantir um elevado nível comum de segurança das redes e da informação em toda a União. Em agosto de 2019, a E-REDES foi formalmente notificada pelo Centro Nacional de Cibersegurança (CNCS) – entidade nacional competente para a cibersegurança – que no âmbito deste diploma foi identificada como "Operador de Serviços Essenciais (OSE)", devendo garantir a adoção de requisitos de segurança, de metodologias de gestão de risco e de notificação de incidentes com impacto relevante, para o serviço essencial prestado.
- A Recomendação (UE) 2019/553 da Comissão, de 3 de abril, que sistematiza os principais desafios e particularidades do setor da energia no que diz respeito à Cibersegurança, identifica um conjunto de recomendações, para as principais partes interessadas nomeadamente os operadores de serviços essenciais, para a adoção de medidas para prevenir e atenuar os riscos nesta matéria.
- A diretiva (UE) 2022/2557 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 14 de dezembro de 2022, relativa à resiliência das entidades críticas, que estabelece obrigações e medidas para as entidades críticas, destinadas a alcançar um elevado nível de resiliência que permita assegurar a prestação de serviços essenciais no território da União.

Reconhecendo a relevância crescente e a visibilidade que o setor elétrico têm vindo a assumir globalmente, e considerando a progressiva exposição das infraestruturas críticas do setor a novas ameaças e riscos, resultantes da evolução tecnológica e de contexto, a E-REDES desenvolveu um estudo de segurança ciber-física, com vista a potenciar a implementação de uma estratégia robusta nestes domínios, para as suas instalações e respetivos ativos mais críticos.

O estudo efetuado, por entidade externa e independente, que teve por base modelos e princípios de gestão de risco e de defesa em profundidade, aplicada em múltiplas camadas complementares, pretendeu reavaliar o estado das infraestruturas da E-REDES, à luz destes requisitos, por forma a avaliar e priorizar os principais riscos existentes. Tendo como referencial um número diversificado de normas internacionais relevantes nestes domínios, o trabalho desenvolvido permitiu identificar um conjunto de recomendações e de controlos complementares, em múltiplas camadas, para a melhoria da proteção das suas infraestruturas mais críticas, das quais se destacam o reforço físico das infraestruturas de acesso às instalações, atualização dos sistemas de controlo de acesso, aplicação de soluções de videovigilância dos ativos críticos em circuito fechado e o robustecimento da segurança lógica dos sistemas digitais com Firewalls industriais.

Na sequência da análise de risco efetuada, e como medida de mitigação dos principais riscos, foram identificadas ações, de segurança física e de segurança lógica, que se consideram fundamentais implementar, visto contribuirão significativamente para o estabelecimento de um nível mais adequado de controlo e proteção das instalações da RND e dos seus ativos, permitindo uma redução dos níveis de risco identificados.

A abordagem integrada a este desafio foi estruturada no Subprograma de Segurança Ciber-física de Infraestruturas Críticas da E-REDES, primeiramente enquadrado no PDIRD E-2020, e que se constitui como veículo de concretização da estratégia de mitigação de risco destas instalações, através da execução progressiva e concertada de um portfólio de projetos, em linha com:

- a estratégia de segurança ciber-física estabelecida;
- a análise e avaliação de risco desenvolvida no âmbito dos Planos de Segurança das Infraestruturas Críticas (PSIC);
- os objetivos de Continuidade de Negócio da E-REDES, cujo sistema de gestão se encontra certificado (ISO22301:2019);
- a certificação ISO27001 destas instalações e conformidade com Lei n.º 46/2018.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Segurança Integrada Ciber-Física da RND	-	2 756	2 735	6 445	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>2 756</b>	<b>2 735</b>	<b>6 445</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Tal como preconizado no PDIRD-E 2020 Atualização, irá ser dada continuidade, no PDIRD-E 2024, ao plano de reforço da segurança ciber-física da RND para além de 2025, de forma a garantir a concretização do plano de reforço físico, instalação de videovigilância e controlo de acessos nas SE mais críticas, de acordo com o definido na política de segurança física.

Adicionalmente, e reconhecendo que as SE/PC, para além de infraestruturas fundamentais para o normal funcionamento da RND, e para o serviço que esta presta, poderão ser alvo potencial de ameaças à segurança (ciber-física) e ao normal funcionamento da sociedade, torna-se necessário prosseguir com os investimentos adequados para viabilizar o estabelecimento dos requisitos de segurança a mais Subestações / Postos de Corte. A identificação e seleção das instalações a abranger no âmbito do programa, será efetuada de acordo com a criticidade e a relevância para o funcionamento da RND.

No que respeita ao controlo de acessos, e sendo este um instrumento fundamental para assegurar a gestão efetiva das entradas e das presenças nas infraestruturas da RND, foi identificada uma solução inovadora que permite implementar esta capacidade de uma forma massiva e ágil, com uma redução muito significativa do investimento necessário, calculada na ordem dos 80%. A solução encontrada, permite, através da substituição dos canhões mecânicos, implementar cilindros eletrónicos, que dispensam a infraestruturização tradicional dos Sistemas Automáticos de Controlo de Acessos, uma vez que estes não carecem de alimentação elétrica ou de ligação de dados. Neste sentido, e considerando a facilidade e potencialidade da solução, justifica-se alargar a implementação ao universo das SE/PC da RND, permitindo assim obter um controlo efetivo dos acessos atribuídos e efetuados em cada momento no tempo, para além da capacidade de os revogar, de forma imediata, sempre que necessário.

Neste sentido, no âmbito do PDIRD-E 2024, foi necessário realizar um reforço deste subprograma, de modo a permitir a dotação adequada à extensão proposta e, simultaneamente, acomodar o aumento dos valores de investimento estimados para a execução do reforço físico (vedações, portas e janelas) das instalações, que se tem verificado.

Ficha n.º 18 - Subprograma Dimensionamento dos Ativos AT e MT para as Correntes de Curto-circuito

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Dimensionamento dos Ativos AT e MT para as Correntes de Curto-circuito

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	14 200
Custos Totais	16 942

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 19	Ficha n.º 19	Ficha n.º 18

Motivação

Na sequência dos estudos de caracterização da RND foram detetadas situações de não conformidade do dimensionamento de equipamentos e de infraestruturas de rede (linhas) para as correntes de curto-circuito máximas a que poderiam estar sujeitos, durante o tempo de eliminação do defeito por atuação dos sistemas de proteção de 2ª ordem (backup).

Esta constatação levou à criação de um subprograma de investimento, iniciado em 2020, que consistia na substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito máximas, no estabelecimento de configurações de rede que permitam reduzir as correntes de curto-circuito, ou em alterações nas instalações que alimentam os ativos subdimensionados, ao nível dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC), permitindo assim a redução do tempo máximo de eliminação de defeitos em backup.

Para o PDIRD-E 2024, foi revisto o estudo anterior com o objetivo de minimizar os investimentos necessários realizar nas redes AT, explorando-se uma alternativa focada no investimento em automatismos e sistemas de proteção para mitigar os efeitos dos curto-circuitos na rede AT. De forma resumida, a metodologia desenvolvida tem como objetivo central a redução do tempo máximo de eliminação dos curto-circuitos, permitindo que a rede existente suporte as correntes de defeito. Isto é conseguido através da configuração da MIF, com a curva de tempo extremamente inverso, definida pela equipa de Gestão e Operação de Sistema, e pela Instalação do automatismo de falha de disjuntor.

Considerando esta abordagem, foram revistas as soluções para corrigir os troços de rede AT mais subdimensionados ao curto-circuito (≈205 km), estimando-se uma redução no valor de cerca de 74% no valor do investimento em comparação com a abordagem tradicional de reforço das linhas de AT.

Assim, neste subprograma para o PDIRD-E 2024, dá-se continuidade aos projetos já iniciados e identificados nas edições anteriores do PDIRD-E, incorporando também os novos projetos que permitirão resolver o problema de subdimensionamento dos troços das linhas AT prioritários, com recurso à instalação de automatismos de falha de disjuntor e à remodelação ou instalação de SPCC em instalações que não foram abrangidas por outros projetos de investimento.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
Investimento (k€)	Rede AT	-	3 672	2 741	727	-
	Instalações AT/MT	-	282	1 064	6 761	-
	Rede MT	-	-	-	1 695	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>3 954</b>	<b>3 806</b>	<b>9 183</b>	-

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

A complexidade dos projetos de intervenção na rede AT obrigou à sua revisão e ao prolongamento da duração da intervenção, para o período do PDIRD-E 2024. Iniciam-se, também, os projetos que permitirão resolver o problema de subdimensionamento dos troços das linhas AT prioritários, com recurso à instalação de automatismos e SPCC.

As inconformidades de algumas situações detetadas na rede MT recomendaram a sua antecipação.

Face ao referido, o montante dos investimentos e respetivo cronograma foram adaptados.

Ficha n.º 19 - Subprograma Renovação da Rede de Fibra Ótica

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação da Rede de Fibra Ótica

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários (*)	13 260
Custos Totais (*)	15 830

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 19

(\*) Valores referentes apenas ao investimento regulado que representa 50% do investimento total

Motivação	<p>As redes de distribuição de energia europeia, na sua implementação, contemplaram a possibilidade de incluir vias de comunicação de dados por meio de cabos de Fibra Ótica (FO) de elevada capacidade. Esta visão antecipou os desafios da digitalização da sociedade, tendo iniciado a capacitação das linhas de AT e MT com esta tecnologia, no caso dos Operadores das Redes de Distribuição. Esta rede de FO, única no mercado pela sua resiliência e elevada disponibilidade, serve de forma singular as necessidades de comunicações da E-REDES, em particular, permite a interligação dos diferentes sistemas industriais por via de uma rede de comunicações fixa, Rede Core, incluindo subestações AT/MT, Data Centers, Despachos e Edifícios principais de relevância para a gestão eficiente da rede de distribuição elétrica.</p> <p>Atualmente, a E-REDES dispõe de uma rede de 9.600 km de FO, dispersa entre cabos do tipo OPGW e ADSS (7.700 km) afetos diretamente às linhas de AT e MT, bem como, de 1.900 km de cabos de conduta, que acompanham os traçados subterrâneos urbanos das ligações de MT e AT. Esta infraestrutura possibilita a interligação redundante de cada nó da rede em anéis de comunicação regionais e nacionais. Do parque instalado, a E-REDES identifica 480km com mais de 24 anos de exploração, valor que subirá para 4.800km no fim de 2030. Os fabricantes destes ativos identificam uma idade técnica de exploração entre 25 anos e 30 anos, prevenindo um aumento significativo de falhas por via da degradação do coeficiente de atenuação por km, após o respetivo fim de tempo de vida útil.</p> <p>As práticas correntes de inspeção das condições dos cabos óticos, que verificam diferentes estados de preservação da infraestrutura em função da tecnologia ótica, técnica de aprovisionamento e condições climatéricas (temperatura, humidade e exposição a radiação UV), têm identificado um aumento progressivo das necessidades de intervenção. Esta situação tende a se degradar com o ultrapassar da vida útil do ativo, exigindo uma prática regular de testes adequados e uma capacidade de intervenção e reposição que evite a rutura do cabo (ótica ou física).</p> <p>Assim, urge garantir os recursos necessários para a implementação de uma estratégia integrada, materializada através deste Plano de Investimento em Fibra Ótica, que de forma estruturada identifique as necessidades e prioridades de intervenção, promovendo as diligências necessária para a preservação da rede de comunicações de Fibra Ótica.</p> <p>Para além da relevância técnica desta infraestrutura de elevada capacidade, a preservação destes ativos está alinhada com a Estratégia Nacional para a Conectividade de Comunicações Eletrónicas de Capacidade Muito Elevada 2023-2030. Em particular, como infraestrutura apta para os desígnios de Transformação Digital, releva-se a importância de preservar as Fibras Óticas do Operador da Rede de Distribuição, fundamentais para se atingir a Rede Gigabit da Comissão Europeia, numa sociedade preparada para um paradigma Digital seguro e resiliente.</p> <p>Importa ainda referir que, relativamente ao investimento previsto neste subprograma, apenas se considera 50% do total, que corresponde à parcela regulada.</p>
-----------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030		
Investimento (k€)							
		Renovação da Rede de Fibra Ótica	-	2 337	4 638	24 686	-
		<b>TOTAL</b>	-	<b>2 337</b>	<b>4 638</b>	<b>24 686</b>	-

Ficha n.º 20 - Subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	18 148
Custos Totais	21 654

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 25	Ficha n.º 20

**Motivação**

Os incêndios ocorridos no ano de 2017 provocaram danos consideráveis nas redes de AT e MT, principalmente na zona centro do país, tendo sido estimado na altura um montante total de investimento da ordem dos 12M€ para recuperação destas redes. Estas intervenções, de carácter urgente, foram realizadas ao abrigo do Programa de Investimento Corrente Urgente. A realização destas intervenções foi particularmente desafiante, dada a enorme extensão de rede afetada e o facto de ter sido fustigada por diversos fenómenos atmosféricos em pouco tempo, dos quais se destacam as tempestades Leslie em 2018 e Elsa e Fabien em 2019.

Terminada essa fase, foi necessário recuperar as restantes redes afetadas por estes incêndios, que necessitam de intervenção para recuperarem a boa condição que tinham antes destes eventos. Ainda que não de carácter urgente, são essenciais algumas intervenções para assegurar o bom desempenho da rede, nomeadamente a substituição de apoios degradados e condutores com o alumínio deteriorado pelas altas temperaturas provocada pelos incêndios.

No tempo que decorreu desde os incêndios de 2017, foram realizados estudos mais abrangentes a estas redes, considerando já a execução das obras de carácter urgente, de forma a definir a melhor solução e a fazer uma orçamentação detalha das intervenções e que foram incluídas no PDIRD-E 2020 Atualização para realização de forma programada. O valor total estimado foi de 7M€ (custos primários) com a seguinte repartição: 2023 (2M€), 2024 (2M€) e 2025 (3M€). Deste investimento, prevê-se que cerca de 2,2 M€ transitem para o ano de 2026, relativos a projetos em curso e cujos valores foram revistos devido à subida de preços entretanto verificada.

Dada a frequência deste tipo de eventos e aos danos que causam às redes, no PDIRD-E 2024 dá-se continuidade a este subprograma, estimando-se uma verba anual para este subprograma de 3,6 M€ (c.primários). Este montante está alinhado com o valor estimado para o ano de 2025 no PDIRD-E 2020 Atualização, levando em consideração a atualização de preços.

A seleção dos projetos será realizada anualmente, considerando a sua criticidade e as necessidades que venham a ser identificadas, e serão indicados conforme os mecanismos em vigor para a sua comunicação.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	-	-	-	-	-
	-	2 660	4 736	14 259	-
	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>2 660</b>	<b>4 736</b>	<b>14 259</b>

Ficha n.º 21 - Subprograma Renovação de Ativos com Degradação Acelerada

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Ativos com Degradação Acelerada

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	15 000
Custos Totais	17 905

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 18

<b>Motivação</b>	<p>Com o envelhecimento dos ativos da rede, tem-se verificado, em alguns casos, uma degradação mais rápida do que o esperado, o que torna necessária a sua substituição. Exemplos disso incluem os processos de despolimerização do papel isolante dos transformadores, fissuras nos isolamentos externos devidas a vibrações, a degradação do isolamento interno de transformadores de corrente, a fragilização de estruturas metálicas (como pórticos e apoios) e de condutores aéreos devido à corrosão marítima, entre outros.</p> <p>Para isso, neste PDIRD é proposta a criação de um subprograma para renovação de ativos com degradação acelerada, que possibilite a incorporação em plano de projetos de renovação de ativos não identificados nominalmente. Estes projetos serão indicados anualmente, de acordo com os mecanismos em vigor para a sua comunicação.</p>
------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	-	-	-	-	-
	-	3 595	3 568	10 742	-
	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>3 595</b>	<b>3 568</b>	<b>10 742</b>	-



Ficha n.º 22 - Subprograma Renovação de Disjuntores AT e MT

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Disjuntores AT e MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	1 250
Custos Totais	1 492

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 20	Ficha n.º 20	Ficha n.º 22

<b>Motivação</b>	<p>Os disjuntores da RND, apesar das ações de manutenção e de conservação de que são alvo, poderão ver a sua condição degradada com a passagem do tempo, pelos fatores externos influenciadores da sua condição, bem como pelos fatores internos e pela sua utilização. Como resultado dessa degradação da sua condição, a respetiva probabilidade de falha poderá aumentar e resultar numa alteração do risco de falha do ativo, chegando eventualmente a níveis inaceitáveis.</p> <p>O subprograma em causa consiste na substituição pontual de Disjuntores AT ou MT, de Subestações ou Postos de Corte AT e MT, cuja condição técnica seja manifestamente insatisfatória e cuja reabilitação não é tecnicamente exequível e/ou não apresenta mérito face à substituição. Este subprograma pretende atender a situações em que não se identifica a necessidade de renovação da maioria dos disjuntores do respetivo andar AT ou MT, mas sim a necessidades pontuais de substituição desses ativos que por algum motivo apresentem pior condição que os seus pares ou tenham chegado ao fim da sua vida útil.</p> <p>A concretização de projetos de substituição pontual de disjuntores permite:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Substituir disjuntores que apresentem uma condição ou desempenho insatisfatórios;</li> <li>•Reduzir o nível de risco associado à falha do disjuntor;</li> <li>•Melhorar a Qualidade de Serviço;</li> <li>•Aumentar a Eficiência Operacional.</li> </ul> <p>A seleção dos projetos será realizada anualmente, com base na sua condição/probabilidade de falha e risco monetizado, e serão indicados conforme os mecanismos em vigor para a sua comunicação.</p>
------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	300	297	895	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>300</b>	<b>297</b>	<b>895</b>	-

Ficha n.º 23 - Subprograma Renovação de Equipamentos Acessórios em Subestações

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Equipamentos Acessórios em Subestações

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários	5 500	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 23
Custos Totais	6 565				

**Motivação**

Este subprograma visa a renovação de um conjunto de ativos instalados nas subestações e postos de corte da RND, justificada pela necessidade de garantir o bom funcionamento da rede.

Nesse contexto, destacam-se:

- 1 - Baterias de condensadores: O aumento significativo da produção distribuída, que tem provocado alterações significativas no fluxo de energia reativa, impactando o dimensionamento dos escalões das baterias de condensadores;
- 2 - Reatâncias de Neutro: Harmonização dos regimes de neutro entre as instalações, que é essencial para garantir a segurança operacional e a estabilidade da rede, minimizando riscos de falhas e assegurando uma maior eficiência na gestão do fluxo de energia.
- 3 - Transformadores de Corrente (TC): Esta decisão suporta-se num conjunto de incidentes ocorridos nos postos de corte de Trajouce e Fanhões, os quais comprometeram a segurança de bens, bem como a continuidade do fornecimento de energia. Após uma análise detalhada das causas-raiz desses incidentes, recomenda-se a substituição desses equipamentos, dado o seu avançado estado de envelhecimento (mais de 30 anos), que aumenta a probabilidade de falhas no isolamento, com a ocorrência de descargas parciais entre as camadas de papel isolante.

Assim, entre 2026 e 2030, prevê-se a realização dos seguintes investimentos (custos primários):

- Renovação dos TC (126 painéis de AT), com um custo de 3,4 M€.
- Renovação de sistemas de neutro (26 sistemas) com um custo de 0,78 M€, e adaptação dos escalões de baterias de condensadores (23 unidades) com um custo de 0,99 M€, num cenário de envelhecimento de quatro anos conforme descrito no documento "Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT", presente no anexo G.4 do PDIRD-E 2024.
- Substituição de outros sistemas (e.g., climatização), no valor de 0,33 M€, conforme as necessidades que surjam ao longo do período do plano.

A seleção dos projetos será feita atendendo à idade dos equipamentos (atuando-se prioritariamente sobre os equipamentos já amotizados), e serão indicados anualmente, de acordo com os mecanismos em vigor para a sua comunicação.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	1 318	1 308	3 939	-
Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 318</b>	<b>1 308</b>	<b>3 939</b>	<b>-</b>

Ficha n.º 24 - Subprograma Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
Custos Primários	5 500
Custos Totais	6 565

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 23	Ficha n.º 23	Ficha n.º 24

**Motivação**

Este subprograma consiste na renovação de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC), por equivalentes com os requisitos técnicos do projeto tipo de subestações

A concretização de projetos com as características anteriormente descritas permite substituir ativos que apresentem uma condição ou desempenho insatisfatórios, reduzir a probabilidade de falha da instalação, melhorar a qualidade de serviço técnica da RND e aumentar a eficiência operacional por via da uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de subestações, da incorporação de novas funcionalidades avançadas como seja por exemplo a redundância de módulos retificadores, maior autonomia da instalação em caso de falha de alimentação externa e da possibilidade de aceder remotamente aos sistemas de alimentação para monitorização e diagnóstico.

Os SACC assumem um papel absolutamente crítico na operacionalidade das instalações de distribuição de energia elétrica, impactando fortemente na qualidade de serviço. A falha destes ativos pode ter consequências devastadoras, como por exemplo a ocorrência de incêndios nas instalações da RND, e pôr em causa a segurança de pessoas e bens.

Estes sistemas permitem assegurar autonomia, operacionalidade e supervisão das instalações em causa, tanto ao nível dos sistemas de potência (transformadores, disjuntores, seccionadores, ...), como dos sistemas de proteção, comando, controlo e telecomunicações.

A idade média dos SACC em exploração na E-REDES é de 9,8 anos.

A carteira de projetos de investimento de renovação de SACC é composta por ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelo nível de risco e índice Criticidade.

De acordo com o estudo de "Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT", presente no anexo G.4 do PDIRD-E 2024, as necessidades de investimento relacionadas com a renovação SACC, no pressuposto de que a sua idade média aumenta dois anos até 2030, são de aproximadamente 1,1M€/ano (em média corresponde a renovar 19 SACC por ano).

Para a realização dos projetos de investimento específico associados a este subprograma foi estimado um investimento de 5,5 M€ (custos primários) para o período de 2026 a 2030.

Adicionalmente, poderão ser realizadas mais algumas intervenções deste tipo em projetos genéricos de âmbito mais alargado.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	1 318	1 308	3 939	-
Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>1 318</b>	<b>1 308</b>	<b>3 939</b>	-

**Ficha n.º 25 - Subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	54 700
<b>Custos Totais</b>	65 213

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 21	Ficha n.º 21	Ficha n.º 25

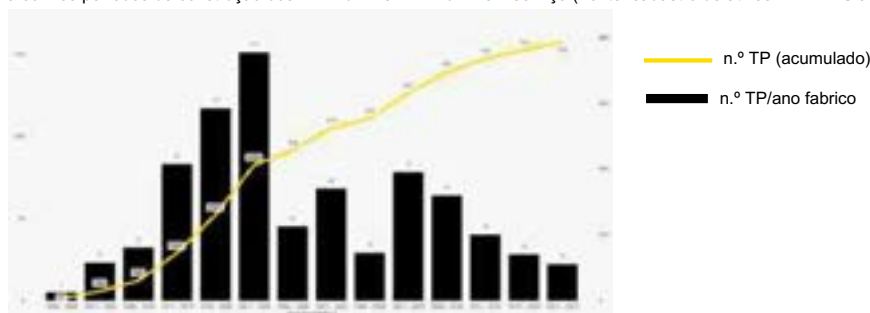
Motivação

A idade média dos transformadores de potência (TP) AT/MT e MT/MT tem vindo a aumentar, como consequência de um ritmo de substituição do parque existente modesto.

A E-REDES apresentava, em janeiro de 2024, 785 transformadores de potência AT/MT e MT/MT em exploração. Destes, 718 são transformadores AT/MT e 67 são transformadores MT/MT.

A idade média dos TP AT/MT e MT/MT da RND ultrapassou já os 30 anos (cerca de 33,5 anos), sendo que 45% dos TP têm mais de 40 anos (são anteriores a 1983). Adicionalmente, ocorreu uma expansão significativa ao nível dos TP instalados na RND entre 1981 e 1985, existindo 151 TP com ano de fabrico neste intervalo. Estes transformadores atingirão os 40 anos entre os anos de 2021 e 2025 e atingirão os 50 anos entre os anos de 2031 e 2035 - permitindo antecipar um crescimento muito significativo das necessidades de renovação de TP AT/MT ao longo de toda a década de 2020, prolongando-se pela seguinte década.

A Figura seguinte apresenta o histograma com os períodos de construção dos TP AT/MT e TP MT/MT em serviço (Fonte: cadastro de ativos E-REDES a 31 de janeiro 2024).



A E-REDES desenvolveu, com o INESC TEC, um modelo que permite avaliar a vida restante esperada dos TP AT/MT (RUL, ou Remaining Useful Life). Este modelo tem como objetivo a obtenção de uma previsão do ano de falha do TP AT/MT (falha interna, não prevendo falhas associadas à regulação e tensão em carga).

Em conformidade com o modelo desenvolvido, considerado também no documento "Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT", presente no anexo G.4 do PDIRD-E 2024, espera-se que 103 transformadores de potência AT/MT e MT/MT atinjam o final da sua vida restante ao longo do período 2026-2030. A substituição da totalidade destes transformadores até 2030, permite que a idade média do TP passe de 33,5 anos para 31,3 anos em 2030.

Para o período de 2026 a 2030, neste subprograma, incluiu-se investimento para a substituição de 88 TP (34 de MT/MT e 54 de AT/MT), que deverão atingir o seu RUL até 2030, sendo os restantes substituídos ou abatidos por outras motivações. Entre 2026 e 2028, considera-se substituir 47 TP (16 de MT/MT e 31 de AT/MT) e que se discriminam na Tabela 1. A substituição dos TP restantes está prevista para após 2028, sendo que as quantidades e características dos TP a substituir serão reavaliadas e incorporadas na atualização do PDIRD-E 2024, bem como soluções alternativas à sua substituição.

Na tabela 2 discriminam-se as subestações a intervir e as características dos transformadores de potência a substituir, e os investimentos no período de 2026 a 2030 previstos para a substituição de 47 transformadores de potência que se estimam em 29,85 M€ (custos primários)

O custo (primário) para a aquisição dos transformadores de potência foi estimado com base em aquisições e concursos recentes, que refletem o aumento dos preços observado para este tipo de equipamento.

O custo por unidade substituída (TP), considera a aquisição do transformador de potência e a sua instalação.

A evolução do número de falhas nos transformadores de potência AT/MT ou MT/MT, que se venha a verificar ao longo do período de vigência do Plano poderá obrigar à aquisição de outros transformadores de potência com carácter urgente.

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028	2029-2030
<b>Investimento (k€)</b>					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	3 067	8 586	23 830	29 729
Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>3 067</b>	<b>8 586</b>	<b>23 830</b>	<b>29 729</b>

Tabela 2 - Investimentos previstos (c. primários) para a substituição de Transformadores de Potência (2026-2028)

Subestação	RUL	RT [kV]	Grupo de ligação	Potência [MVA]	Custo Evitado	Total	2026	2027	2028
ABÓBODA	2028	60/10	YNd11	20	177 077 €	700 000 €	210 000 €	490 000 €	- €
AMIEIRA	2028	60/15	YNd5	31,5	177 928 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
AMOREIRAS	2029	60/10	YNd11	20	177 375 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
ANTAS	2028	60/15	YNd5	31,5	181 120 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
AREIAS (VFX)	2030	60/10	YNd11	20	182 822 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
AREIAS NORTE	2028	60/15	YNd5	31,5	177 290 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
CABEDA	2028	30/10	YNd11	10	172 651 €	500 000 €	- €	- €	500 000 €
CANEÇAS	2029	60/10	YNd11	20	177 077 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
CARTAXO	2027	30/15	Dyn11	10	166 990 €	500 000 €	- €	255 000 €	245 000 €
CASAL DA LEBRE	2029	60/30	YNyn0	20	176 013 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
COINA	2029	60/30/15	YNyn0d11	31,5	177 077 €	950 000 €	- €	- €	950 000 €
CUBA	2022	30/15	Dyn11	5	172 844 €	400 000 €	120 000 €	280 000 €	- €
CUBA	2023	30/15	Dyn11	5	172 844 €	400 000 €	120 000 €	280 000 €	- €
ERMAL	2028	60/15	YNd5	20	176 013 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
ESPADANAL	2027	30/15	Dyn11	10	166 224 €	500 000 €	- €	- €	500 000 €
ESTORIL	2029	60/10	YNd11	20	178 226 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
FONTAINHAS	2028	30/15	Dyn11	10	168 565 €	500 000 €	- €	- €	500 000 €
GRÂNDOLA	2023	30/15	Dyn11	5	185 909 €	400 000 €	120 000 €	280 000 €	- €
GRÂNDOLA	2025	30/15	Dyn11	5	185 909 €	400 000 €	120 000 €	280 000 €	- €
INHA	2028	60/15	YNd5	20	216 539 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
JANAS	2028	60/10	YNd11	20	182 227 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
JANAS	2029	60/10	YNd11	20	182 227 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
MACEDO CAVALEIROS	2028	60/30	YNyn0	20	171 118 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
M. DE CANAVESSES	2029	60/15	YNd5	20	177 290 €	700 000 €	700 000 €	- €	- €
MTE DOS BURGOS	2029	60/15	YNd5	31,5	182 822 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
OURÉM	2029	60/30	YNyn0	20	181 333 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
OURIQUE	2021	30/15	Dyn11	5	169 299 €	400 000 €	120 000 €	280 000 €	- €
PEVIDÉM	2028	60/15	YNd5	31,5	177 290 €	700 000 €	210 000 €	490 000 €	- €
PEVIDÉM	2029	60/15	YNd5	31,5	177 290 €	700 000 €	210 000 €	490 000 €	- €
PINHEL	2029	60/15	YNd5	20	171 459 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
PRACANA	2029	60/30	YNyn0	20	171 118 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
REQUIÃO	2029	60/15	YNd5	31,5	182 184 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
SANTA LUZIA	2030	60/15	YNd5	20	173 581 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
STA MARTA	2027	60/10	YNd11	20	181 546 €	700 000 €	210 000 €	490 000 €	- €
SÃO MARCOS	2029	60/10	YNd11	20	173 034 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
SÃO TEOTÓNIO	2028	30/15	Dyn11	10	167 373 €	500 000 €	- €	- €	500 000 €
S. MTE AGRAÇO	2028	30/10	YNd11	5	177 349 €	400 000 €	- €	- €	400 000 €
S. MTE AGRAÇO	2030	30/10	YNd11	5	177 349 €	400 000 €	- €	- €	400 000 €
SOBREDA	2029	30/15	Dyn11	10	174 183 €	500 000 €	- €	- €	500 000 €
TELHEIRO	2028	60/10	YNd11	20	179 418 €	700 000 €	- €	210 000 €	490 000 €
TREMÊZ	2026	30/15	Dyn11	10	170 400 €	500 000 €	- €	255 000 €	245 000 €
VALPAÇOS	2026	60/15	YNd5	20	194 611 €	700 000 €	210 000 €	490 000 €	- €
VDA DO PINHEIRO	2029	60/10	YNd11	20	173 034 €	700 000 €	- €	- €	700 000 €
VDA NOVA (Amadora)	2027	60/10	YNd11	20	181 290 €	700 000 €	210 000 €	490 000 €	- €
VDA NOVA (Tomar)	2028	60/30/15	YNyn0	31,5	170 991 €	950 000 €	- €	285 000 €	665 000 €
VDA NOVA (Tomar)	2030	60/30/15	YNd5	31,5	170 991 €	950 000 €	- €	285 000 €	665 000 €
VIDIGUEIRA	2026	30/15	Dyn11	5	164 522 €	400 000 €	- €	120 000 €	280 000 €

Ficha n.º 26 - Subprograma Renovação dos Equipamentos de Telecomando da Rede Aérea MT

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação dos Equipamentos de Telecomando da Rede Aérea MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários	5 500	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 26
Custos Totais	6 565				

<b>Motivação</b>	<p>O parque de TCMT tem vindo a desempenhar um papel essencial na melhoria da qualidade de serviço técnica, tendo os indicadores melhorado com o aumento do número de equipamentos instalados na rede. Para manter ou melhorar esses indicadores de qualidade de serviço técnica, não devemos ter apenas o foco na instalação de novos pontos telecomandados, mas também na substituição de alguns dos equipamentos já instalados na rede por outros com funcionalidades mais avançadas.</p> <p>Este subprograma tem, portanto, como objetivo a renovação de equipamentos obsoletos tais como: Interruptores Auto-Religadores (IAR), Órgãos de Corte de Rede Tipo 1 (OCR1), Interruptores Aéreos telecomandados (IAT) e Seccionadores Aéreo Telecomandados (SAT). Esta renovação, baseia-se em 4 pilares fundamentais :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipamentos já amortizados</li> <li>• Falta de assistência técnica</li> <li>• Modernização tecnológica</li> <li>• Equipamentos com características desadequadas à atual função na rede</li> </ul> <p>Para o período deste Plano, está previsto um investimento de 5,5 M€ (custos primários), o que permitirá a substituição de cerca de 270 equipamentos dos tipos mencionados.</p>
------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais				
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
Rede MT	-	1 318	1 308	3 939	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 318</b>	<b>1 308</b>	<b>3 939</b>	<b>-</b>

**Ficha n.º 27 - Subprograma Substituição de Rede Subterrânea com Elevadas Taxas de Avarias**

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Substituição de Rede Subterrânea com Elevadas Taxas de Avarias

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	8 750
<b>Custos Totais</b>	10 444

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 22	Ficha n.º 22	Ficha n.º 27

**Motivação**

Na sequência de avarias recorrentes registadas na rede subterrânea, com particular incidência na região de Lisboa onde existem zonas com o nível freático elevado, foram efetuadas análises de Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS - Frequency Domain Spectroscopy) às isolações das amostras de cabos associados a troços subterrâneos com reincidência de avarias e persistência de sucessivas reparações por rutura do dielétrico. A avaliação fidedigna do estado da isolação tanto no que se refere ao seu envelhecimento, como à presença de árvores de água, permitiu identificar uma grande vulnerabilidade dos cabos secos com bainha exterior em PVC (tipos LEHIV e LXHIOV), que representam a maior fragilidade da rede subterrânea.

A premência do investimento é motivada pelo registo anormal de sucessivas avarias num mesmo troço de rede, causando frequentes interrupções de fornecimento de energia eléctrica aos utilizadores numa mesma rede.

Consideram-se duas hipóteses de instalação de cabos, com tensão nominal não inferior a 15 kV. Numa das hipóteses, a utilização do cabo LXHIOZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal [conforme DMA-C33-251/N de Maio 2017 (3ª Edição)] e na outra, a utilização do cabo LXHIOLZ1 (cbe) com duas barreiras de estanquidade longitudinal e uma barreira de estanquidade transversal (característica idêntica aos cabos utilizados em alta tensão). Optou-se pela 1.ª hipótese, por ser suficientemente robusta, por ser o tipo de cabo normalizado em uso na RND e, também por isso, por resultar numa solução mais económica.

Entre os anos de 2021 a 2023, observou-se um aumento de 24% no nº de avarias em cabos subterrâneos na região do Algarve, nomeadamente em cabos secos com bainha exterior em PVC (tipos LEHIV e LXHIOV) e também com registo de árvores de água. O maior número de ocorrências verificou-se nos meses de julho e agosto, períodos que coincidiram com um aumento de carga e de temperatura. Os concelhos de Loulé, Albufeira, Lagoa, Tavira, Faro e Olhão foram os que mais avarias registaram em 2023. Este aumento de avarias fez com que esta região, à semelhança da região de Lisboa, apresentasse uma taxa de avarias na rede subterrânea, no período 2021-2023, superior à média nacional. Assim, neste PDIRD-E, alarga-se o âmbito deste subprograma também à região do Algarve.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
Rede MT	-	2 097	2 081	6 266	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2 097</b>	<b>2 081</b>	<b>6 266</b>	-

Ficha n.º 28 - Subprograma Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários	10 206	Incluído	Ficha n.º 10	Ficha n.º 10	Ficha n.º 28
Custos Totais	12 178				

**Motivação**

Este subprograma consiste na substituição de SPCC por sistemas equivalente com os requisitos técnicos do projeto tipo de SE, constituídos por Intelligent Electronic Devices (IEDs- unidades de painel de nova geração que desempenham diversas funções, entre as quais, as de Proteção), que utilizam o protocolo normalizado IEC61850 e estão suportados numa rede ethernet.

Em projetos com estas características é também habitualmente instalado um Sistema de Monitorização da Qualidade de Energia (SMQEE).

A concretização destas intervenções permite substituir ativos em fim de vida que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatório, reduzir a probabilidade de falha da instalação melhorar a qualidade de serviço técnica da RND e aumentar a eficiência operacional por via da uniformização funcional que se irá obter através da aplicação do projeto tipo de subestações, incorporação de novas funcionalidades avançadas de controlo como seja por exemplo a localização de defeitos em painéis de LMT, implementação da capacidade de autodiagnóstico e supervisão em resultado da modernização de Hardware e do Software, possibilidade de aceder remotamente a todos os IED e à Unidade Central em modo de engenharia para recolha de informações, alterações de configurações e mudança de regimes de funcionamento, etc.

A idade média das URT/SPCC em exploração é de 13,3 anos. Ainda que a idade seja um indicador relevante para aferição da condição e eventual obsolescência dos SPCC, foram utilizados critérios adicionais na identificação de unidades a modernizar. Nomeadamente, a perda de assistência a eventuais reparações de unidades e a impossibilidade de obtenção de peças de reserva para substituição, por descontinuidade da assistência a modelos obsoletos por parte dos respetivos fabricantes. Entre os modelos já descontinuados pelos seus fabricantes e que se mantêm em serviço, foi prevista a remodelação de algumas destas unidades para libertar peças de reserva para as restantes.

Nas substituições, a E-REDES tem vindo a optar por instalar SPCC, mesmo no caso de substituição de URTA, visto que o SPCC é uma solução mais completa e integrada.

Neste PDIRD-E 2024, definiu-se como objetivo um envelhecimento de 3 anos para as URT/SPCC. De acordo com o estudo de "Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT", presente no anexo G.4 do PDIRD-E 2024, seria necessária a renovação de 48 URT/SPCC no período de 2026 a 2030. Considerando apenas o investimento previsto neste Plano para a remodelação de subestações e postos de corte, está planeada a substituição de 45 URT/SPCC. Adicionalmente, este subprograma prevê a substituição de +11 URT/SPCC durante o período do Plano.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	2 157	2 584	7 437	-
Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2 157</b>	<b>2 584</b>	<b>7 437</b>	-



Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Nas edições anteriores do PDIRD-E, este subprograma de investimento estava alocado ao programa Automação de SE e Modernização de SPCC. No PDIRD-E 2024, migrou para o programa de investimento Renovação Reabilitação Ativos AT/MT, dado que os projetos deste último incluem intervenções relacionadas com a substituição de sistemas de proteção, comando e controlo com condição ou desempenho insatisfatórios, avaliados pela condição destes ativos através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. Esta mudança ocorreu devido à sua motivação ser a mesma que a dos restantes projetos aqui incluídos, visando garantir uma maior agilidade na coordenação das intervenções nas mesmas instalações.

Ficha n.º 29 - Subprograma Travessias de rede AT e MT sobre AE, IP e IC

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Travessias de rede AT e MT sobre AE, IP e IC

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários	2 750	Incluído	Ficha n.º 24	Ficha n.º 24	Ficha n.º 29
Custos Totais	3 283				

<b>Motivação</b>	<p>Foi efetuado o levantamento das situações de travessia de linhas aéreas AT/MT sobre AE/IP/IC, para análise da sua condição técnica e regulamentar.</p> <p>Esta iniciativa resultou da necessidade de efetuar esta avaliação para os ativos de AT/MT que cruzam as vias de comunicação mais importantes, face ao risco de ocorrência de rotura e queda de condutores, ocasionando incidentes com potencial gravidade.</p> <p>Do levantamento efetuado foram identificadas necessidades de diverso tipo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• reforço do isolamento</li> <li>• substituição de ligadores</li> <li>• substituição de condutores e/ou apoios</li> </ul> <p>Neste subprograma do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT estão incluídos projetos para mitigação do risco associado à resolução destas situações.</p>
------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	277	275	827	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	382	379	1 142	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>659</b>	<b>654</b>	<b>1 969</b>	-

Ficha n.º 30 - Subprograma Beneficiações Periódicas

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Beneficiações Extraordinárias  
 Subprograma: Beneficiações Periódicas

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	9 829	9 829
Custos Totais	11 738	11 738

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 30

Motivação

Neste subprograma enquadram-se as ações de beneficiação extraordinária previamente definidas e previstas, no momento de aquisição do ativo. Estas intervenções caracterizam-se por:

- ocorrem a intervalos regulares ao longo da vida útil do ativo;
- indisponibilidades programadas ao ativo;
- restauram a condição do ativo;
- asseguram, ao longo da vida útil do ativo, que o ativo cumpre as funções para que foi concebido;

Neste contexto, algumas das intervenções enquadradas neste subprograma são:

- Revisão ao ruptor do comutador em carga de Transformadores de Potência de Subestações AT/MT e MT/MT;
- Manutenção Extraordinária aos painéis do barramento e do disjuntor GIS de Postos de Corte AT e de Subestações AT;

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	3 423	3 263	5 052	-
Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>3 423</b>	<b>3 263</b>	<b>5 052</b>	-

Ficha n.º 31 - Subprograma Melhoria da Resistência de terras em Instalações de AT e MT

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Beneficiações Extraordinárias  
 Subprograma: Melhoria da Resistência de terras em Instalações de AT e MT

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 200	4 200
Custos Totais	5 012	5 012

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 31

Motivação


Neste subprograma enquadram-se as ações de beneficiação extraordinária relativas à melhoria de terras em instalações de alta e média tensão, tais como Subestações e Postos de Corte AT/MT e Postos de Seccionamento MT.

Estas ações têm como objetivo intervir nas redes de terras existentes e garantir a manutenção dos valores dentro dos limites regulamentares.

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	959	951	2 207	-
Rede MT	-	180	178	537	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 138</b>	<b>1 130</b>	<b>2 744</b>	<b>-</b>



ANEXO C.2  
CARACTERIZAÇÃO E  
JUSTIFICAÇÃO DOS  
PRINCIPAIS  
PROJETOS DO  
INVESTIMENTO  
ESPECÍFICO A  
REALIZAR NO  
PERÍODO DO  
PLANO

Ficha n.º 32 - Projeto Substituição do TP2 60/30 SE Cheganças

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Integração de Autoconsumo

Concelhos:

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	800	800
Custos Totais	954	954

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 32

Motivação	Para satisfação dos objetivos de integração de autoconsumo. Este projeto cria capacidade de receção na SE Cheganças.
-----------	--

Alternativas	1 Reforço de potência na SE Aljustrel com substituição do TP 60/30 20MVA por um TP 60/30kV 31,5MVA, YNyn0.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 010	-	288	666	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 010</b>	<b>-</b>	<b>288</b>	<b>666</b>	<b>-</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	-	-	-	-	-
	END	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)							
Regime N-1 (kW)							

Ficha n.º 33 - Projeto Substituição do TP2 60/30 SE Vale Gaio

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Integração de Autoconsumo

Concelhos: Alcácer do Sal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	700	700
Custos Totais	834	834

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 33

Motivação	Para satisfação dos objetivos de integração de autoconsumo. Este projeto cria capacidade de receção na SE Vale Gaio.
-----------	--

Alternativas	1 Reforço de potência na SE Vale Gaio com substituição do TP 60/30/15kV 16MVA por um TP 60/30kV 20MVA, YNyn0.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	882	-	228	607	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>882</b>	<b>-</b>	<b>228</b>	<b>607</b>	<b>-</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	-	-	-	-	-
	END	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)							
Regime N-1 (kW)							

Ficha n.º 34 - Projeto Substituição do TP2 60/30 SE Aljustrel

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Integração de Autoconsumo

Concelhos: Aljustrel

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	950	950
Custos Totais	1 132	1 132

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 34

Motivação	Para satisfação dos objetivos de integração de autoconsumo. Este projeto cria capacidade de receção na SE Aljustrel.
-----------	--

Alternativas	1 Reforço de potência na SE Aljustrel com substituição do TP2 60/30/15kV 24MVA por um TP 60/30/15kV 31,5MVA, YNyn0d11.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 199	-	341	791	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 199</b>	<b>-</b>	<b>341</b>	<b>791</b>	<b>-</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	-	-	-	-	-
	END	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)							
Regime N-1 (kW)							



Ficha n.º 35 - Projeto Aumento de potência na SE Moura

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Moura

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 500	2 055
Custos Totais	4 372	2 455

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 43	Ficha n.º 42	Ficha n.º 35

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Moura, através de reforço de potência na SE Moura. A remodelação e ampliação do barramento 30kV permitirá novas ligações com consequentes melhorias de perdas e de qualidade de serviço. Este projeto cria capacidade de receção na SE Moura.
-----------	---

Alternativas	1 Reforço de potência na SE Moura com substituição de TP 60/30kV 10MVA por TP 60/30kV 20MVA. Remodelação e ampliação do andar 30kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	18	100%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	4 826	1 917	1 558	897	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 826</b>	<b>1 917</b>	<b>1 558</b>	<b>897</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificou-se uma elevada complexidade para implementação deste projeto, pelo que foi revista a solução técnica e ajustado o orçamento. Esta revisão provocou atraso no início do projeto, pelo que foi recalendarizado, diferindo-se o término para o ano de 2027

Ficha n.º 36 - Projeto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Arronches, Monforte, Estremoz

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	7 765	7 250
Custos Totais	9 313	8 630

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 45	Ficha n.º 43	Ficha n.º 36

Motivação	Aumento capacidade receção de produção na região de Arronches, com o estabelecimento de nova LN60kV dupla AA325 entre o PdE Estremoz e SE Arronches. Melhoria da qualidade de serviço pela possibilidade de exploração em malha fechada. Criação capacidade de receção nas SE Arronches e SE Alcáçova.
-----------	--

Alternativas	1 Nova linha 60kV dupla AA325 entre o PdE Estremoz (REN) e a SE Arronches. Construção de andar 60kV na SE Arronches.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
		(MVA)	MT (%)					
	Aumento de capacidade de receção	80	0%MT					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
	Investimento (k€)	Rede AT	7 288	473	996	1 978	3 003	-
		Instalações AT/MT	3 235	210	442	878	1 333	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>10 523</b>	<b>683</b>	<b>1 438</b>	<b>2 857</b>	<b>4 335</b>	-
		Ano 0:	2029					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor do projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. A revisão do projeto, provocou atraso no seu início. As elevadas extensões de LAT a reforçar/estabelecer levaram ao diferimento do término.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

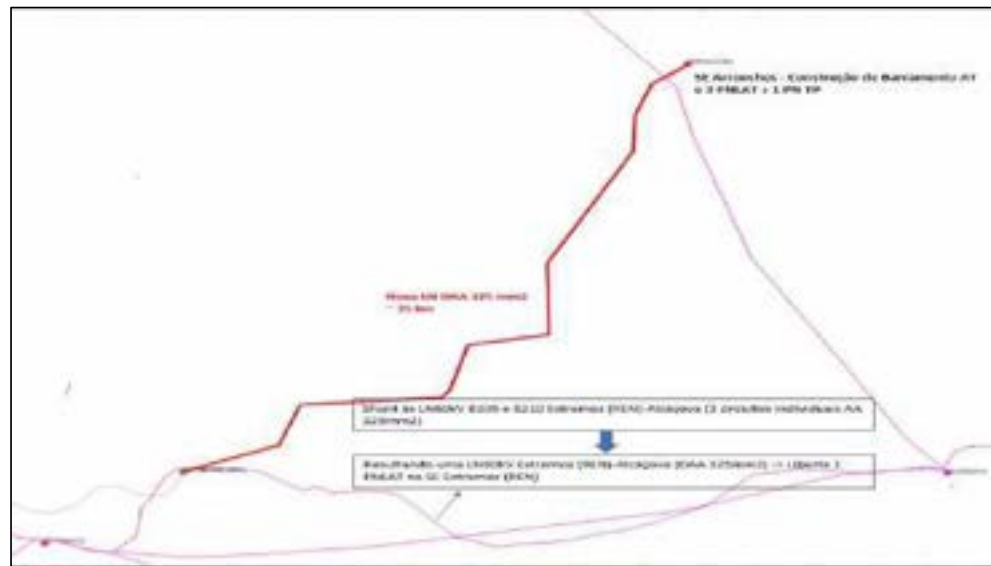


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches (rede AT)

Ficha n.º 37 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Castro Verde

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 832	3 710
Custos Totais	5 913	4 425

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 47	Ficha n.º 45	Ficha n.º 37

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção na região de Castro Verde através de instalação de uma nova SE AT/MT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na Nova SE Castro Verde.
-----------	---

Alternativas	1 Nova SE 60/30kV 20MVA em Castro Verde, alimentada em antena a partir do PdE Ourique (REN) em linha simples AA325 com uma extensão de= 10 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	50	36%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
Investimento (k€)	Rede AT	1 758	409	474	741	-	-
	Instalações AT/MT	4 646	1 080	1 253	1 957	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>6 404</b>	<b>1 488</b>	<b>1 727</b>	<b>2 698</b>	-	-
Ano 0:		2027					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor do projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O início do projeto foi antecipado para 2024, para procura de terreno, e diferido o seu término para 2027 para alinhar com a conclusão do PLAT na SE da REN.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

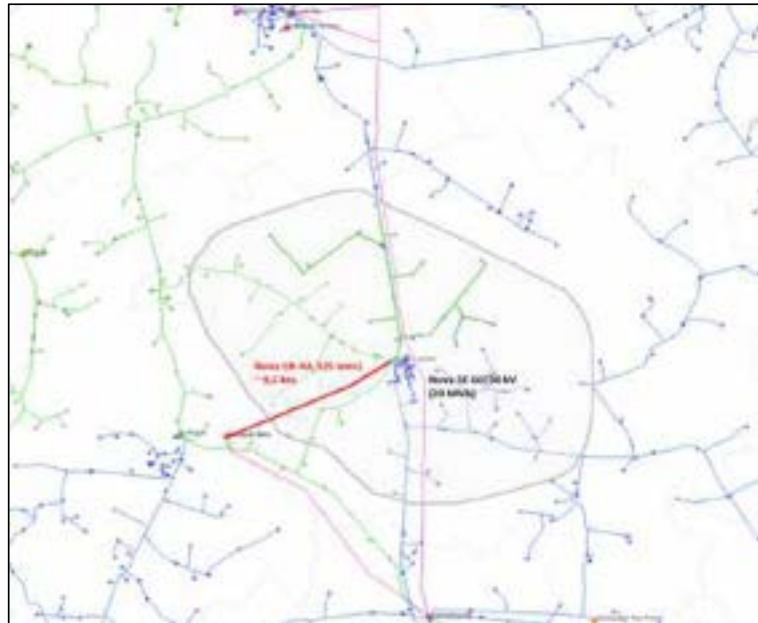


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Castro Verde

Ficha n.º 38 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Lousal

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Santiago do Cacém, Grândola, Ferreira do Alentejo

Investimento (k€)	Total		PDIRD-E			
	2026-2030		2020	2020 Atual.	2024	
Custos Primários	3 225	1 982	Incluído	Ficha n.º 48	Ficha n.º 46	Ficha n.º 38
Custos Totais	4 015	2 367				

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção nas áreas de influência da SE Santiago, SE Ferreira do Alentejo e SE Vale de Gaio. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na Nova SE Lousal.
-----------	--

Alternativas	1 Nova SE 60/30 kV-31,5 MVA em Lousal alimentada em anel na LN60 0013 F.ALENTEJO (REN) - SANTIAGO.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
		(MVA)	MT (%)					
	Aumento de capacidade de receção	29	63%MT					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
	Investimento (k€)	Rede AT	395	147	120	92	-	-
		Instalações AT/MT	3 980	1 485	1 208	924	-	-
		Rede MT	43	16	13	10	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>4 418</b>	<b>1 649</b>	<b>1 341</b>	<b>1 026</b>	-	-
	Ano 0:	2027						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O atraso na aquisição do terreno conduziu à recalendarização do projeto.





Ficha n.º 39 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Ourique

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Ourique

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 447	2 339
Custos Totais	4 259	2 789

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 49	Ficha n.º 47	Ficha n.º 39

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção na região de Ourique, através de instalação de uma nova subestação AT/MT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na Nova SE Ourique.
-----------	--

Alternativas	1 Nova SE 60/30kV 20MVA em Ourique, alimentada em antena a partir do PdE Ourique (REN) em linha simples AA325 com extensão prevista de= 3 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
		(MVA)	MT (%)					
	Aumento de capacidade de receção	50	36%MT					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
	Investimento (k€)	Rede AT	691	219	161	255	-	-
		Instalações AT/MT	3 952	1 251	918	1 456	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>4 643</b>	<b>1 470</b>	<b>1 078</b>	<b>1 711</b>	-	-
		Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor do projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O início do projeto foi antecipado para 2024, procura de terreno, e diferido o seu término para 2027 para alinhar com a conclusão do PLAT na SE da REN.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Ourique (rede MT)

Ficha n.º 40 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Portel

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND  
**Concelhos:** Portel

Investimento (k€)	Total	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	2 025	1 256
<b>Custos Totais</b>	2 525	1 505

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 50	Ficha n.º 48	Ficha n.º 40

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Portel, através de instalação de uma nova SE AT/MT, Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na Nova SE Portel.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Portel integrada em PCAT a construir no âmbito de ligação de PRE nas imediações de Portel.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	31	59%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 686	1 019	1 505	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 686</b>	<b>1 019</b>	<b>1 505</b>	-	-	-
<b>Ano 0:</b>	2026						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor do projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. A ligação da futura SE será feita a Posto de Corte (a construir por um promotor) cuja execução ainda não foi iniciada pelo que o projeto foi recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

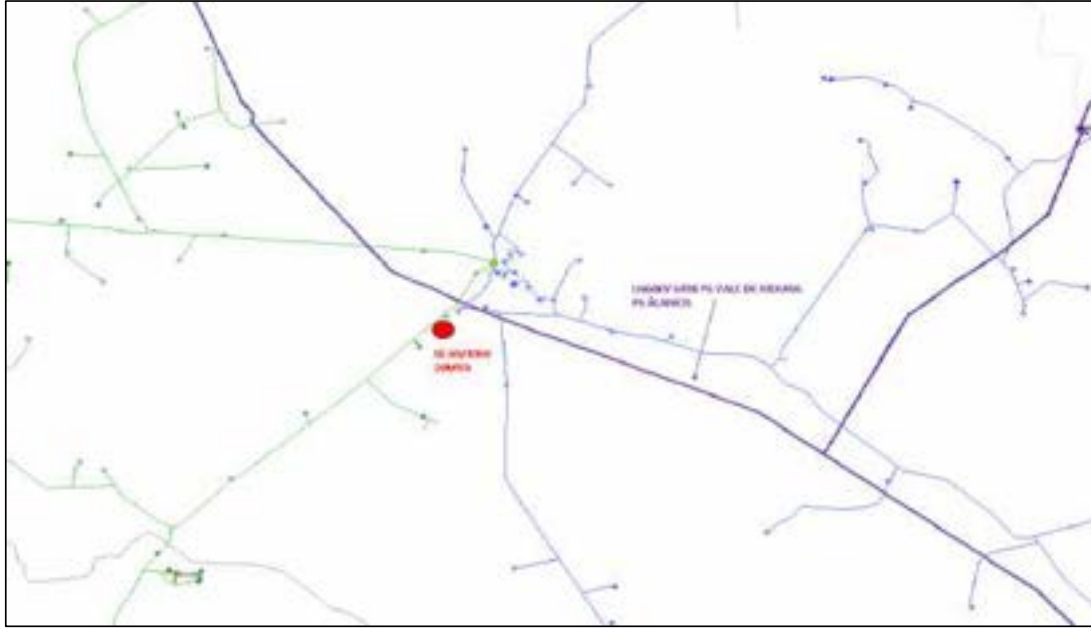


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Portel (rede AT)

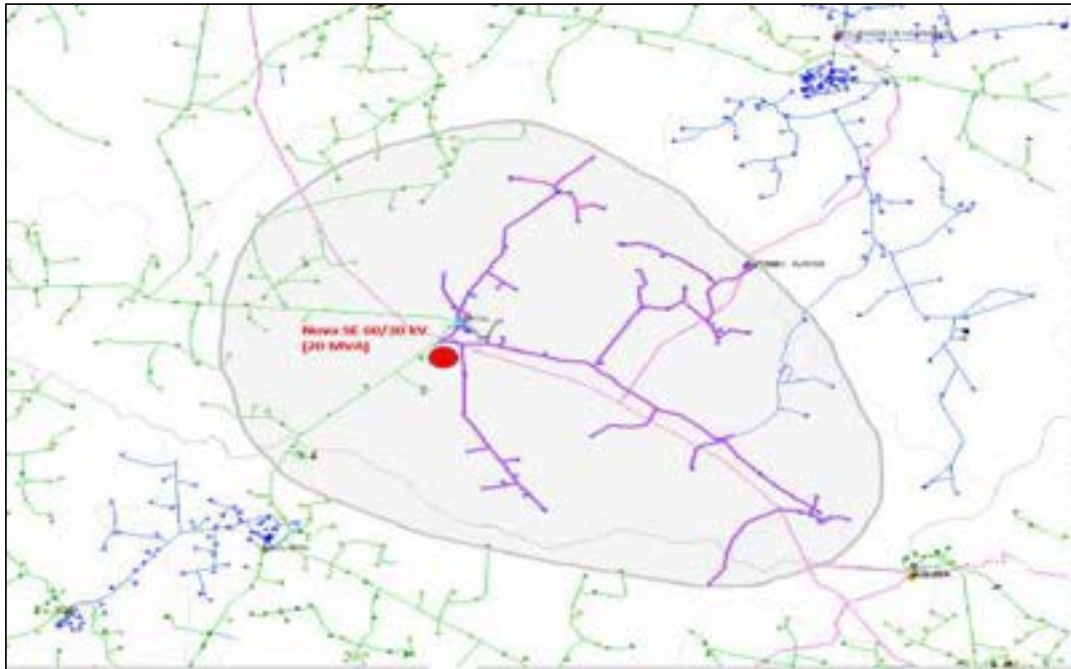


Figura 2. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Portel (rede MT)

Ficha n.º 41 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Sousel, Estremoz

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	5 325	4 508
Custos Totais	6 461	5 377

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 40	Ficha n.º 40	Ficha n.º 41

Motivação	Aumento capacidade receção de produção na zona de Sousel, com instalação de nova SE AT/MT, e na SE do Maranhão com o reforço da alimentação AT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhorias a nível dos indicadores de perdas e QS. Projeto cria capacidade receção Nova SE Sousel e SE Maranhão.
-----------	--

Alternativas	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Sousel alimentada em 60kV a partir de PCAT a construir no âmbito de ligação de PRE nas imediações de Sousel. Reforço de 18km da Ln60 6514 Estremoz-Maranhão de AA160 para AA325.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	50	36%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	3 193	497	990	1 478	-	-
	Instalações AT/MT	3 764	586	1 167	1 743	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>6 957</b>	<b>1 083</b>	<b>2 157</b>	<b>3 221</b>	-	-
	Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O atraso na aquisição do terreno conduziu à recalendarização do projeto.



Desenhos das intervenções propostas no projeto:

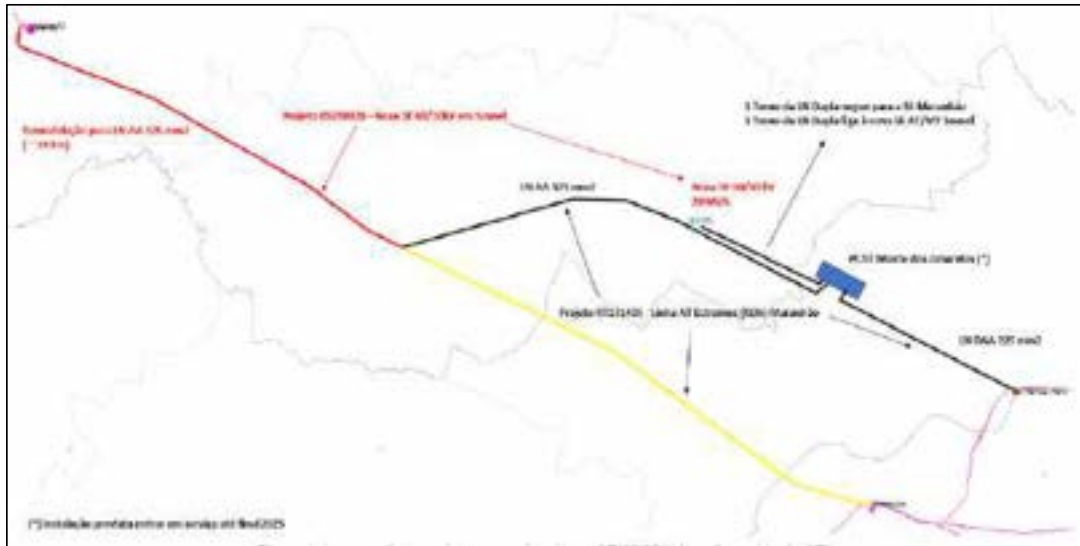


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel (rede AT)

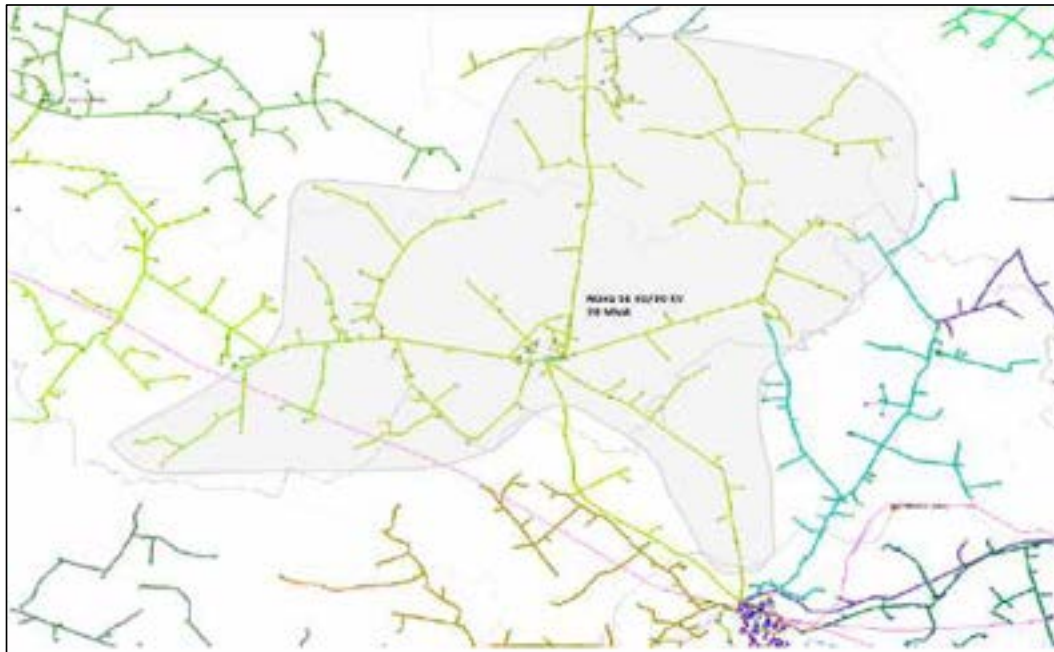


Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Sousel (rede MT)

Ficha n.º 42 - Projeto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Vila Flor, Torre de Moncorvo, Carrizada de Ansiães

Investimento (k€)	2026-2030		PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
	Total			Incluído	Ficha n.º 37	Ficha n.º 37
Custos Primários	3 245	2 438				
Custos Totais	3 979	2 910				

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Vila Flor através da instalação de uma nova SE AT/MT. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na Nova SE Vila Flor.
-----------	---

Alternativas	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA em Vila Flor alimentada em anel na linha LN60 POCINHO (REN) - MIRANDELA. Extensão prevista≈ 3 km (2x 1,5 km), a partir da linha com origem na SE Pocinho (REN) até à SE Mirandela.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
		(MVA)	MT (%)					
	Aumento de capacidade de receção	18	100%MT					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
	Investimento (k€)	Rede AT	355	88	109	130	-	-
		Instalações AT/MT	3 969	982	1 219	1 451	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>4 324</b>	<b>1 070</b>	<b>1 328</b>	<b>1 581</b>	-	-
		Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O atraso na aquisição do terreno conduziu à recalendarização do projeto.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV em Vila Flor (rede AT)

Ficha n.º 43 - Projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Portalegre

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 953	2 414
Custos Totais	4 933	2 892

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 41	Ficha n.º 41	Ficha n.º 43

Motivação	Aumento capacidade receção produção na zona de Portalegre, com instalação de nova SE AT/MT e reforço rede AT montante. Reserva N-1 à capital de distrito Portalegre. Redução do comp.circuitos MT com melhoria de perdas e QS. Criação capacidade receção na Nova ZI Portalegre, SE S.Vicente e SE Alpalhão.
-----------	---

Alternativas	1 Nova SE 60/30 kV 20MVA na Zona Industrial de Portalegre, em terreno existente, alimentada em anel na LN60 SÃO VICENTE - ALCÁÇOVA. Reforço da capacidade do eixo AT Falagueira (REN)-Alpalhão-S. Vicente, através do alteamento da linha.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	27	68%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	1 463	569	806	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 741	1 454	2 061	-	-	-
	Rede MT	47	18	26	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>5 251</b>	<b>2 041</b>	<b>2 892</b>	-	-	-
Ano 0:	2026						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, o projeto está atrasado sendo recalendarizado. Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

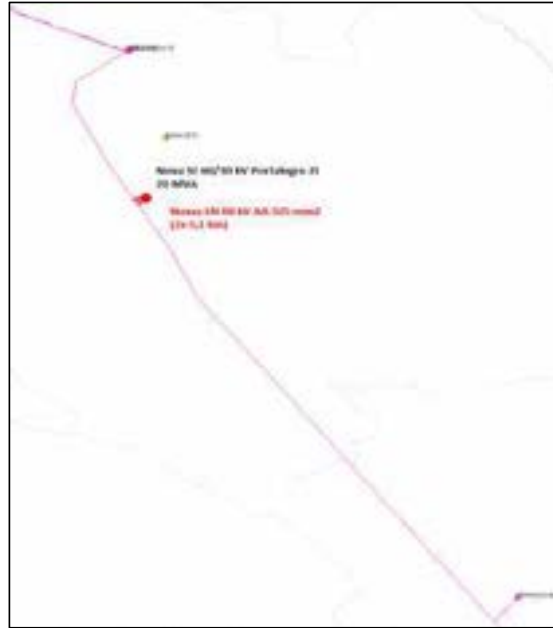


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre (rede AT)

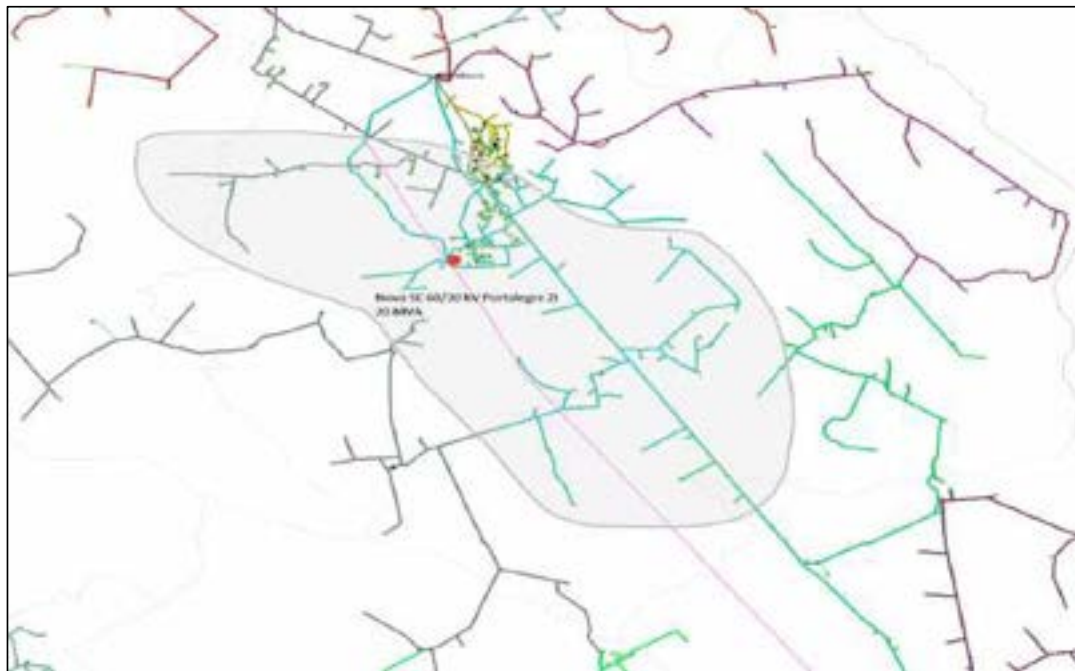


Figura 2: Zona de intervenção prevista no projeto Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre (rede MT)

Ficha n.º 44 - Projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Santiago do Cacém

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	5 563	4 561
Custos Totais	6 769	5 441

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 46	Ficha n.º 44	Ficha n.º 44

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Santo André, através de instalação de uma nova SE 60/30/15 kV. Redução do comprimento de circuitos MT com melhoria de perdas e de qualidade de serviço. Com este projeto cria-se capacidade de receção na Nova SE Sto André.
-----------	--

Alternativas	1 Nova SE 60/30/15 kV 31,5MVA em Santo André alimentada em antena linha dupla AA325 a partir do PdE Sines (REN) com cerca de 5,8 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	96	30%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	2 438	443	731	1 084	-	-
	Instalações AT/MT	4 867	885	1 460	2 165	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>7 305</b>	<b>1 328</b>	<b>2 192</b>	<b>3 249</b>	-	-
	Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor do projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data.





Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André (rede AT)



Figura 2: Zonas de intervenção previstas no projeto Nova SE 60/30/15 kV em Santo André

Ficha n.º 45 - Projeto Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Pinhel, Figueira de Castelo Rodrigo, Vila Nova de Foz Côa, Mêda

Investimento (k€)	Total		2026-2030		PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
						Incluído	Ficha n.º 38	Ficha n.º 38
Custos Primários	6 220	5 080						
Custos Totais	7 573	6 062						

Motivação	Aumento de capacidade de receção de produção na zona de Mêda, através da instalação de uma nova SE AT/MT no local da atual SE Marvão Móvel. Recurso N-1 às sedes de concelho de Pinhel e de Fig. Castelo Rodrigo. Com este projeto cria-se capacidade de receção na SE Marvão.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição da atual SE Marvão, móvel, por uma nova SE 60/30kV 20MVA com andar MT e AT no local da atual (concelho da Mêda) Nova linha 60kV simples AA325 entre a SE Marvão e a SE Pinhel para recurso às duas SE's atualmente em antena.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
		(MVA)	MT (%)					
	Aumento de capacidade de receção	9	100%MT					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
	Investimento (k€)	Rede AT	4 794	853	1 740	694	989	-
		Instalações AT/MT	3 697	658	1 342	535	763	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>8 491</b>	<b>1 511</b>	<b>3 081</b>	<b>1 229</b>	<b>1 752</b>	-
		Ano 0:	2028					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O projeto foi recalendarizado diferindo-se o término, dada a extensão da rede AT a estabelecer, antevendo-se eventuais dificuldades na sua execução.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/30 kV Marvão (rede AT)

Ficha n.º 46 - Projeto Reforço Eixo LN60 F.Alentejo (REN)-Beja

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Desenvolvimento de Rede  
**Subprograma:** Reposição da Capacidade de Receção da RND

**Concelhos:** Ferreira Alentejo, Beja

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	8 845	8 586
Custos Totais	10 565	10 221

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 52	Ficha n.º 50	Ficha n.º 46

<b>Motivação</b>	Aumento de capacidade de receção de produção no eixo F.Alentejo-Beja.Retirada de linhas aéreas AT da zona urbana de Beja.Melhoria da garantia de abastecimento à capital de distrito Beja através da substituição de 70 km de linhas AT antigas. Criação capacidade receção nas SE's F.Alentejo e Beja
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição das linhas existentes por novas linhas com maior capacidade, o que permitirá reforçar o eixo entre o PdE Ferreira do Alentejo (REN) e a subestação de Beja e subestação de Brinches. Estima-se substituir rede, numa extensão de ≈ 70 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de receção	94	37%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	11 110	323	1 352	3 020	5 242	-
	Instalações AT/MT	701	20	85	191	331	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>11 812</b>	<b>344</b>	<b>1 438</b>	<b>3 211</b>	<b>5 573</b>	-
	<b>Ano 0:</b>	2029					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor do projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. A revisão do projeto, provocou atraso no seu início. As elevadas extensões de LAT a reforçar/estabelecer levaram ao diferimento do término.



Ficha n.º 47 - Projeto Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Receção da RND

Concelhos: Santiago do Cacém, Sines

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 517	1 776
Custos Totais	4 424	2 116

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 54	Ficha n.º 52	Ficha n.º 47

Motivação	Aumento capacidade receção produção e melhoria QS na SE Santiago do Cacém e SE Grândola, através do estabelecimento de dois circuitos AA325 entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago do Cacém, em corredores AT existentes, explorados em malha fechada. Cria-se capacidade receção na SE Santiago
-----------	---

Alternativas	1 Substituição da LN60 0024 Sines (REN)-Santiago, por nova LN 60kV dupla entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago, numa extensão de cerca de 11 km. Ampliação da SE Sines ZILS e alimentação da SE Vila Nova de Milfontes. Desmontagem de cerca de 23km das LN60 0024 e LN60 0073.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	(MVA)	MT (%)
Aumento de capacidade de receção	44	82%MT

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
Rede AT	3 279	1 493	448	553	367	-
Instalações AT/MT	1 792	815	245	302	201	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>5 071</b>	<b>2 308</b>	<b>693</b>	<b>855</b>	<b>568</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2028					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, e dificuldades sentidas no terreno, o projeto está atrasado sendo recalendarizado. Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

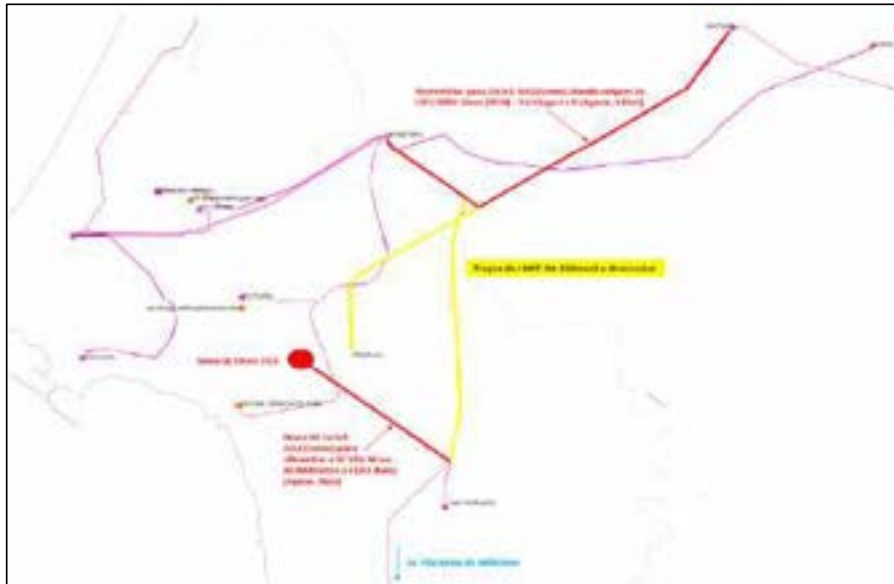


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago (rede AT)



Ficha n.º 48 - Projeto Reforço Rede AT PortoAlto(REN)-Carrascal

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma: Reposição da Capacidade de Recepção da RND  
 Concelhos: Benavente

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 021	1 278
Custos Totais	2 511	1 526

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 39	Ficha n.º 39	Ficha n.º 48

Motivação	Aumento capacidade recepção produção na zona de Benavente Este projeto cria capacidade de recepção na SE Carrascal. Reforço malha Porto Alto (REN)-SE Carrascal, com duplicação da capacidade de transporte das linhas existentes.
-----------	--

Alternativas	1 Reforço das duas LN 60kV entre Porto Alto (REN) e a SE Carrascal, de linha simples AA325 para dupla AA325. 2 Não se identificaram outras alternativas válidas.
--------------	---

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
		(MVA)	MT (%)				
	Aumento de capacidade de recepção	99	0%MT				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	2 755	985	766	760	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 755</b>	<b>985</b>	<b>766</b>	<b>760</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

No PDIRD-E 2020 Atualização previu-se a instalação de uma nova subestação (alternativa 2). Durante a pesquisa de terreno, para a implementação da subestação, constatou-se que as opções de terreno disponíveis estavam localizadas demasiado distantes das redes AT e MT, ou os custos associados eram significativamente superiores aos estimados na fase de estudo.

Esses fatores levaram ao abandono da subestação, mantendo-se neste projeto o reforço da malha Porto Alto (REN)-Carrascal o que permitirá criar capacidade de receção na zona.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas no projeto reforço rede Porto Alto(REN)-Carrascal (rede AT)

Ficha n.º 49 - Projeto Aquisição de SE Móvel 30/15 kV-10 MVA

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos:

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 000	1 000
Custos Totais	1 189	1 189

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 49

<b>Motivação</b>	Na RND existem 22 SE 30/15 kV e 5 SE AT/MT com um único TP 30/15 kV, com carga em exploração normal e sem alternativa de alimentação do andar 15 kV. Atualmente, perante uma situação de indisponibilidade numa SE MT/MT é necessário recorrer a Centrais Móveis e/ou a GMS.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Adquirir uma SE móvel 30/15kV-10MVA
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	-
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 273	-	60	535	594
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 273</b>	<b>-</b>	<b>60</b>	<b>535</b>	<b>594</b>
<b>Benefícios (k€)</b>	Perdas	-	-	-	-	-
	END	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Ano 0: 2028

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)							
Regime N-1 (kW)							

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

A avaliação económica deste projeto conduz a uma relação Benefício/Custo superior à unidade.  
Os benefícios advém, essencialmente, do custo evitado na utilização de um transformador de potência a levantar da reserva operacional e da redução de custos de OPEX com a utilização da UMR MT/MT quando comparada com o recurso a geradores móveis (GMS) em situações de manutenção preventiva sistemática.

Ficha n.º 50 - Projeto Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Vila do Conde, Póvoa do Varzim e Vila Nova de Famalicão

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 734	841
Custos Totais	3 515	1 005

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 27	Ficha n.º 28	Ficha n.º 50

Motivação	O crescimento de consumos na zona noroeste do distrito do Porto conduziu à necessidade do reforço da alimentação AT e ao estabelecimento do novo ponto de entrega de energia V.N.Famalicão (REN).
-----------	---

Alternativas	1 Estabelecimento de duas ligações do novo injetor para o lado oeste, com destino para a SE 60/15 kV Vila do Conde e a LN60 1085 Mosteiró-Beiriz.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
							Benefício	
	Redução anual de END (kWh) (*)						-	
	Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)						2 642 596	
	Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)						-	
	(*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)							
	Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais							
			Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	3 384	2 155	496	367	-	-
		Instalações AT/MT	557	355	82	60	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-	
	<b>TOTAL</b>	<b>3 941</b>	<b>2 510</b>	<b>578</b>	<b>427</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
Benefícios (k€)	Perdas	3 956	-	-	-	729	6 557	
	END	-	-	-	-	-	-	
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-	
	<b>TOTAL</b>	<b>3 956</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>729</b>	<b>6 557</b>	
Ano 0:	2027							
Tabela 3. Risco de Potência não garantida								
Potência não garantida		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)								
Regime N-1 (kW)								

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Durante o período deste Plano, está previsto o estabelecimento da 2ª Linha de Alta Tensão (LAT) em rede dupla, entre a Subestação (SE) de Famação (REN) e a SE de Vila do Conde, numa extensão aproximada de 12,4 km. Devido a dificuldades na execução, especialmente à entrada na cidade de Vila do Conde, que exigiu o estudo de uma alternativa considerando que o circuito de entrada nas proximidades da subestação fosse estabelecido em rede subterrânea, o projeto sofreu um aumento de custos e atrasos, sendo, por isso, recalendarizado.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Ligação na rede AT existente

Ficha n.º 51 - Projeto Nova SE 60/10 kV Ericeira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Mafra

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	5 921	4 544
Custos Totais	7 083	5 432

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 51

Motivação	Aumento dos consumos na área a oeste da SE Telheiro (concentração de carga na vila da Ericeira), com previsão de aparecimento de subestensões.
-----------	--

Alternativas	1 Estabelecimento da SE 60/10kV ERICEIRA, 20MVA, na periferia da vila da Ericeira, com ligação 60kV em Anel por abertura da linha LN60 6137 MAFRA-TELHEIRO. Prevê-se o estabelecimento de ≈ 9 km de extensão de rede mista AT (aérea-7,5 km e subterrânea-1,5 km).
2	Alternativa de Flexibilidade: Evitar subestensões e assegurar alimentação de consumos em regime normal de exploração (C.L.2065, SE TELHEIRO) e em situação de contingência N-1 dos circuitos (C.L.2065/C.L.2136/C.L.2104/C.L.2103, SE TELHEIRO)

Alternativa Seleccionada	A verificar-se provimento do leilão de flexibilidade para assegurar a potência não garantida até à execução do projeto, existe um benefício económico associado ao adiamento do investimento, o que levará à sua realização conforme descrito na Tabela 2.
--------------------------	--

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	5 313
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	3 319 280
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	3 815	-	-	-	2 640
	Instalações AT/MT	3 385	-	-	-	2 342
	Rede MT	650	-	-	-	450
	<b>TOTAL</b>	<b>7 851</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 432</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	-	-	-	-	9 817
	END	-	-	-	-	717
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 534</b>
Ano 0:	2031					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	243	247	347	354	537	547	642
Regime N-1 (kW)	4 885	5 017	5 196	5 290	5 388	5 543	5 729

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto foi calendarizado para término após 2030, dada a possibilidade de resolver os constrangimentos da rede com um mecanismo de flexibilidade.



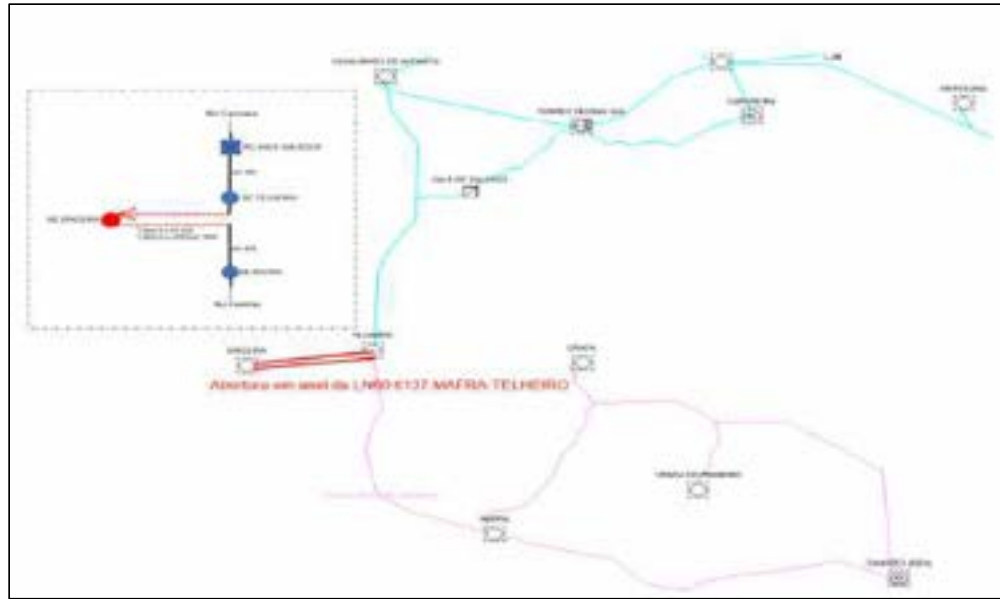


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/10 kV Ericeira (rede AT)

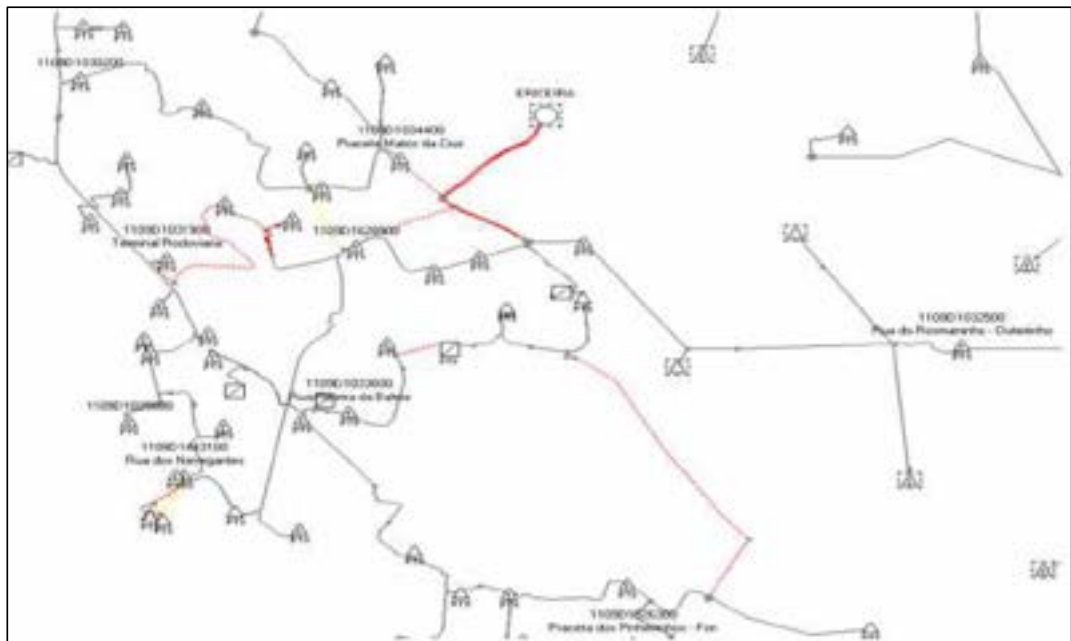


Figura 2. Intervenções previstas no projeto Nova SE 60/10 kV Ericeira (rede MT)

Ficha n.º 52 - Projeto Nova SE 60/15 kV Ermida

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Santo Tirso

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 759	3 312
Custos Totais	4 495	3 959

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 52

Motivação	Aumento dos consumos na zona industrial de Ermida, com o aparecimento de solicitações de aumentos de potência e de alimentação de novos clientes na MT.
-----------	---

Alternativas	1 Criação de uma nova subestação na zona industrial de Ermida com um transformador 60/15 kV de 31,5 MVA, 5 saídas de MT e alimentação do cliente AT Casfil pela nova SE Ermida. Alimentação em anel com uma extensão prevista de ≈3,1 km.
2	Alternativa de Flexibilidade: Requisitos de flexibilidade pretendem evitar sobreintensidades e assegurar alimentação de consumos em regime normal de exploração do circuito L.N. FRADES, SE CANIÇOS.

Alternativa Seleccionada	A verificar-se provimento do leilão de flexibilidade para assegurar a potência não garantida até à execução do projeto, existe um benefício económico associado ao adiamento do investimento, o que levará à sua realização conforme descrito na Tabela 2.
--------------------------	--

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	59 252
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 834 153
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	701	-	-	-	552
	Instalações AT/MT	3 474	-	-	-	2 737
	Rede MT	850	-	-	-	670
	<b>TOTAL</b>	<b>5 025</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 959</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	4 437	-	-	-	-
	END	4 258	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>8 695</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16 489</b>
Ano 0:	2031					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	1 555	1 742	2 250	3 027	3 734	4 475	5 235
Regime N-1 (kW)							

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto foi calendarizado para término após 2030, dada a possibilidade de resolver os constrangimentos da rede com um mecanismo de flexibilidade.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Nova SE Ermida e intervenções previstas na rede AT

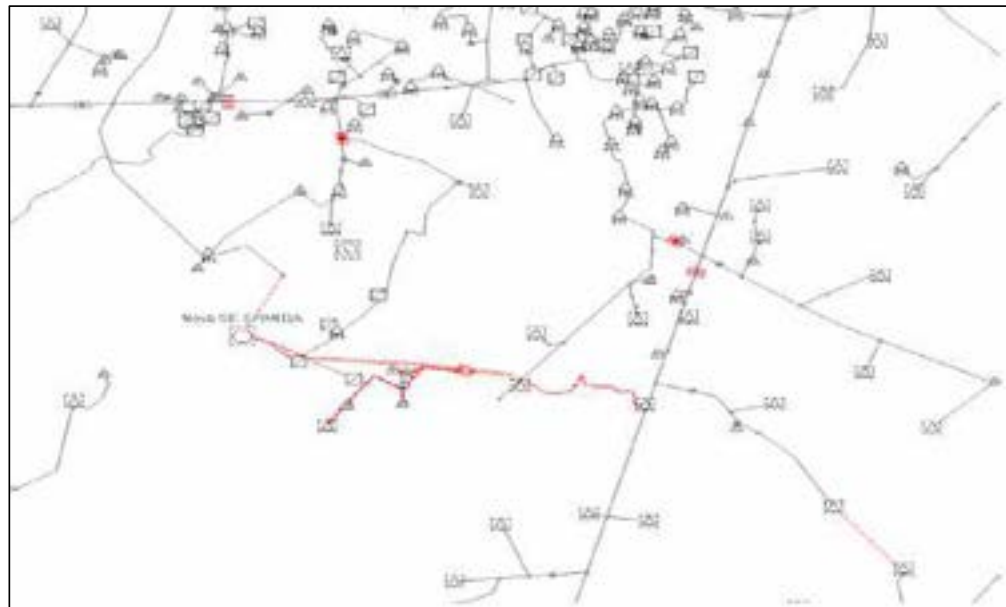


Figura 2. Nova SE Ermida e intervenções previstas na rede MT

Ficha n.º 53 - Projeto Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Beja

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 653	3 653
Custos Totais	4 345	4 345

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 53

<b>Motivação</b>	Garantia N-1 de alimentação AT/MT à cidade de Beja, capital de distrito.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Nova SE 60/15kV 31,5MVA em terreno existente no P. Industrial de Beja, alimentada em anel na linha 60kV Beja-Brinches. Prevê-se uma extensão de ≈ 1,5 km para a rede AT.
<b>2</b>	Alternativa de Flexibilidade: Requisitos de flexibilidade pretendem assegurar alimentação de consumos em regime de contingência da SE BEJA

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A escolha da alternativa 1 em detrimento da alternativa 2 deve-se ao facto de terem sido divulgados no mercado os requisitos de flexibilidade, contudo, não surgiram propostas que os cumprissem na totalidade. No entanto, está previsto relançar esses requisitos no curto prazo. A eventual apresentação de propostas que cumpram os requisitos permitirá diferir o investimento associado a este projeto.
---------------------------------	--

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	5 907
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	453 129
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>						
Rede AT	504	-	65	155	250	-
Instalações AT/MT	4 066	-	522	1 246	2 018	-
Rede MT	96	-	12	29	48	-
<b>TOTAL</b>	<b>4 666</b>	<b>-</b>	<b>599</b>	<b>1 430</b>	<b>2 316</b>	<b>-</b>
<b>Benefícios (k€)</b>						
Perdas	730	-	-	-	75	1 301
END	414	-	-	-	33	762
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 145</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>108</b>	<b>2 063</b>
<b>Ano 0:</b>	2028					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	21 766	22 193	22 628	23 070	23 520	23 979	24 445

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

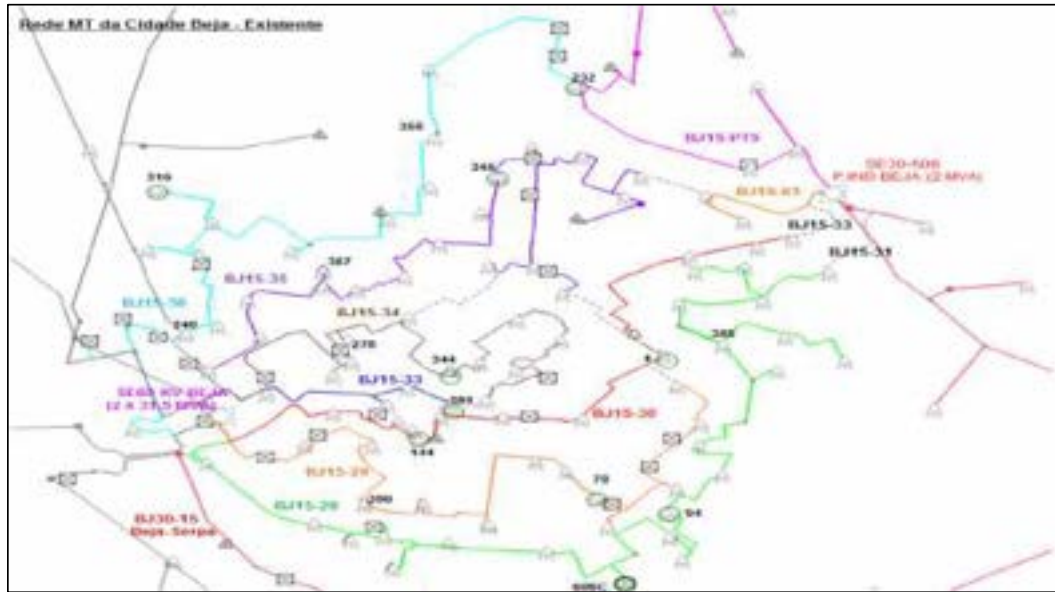


Fig. 1 - Rede Existente - Cidade de Beja

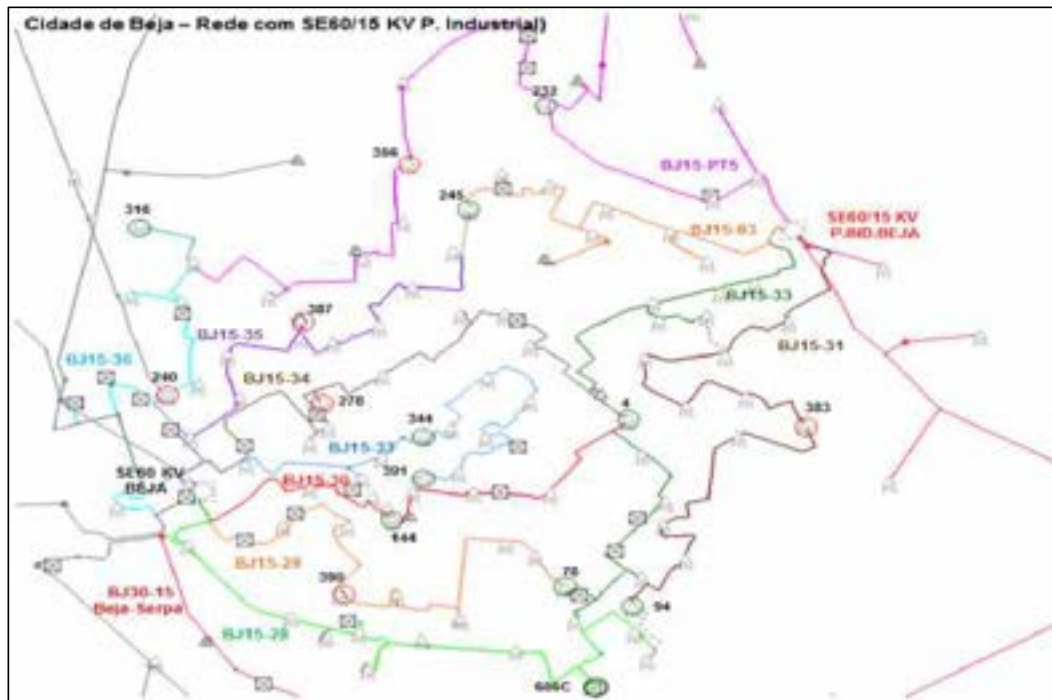


Fig. 2 - Rede com a nova SE AT/MT P Ind. Beja

Ficha n.º 54 - Projeto Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede

Subprograma:

Concelhos: Bragança

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 082	4 082
Custos Totais	4 854	4 854

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 54

Motivação	Reserva à capital de Distrito de Bragança.
-----------	--

Alternativas	1 Instalação de uma nova SE na zona a nordeste da cidade de Bragança, com um transformador 60/30 kV de 20MVA e um QMMT com 5 painéis de linha 30kV. Será alimentada em anel por rede aérea a 60 kV, a partir da linha entre Bragança e a SE de Macedo de Cavaleiros (REN), numa extensão prevista=14 km (2x7 km).
2	Alternativa de Flexibilidade: Requisitos de flexibilidade pretendem assegurar alimentação de consumos em regime de contingência da SE BRAGANÇA

Alternativa Seleccionada	1 A escolha da alternativa 1 em detrimento da alternativa 2 deve-se ao facto de terem sido divulgados no mercado os requisitos de flexibilidade, contudo, não surgiram propostas que os cumprissem na totalidade. No entanto, está previsto relançar esses requisitos no curto prazo. A eventual apresentação de propostas que cumpram os requisitos permitirá diferir o investimento associado a este projeto.
--------------------------	--

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	16 970
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	398 947
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
Investimento (k€)	Rede AT	1 489	-	128	619	638	-
	Instalações AT/MT	3 566	-	307	1 482	1 528	-
	Rede MT	162	-	14	67	70	-
	<b>TOTAL</b>	<b>5 218</b>	<b>-</b>	<b>450</b>	<b>2 168</b>	<b>2 236</b>	<b>-</b>
Benefícios (k€)	Perdas	640	-	-	-	70	994
	END	1 225	-	-	-	134	2 157
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 865</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>204</b>	<b>3 151</b>
Ano 0:	2028						

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)							
Regime N-1 (kW)	43 678	46 118	49 228	49 228	49 228	49 228	49 228

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

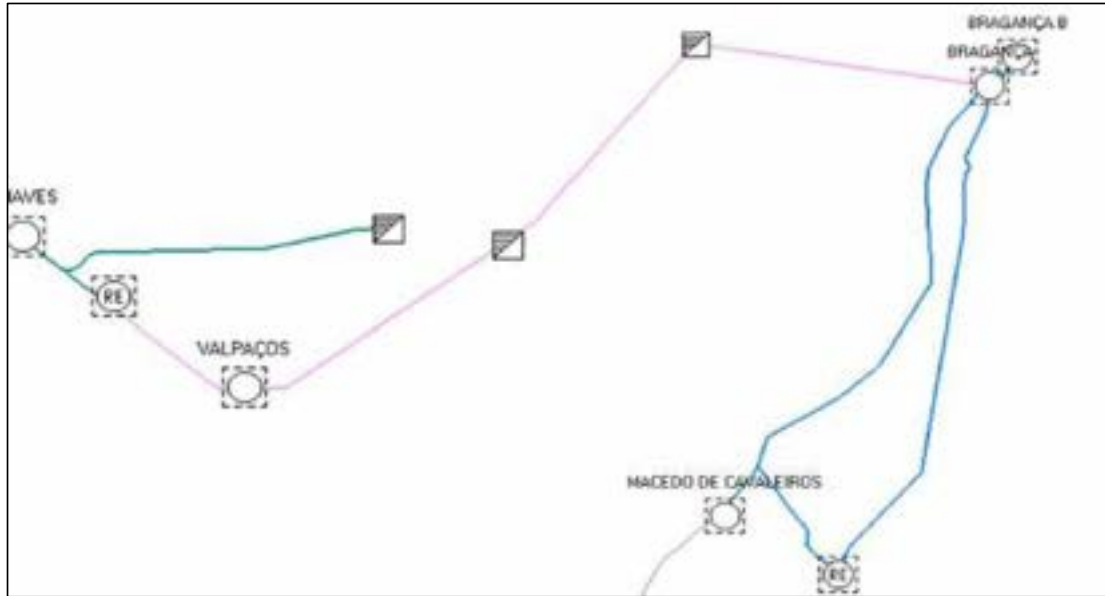


Figura 1. Ligação em PI da SE Bragança B na LN60 1124 Macedo Cavaleiros (REN)-Bragança II (Rede AT)



Figura 2. Zonas de intervenção previstas no projeto da nova SE Bragança B (Rede MT)



Ficha n.º 55 - Projeto Nova subestação AT/MT Caparide

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Cascais

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 372	3 810
Custos Totais	5 229	4 555

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 32	Ficha n.º 33	Ficha n.º 55

Motivação	Elevada utilização da transformação AT/MT na SE Parede.
-----------	---

Alternativas	1 Nova SE 60/10kV com um TP de 40MVA na localidade de Caparide, alimentação em antena à LA6043 através de 4km cabo LXHIOLE400. Inclui transição aérea-subterrânea para derivação em "T" junto ao apoio 11 da LA6043.
2	Alternativa de Flexibilidade: Requisitos de flexibilidade pretendem evitar subtensões ao nível da rede MT, assegurando alimentação de consumos em situação de contingência N-1 dos circuitos C.N.1594, SE PAREDE e C.N.1526, SE PAREDE.

Alternativa Seleccionada	A verificar-se provimento do leilão de flexibilidade para assegurar a potência não garantida até à execução do projeto, existe um benefício económico associado ao adiamento do investimento, o que levará à sua realização conforme descrito na Tabela 2.
--------------------------	--

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	40 730
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	1 587 600
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
Rede AT	1 934	-	-	-	1 509	223
Instalações AT/MT	3 262	-	-	-	2 546	377
Rede MT	640	-	-	-	500	74
<b>TOTAL</b>	<b>5 836</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 555</b>	<b>674</b>
Benefícios (k€)						
Perdas	2 586	-	-	-	-	4 763
END	2 986	-	-	-	-	5 499
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>5 571</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 261</b>
Ano 0:	2031					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	80
Regime N-1 (kW)	1 485	1 495	1 505	1 516	1 526	1 537	1 547

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O projeto foi recalendarizado, adiando-se o término devido à possibilidade de resolver os constrangimentos da rede com um mecanismo de flexibilidade.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

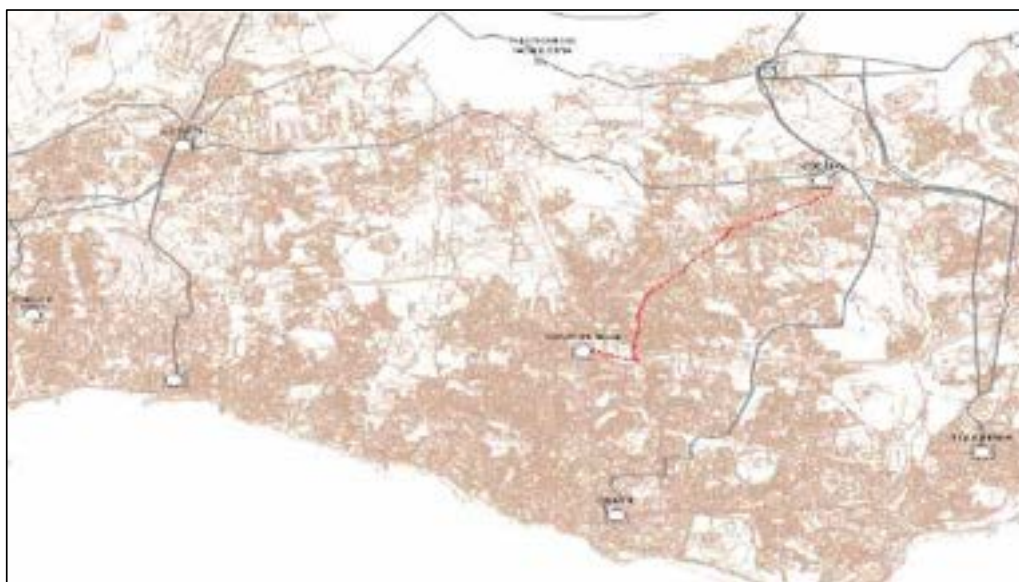


Figura 1. Rede AT.



Figura 2. Área de Influência de alimentação da nova SE CAPARIDE.

Ficha n.º 56 - Projeto Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martim Moniz)

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 716	2 793
Custos Totais	5 890	3 340

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 33	Ficha n.º 34	Ficha n.º 56

Motivação	A contínua elevada utilização da SE Praça da Figueira registada ao longo dos anos e a sobrecarga pontual dos TP AT/MT associados à impossibilidade ao reforço de potência da SE quer ao nível de transformação quer ao nível dos barramento MT.
-----------	---

Alternativas	1 Nova SE 60/10kV com um TP de 40MVA na freguesia de Arroios, alimentada por cabo subterrâneo 60kV a partir do PS Alto de São João com extensão prevista de ≈ 0,8km.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	17 450
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	399 535
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	6 513	2 550	2 401	939	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>6 513</b>	<b>2 550</b>	<b>2 401</b>	<b>939</b>	<b>-</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	-	-	-	109	995
	END	-	-	-	157	1 414
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>266</b>	<b>2 409</b>
Ano 0:	2027					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	2 329	2 336	2 335	2 337	2 339	2 342	2 191
Regime N-1 (kW)	6 132	6 152	6 150	6 153	6 160	7 154	7 009

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. Paralelamente, devido às dificuldades na aquisição do terreno, o projeto foi recalendarizado.



Figura 1. Rede AT.

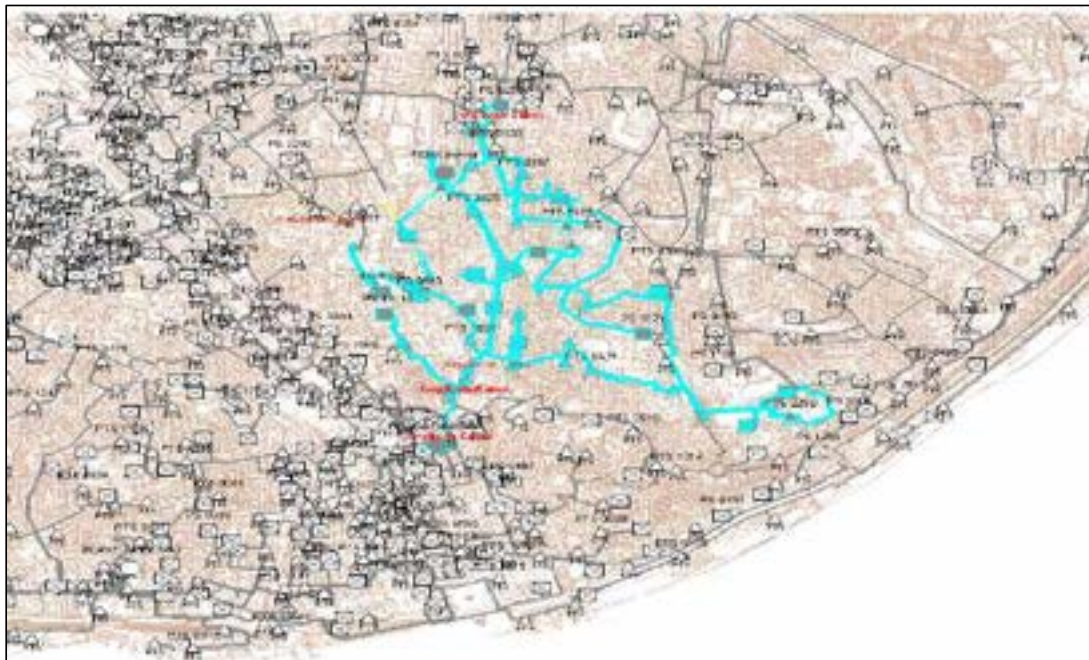


Figura 2. Área de influência de alimentação da nova SE PENA.



Ficha n.º 57 - Projeto Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Desenvolvimento de Rede  
 Subprograma:

Concelhos: Beja e Mértola

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 653	1 300
Custos Totais	1 975	1 553

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 35	Ficha n.º 36	Ficha n.º 57

Motivação	Necessidade de reforçar a rede 15 kV entre a SE Beja e Albernoa e entre SE Cerro Calvário e Corte Cobres, a fim de garantir reserva N-1 com condições regulamentares de queda de tensão.
-----------	--

Alternativas	1 Reforço do eixo 15 kV principal Mértola-Corte Cobres e da linha Beja-Albernoa
2	Alternativa de Flexibilidade: Requisitos de flexibilidade pretendem evitar subtensões ao nível da rede MT, assegurando alimentação de consumos em situação de contingência N-1 dos circuitos SE BEJA - Albernoa e SE CERRO DO CALVÁRIO - Corte Cobres

Alternativa Seleccionada	A verificar-se provimento do leilão de flexibilidade para assegurar a potência não garantida até à execução do projeto, existe um benefício económico associado ao adiamento do investimento, o que levará à sua realização conforme descrito na Tabela 2.
--------------------------	--

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	2 448
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	262
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	414

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
Rede AT	-	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	2 202	-	-	-	1 553	422
<b>TOTAL</b>	<b>2 202</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 553</b>	<b>422</b>
Benefícios (k€)						
Perdas	-	-	-	-	-	797
END	-	-	-	-	-	330
Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-	4 413
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 540</b>

Ano 0: 2031

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	353	388	395	421	454	462	476
Regime N-1 (kW)							

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. Foi calendarizado para término após 2030, dada a possibilidade de se resolverem os constrangimentos da rede com um mecanismo de flexibilidade.



Ficha n.º 58 - Projeto Conversão 30 kV Terena-A Marmelos-Fase 2

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
**Subprograma:** Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST  
**Concelhos:** Alandroal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	697	697
Custos Totais	831	831

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 61	Ficha n.º 58

Motivação	Projeto estruturante consistindo na conversão de rede 15 kV a 30 kV no concelho do Alandroal, com estabelecimento de bi-alimentação a 50% da rede Terena-Reguengos e Terena-Guadiana, atualmente sem recurso.
-----------	---

Alternativas	1	Conversão de rede 15 kV a 30 kV da actual EV15-30 Terena-Aldeia Marmelos e substituição de LA antigas. Ligação a 30 kV à EV30-16 Terena-Guadiana, actualmente totalmente radial e sem recurso (por ser circundada apenas por rede 15 kV).
	2	Não se identificaram outras alternativas com melhor desempenho para os objectivos pretendidos.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados																															
		<b>Base E-REDES</b>																														
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,2139																														
	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,5573																														
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais																															
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Atualizado ano 0</th> <th>Até 2025</th> <th>2026</th> <th>2027</th> <th>2028-30</th> <th>Após 2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Rede AT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Instalações AT/MT</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Rede MT</td> <td>919</td> <td>-</td> <td>295</td> <td>466</td> <td>70</td> </tr> <tr> <td><b>TOTAL</b></td> <td><b>919</b></td> <td><b>-</b></td> <td><b>295</b></td> <td><b>466</b></td> <td><b>70</b></td> </tr> </tbody> </table>	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	Rede AT	-	-	-	-	-	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	Rede MT	919	-	295	466	70	<b>TOTAL</b>	<b>919</b>	<b>-</b>	<b>295</b>	<b>466</b>	<b>70</b>
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030																										
	Rede AT	-	-	-	-	-																										
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-																										
	Rede MT	919	-	295	466	70																										
<b>TOTAL</b>	<b>919</b>	<b>-</b>	<b>295</b>	<b>466</b>	<b>70</b>																											
Investimento (k€)																																
Ano 0:	2028																															

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 59 - Projeto Nova saída 15 kV Lamas-Sande

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
 Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Braga e Guimarães

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	567	567
Custos Totais	676	676

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 59

Motivação	Melhoria da qualidade de serviço técnica pela redução da extensão de circuitos e consequente redução de SAIDI.
-----------	--

Alternativas	1 Estabelecimento de nova saída da SE Lamas, alimentando carga da zona de Sande e Taipas atualmente alimentadas por SE S. João de Ponte.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
	<b>Base E-REDES</b>						
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,1542					
	Redução de MAIFI MT (inc.)						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	Investimento (k€)	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
		Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	97	-	36	56	-
		Rede MT	622	-	229	355	-
		<b>TOTAL</b>	<b>719</b>	<b>-</b>	<b>265</b>	<b>411</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027						

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

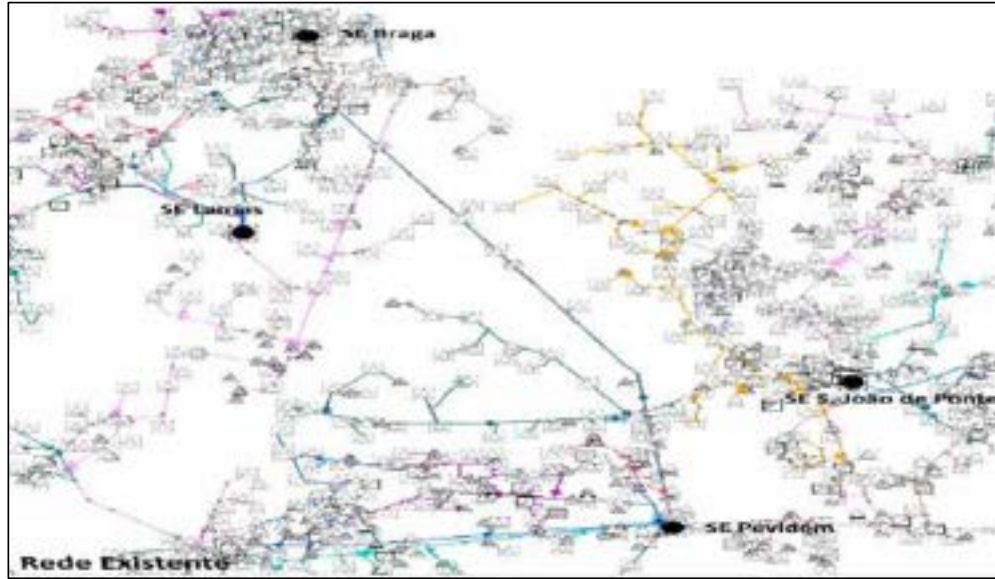


Figura 1. Rede Existente

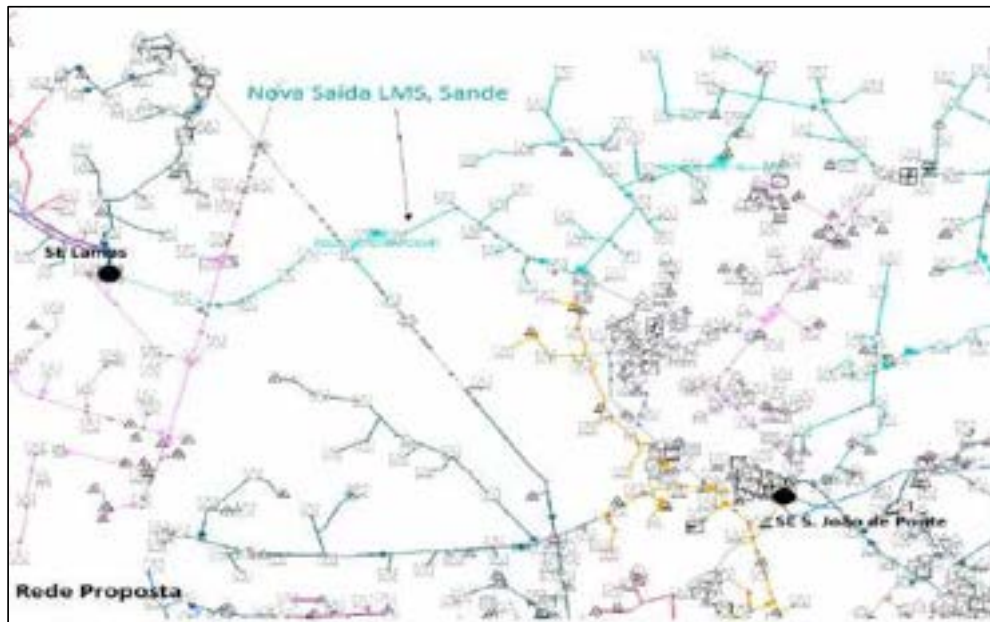


Figura 2: Rede Proposta

Ficha n.º 60 - Projeto Nova saída 15 kV Marco Canaveses-Campelo

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
 Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Baião e Marco de Canaveses

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	517	517
Custos Totais	615	615

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 60

Motivação	Melhoria da qualidade de serviço técnica pela redução da extensão de circuitos e consequente redução de SAIDI.
-----------	--

Alternativas	1	Estabelecimento de nova saída da SE Marco de Canaveses, alimentando carga das saídas Esmoriz e Amarante da SE Marco de Canaveses, podendo recorrer a sede de concelho Baião.
	2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
	<b>Base E-REDES</b>						
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,0600					
	Redução de MAIFI MT (inc.)						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	Investimento (k€)	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
		Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	98	-	13	26	52
		Rede MT	561	-	77	146	301
		<b>TOTAL</b>	<b>659</b>	<b>-</b>	<b>90</b>	<b>172</b>	<b>353</b>
<b>Ano 0:</b>		2028					

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Rede Existente

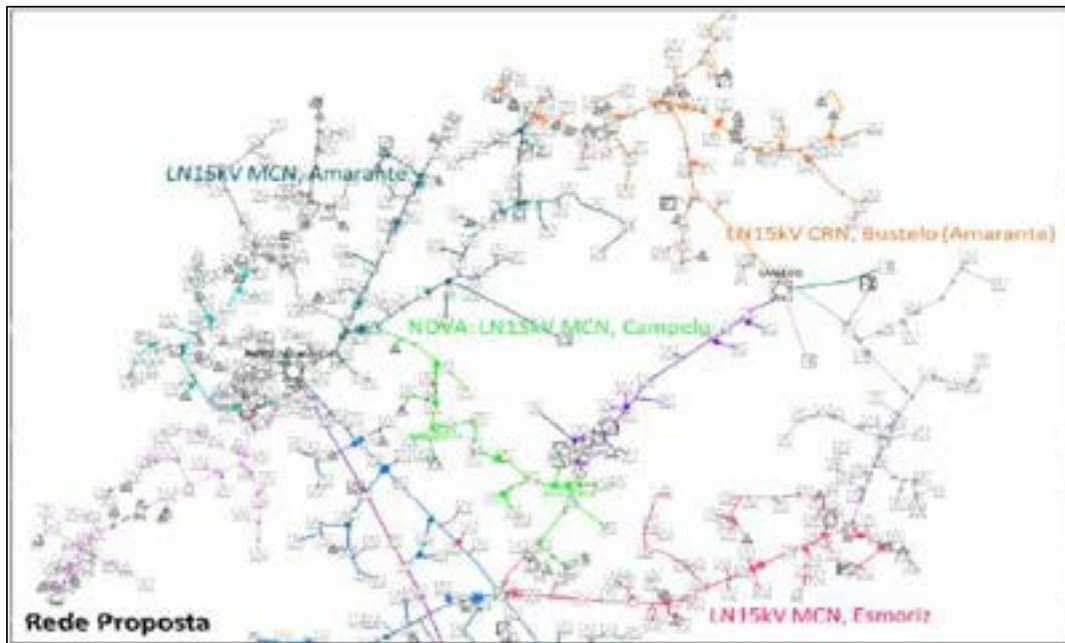


Figura 2: Rede Proposta

Ficha n.º 61 - Projeto Nova Saída 30 kV da SE Aljustrel

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
 Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Aljustrel, Ourique

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	718	718
Custos Totais	856	856

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 60	Ficha n.º 57	Ficha n.º 61

Motivação	O projeto destina-se a reduzir o comprimento de rede afecta à BJ30-23 Aljustrel - Odemira (actualmente acima dos 200 km de rede). Linearização da rede e bi-alimentação de zonas com alimentação radial. Incremento do TCMT em função das alterações estruturantes.
-----------	---

Alternativas	1 Nova linha 30kV da SE Aljustrel integrando parte da BJ30-38 Aljustrel-Alvalade e principalmente da BJ30-23 Aljustrel-Odemira.
	2 Não se identificaram outras alternativas com melhor desempenho para os objectivos pretendidos.

Alternativa Seleccionada	1 Alternativa mais económica
--------------------------	------------------------------

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados					
		Base E-REDES				
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,1914				
	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,6228				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	946	-	320	433	103
	<b>TOTAL</b>	<b>946</b>	<b>-</b>	<b>320</b>	<b>433</b>	<b>103</b>
Ano 0:	2028					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.



Ficha n.º 62 - Projeto Nova saída 30 kV Montemor-Vale Figueira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
 Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Montemor-o-Novo

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	762	762
Custos Totais	909	909

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 60	Ficha n.º 62

Motivação	Projeto estruturante consistindo no estabelecimento de nova saída 30 kV da SE Montemor, tendo por objetivo a melhoria QS em cerca de 100 km de rede MT existente, onde se inclui a bi-alimentação de 30% de rede atualmente sem possibilidade de reserva N-1 (recurso).
-----------	---

Alternativas	1 Estabelecimento de nova linha 30 kV mista (LA/LS) entre a SE Montemor e Foros de Vale Figueira.
	2 Não se identificaram outras alternativas com melhor desempenho para os objectivos pretendidos.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados					
		<b>Base E-REDES</b>				
	Redução de SAIDI MT (min.)	0,1922				
	Redução de MAIFI MT (inc.)	0,6202				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		<b>Atualizado ano 0</b>				
		<b>Até 2025</b>				
		<b>2026</b>				
		<b>2027</b>				
		<b>2028-30</b>				
		<b>Após 2030</b>				
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	455	-	159	196	57
	Rede MT	548	-	191	236	69
	<b>TOTAL</b>	<b>1 004</b>	<b>-</b>	<b>350</b>	<b>432</b>	<b>127</b>
Ano 0:	2028					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 63 - Projeto Nova SE 60/15 kV Portelas

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica  
 Subprograma: Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdE com pior QST

Concelhos: Lagos

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 501	3 205
Custos Totais	5 544	3 826

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 61	Ficha n.º 58	Ficha n.º 63

**Motivação**  
 Estabelecimento de novo injector AT/MT para MQS em várias vertentes: redução comprimento e PdE por saída MT, bi-alimentação de zonas sem recurso MT, desmontagem de LA antigas, incremento rede subterrânea e TCMT. Paralelamente, aumento da capacidade da rede para os crescimentos futuros das cargas.

**Alternativas**  
 1 Nova SE 60/15kV com 1 TP de 20MVA em Portelas (Lagos), alimentada em anel na LN60 0058 PORTO DE LAGOS-LAGOS com extensão prevista de ≈ 2x2,5 km, em apoio comum.  
 2 Não se identificaram outras alternativas com melhor desempenho para os objectivos pretendidos.

**Alternativa Seleccionada**  
 1 Trata-se da solução com melhor enquadramento para a melhoria da QST no concelho de Lagos.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Benefícios esperados

	Base E-REDES
Redução de SAIDI MT (min.)	0,9240
Redução de MAIFI MT (inc.)	0,1290

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
Rede AT	1 280	312	351	343	-	-
Instalações AT/MT	3 428	974	1 096	1 071	-	-
Rede MT	1 524	433	488	476	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>6 233</b>	<b>1 719</b>	<b>1 935</b>	<b>1 891</b>	-	-

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Considera o último orçamento elaborado. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 64 - Projeto Remodelação do SPCC do PC Trajouce

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Concelhos: Cascais

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 700	999
Custos Totais	2 126	1 197

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 92	Ficha n.º 81	Ficha n.º 64

Motivação	Unidade Remota Telecomandada, Sistemas de Protecção e Cartas obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	19				
	Índice de Saúde (0 a 100)	53,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 266	929	1 197	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 266</b>	<b>929</b>	<b>1 197</b>	-	-
Ano 0:	2026					

Ficha n.º 65 - Projeto Renov SPCC SE Sobreira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC  
 Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	810	209
Custos Totais	1 047	250

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 88	Ficha n.º 78	Ficha n.º 65

Motivação	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	38				
	Índice de Saúde (0 a 100)	18,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 132	797	250	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 132</b>	<b>797</b>	<b>250</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento revisto face ao aumento de preços. Projeto recalendarizado uma vez que só será concluído em 2026 após a renovação do andar AT/MT da Sobreda que se prevê concluir em 2025.

Ficha n.º 66 - Projeto Renovação do SPCC da SE Porto de Lagos

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Concelhos: Portimão

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	950	392
Custos Totais	1 210	469

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 95	Ficha n.º 85	Ficha n.º 66

<b>Motivação</b>	Sistemas de Protecção AT obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC (componente AT).
<b>Alternativas</b>	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir	
	<b>Características do ativo</b>	
	Idade do Ativo (anos)	27
	Índice de Saúde (0 a 100)	35,0
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais	
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>
	<b>Ano 0:</b>	2026
	Rede AT	-
	Instalações AT/MT	1 299
	Rede MT	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 299</b>
	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>
	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>
	<b>Após 2030</b>	<b>Após 2030</b>
	-	-
	-	-
	-	-
	-	-
	-	-



Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Projeto recalendarizado uma vez que se encontra em estudo a necessidade de uma intervenção mais profunda no edifício da instalação.

Ficha n.º 67 - Projeto Renovação do SPCC da SE Távira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Concelhos: Távira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	825	550
Custos Totais	1 024	659

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 96	Ficha n.º 86	Ficha n.º 67

Motivação	Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC. Instalação de Sistema de Monitorização de Arco Interno.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1 Face às atuais limitações e desatualização dos equipamentos, não se consideram alternativas para além da sua substituição.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	32				
	Índice de Saúde (0 a 100)	53,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 087	365	659	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 087</b>	<b>365</b>	<b>659</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento revisto face ao aumento de preços.

Ficha n.º 68 - Projeto Renovação do SPCC SE Campo 24 de Agosto

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC  
 Subprograma:

Concelhos: Porto

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	934	592
Custos Totais	1 163	709

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 75	Ficha n.º 68

Motivação	Unidade Remota Telecomandada e Sistemas de Protecção obsoletos e a ultrapassar o seu período de vida útil. Existe risco significativo para o funcionamento da instalação e para a qualidade de serviço prestada. Dificuldade de manutenção de componentes descontinuados.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos actuais equipamentos por novo SPCC e modificação do andar AT para a configuração linha AT directa a TP.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	29					
	Índice de Saúde (0 a 100)	47,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 236	453	709	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 236</b>	<b>453</b>	<b>709</b>	-	-	-
	Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Orçamento revisto face ao aumento de preços.

Ficha n.º 69 - Projeto Renovação SPCC SE France

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Automação de SE e Modernização de SPCC

Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Cerveira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	575	250
Custos Totais	730	299

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 69

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade) e SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	Características do ativo					
	Idade do Ativo (anos)	24				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,7				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	812	431	180	119	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>812</b>	<b>431</b>	<b>180</b>	<b>119</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto estava incluído no PDIRD-E 2020 Atualização. No entanto, não estava descrito individualmente porque o valor previsto do orçamento era inferior a 500.000€.

Ficha n.º 70 - Projeto Modif LN60 Canelas-Vila Nova Gaia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 444	1 144
Custos Totais	1 762	1 364

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 66	Ficha n.º 64	Ficha n.º 70

Motivação	Integração paisagística da linha aérea AT Canelas - Vila Nova de Gaia na zona urbana de Vila Nova de Gaia.
-----------	--

Alternativas	1 Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Canelas - Vila Nova de Gaia, entre a subestação Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 16.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados							
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar					367		
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
			Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	2 331	398	343	340	681	-
		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>2 331</b>	<b>398</b>	<b>343</b>	<b>340</b>	<b>681</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2029						



Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 71 - Projeto Modif LN60 Carriche-Aroja-Qt Caldeira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Lisboa, Loures e Odivelas

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	5 770	3 036
Custos Totais	7 252	3 627

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 72	Ficha n.º 70	Ficha n.º 71

<b>Motivação</b>	Integração paisagística das linhas aéreas de alta tensão Carriche - Casal S. Brás, Alto Mira - Casal S. Brás II, Carriche - Arroja, Carriche - Quinta da Caldeira, Caneças - Arroja e Variante Interligação LA6078-LA6138 nas zonas urbanas de Odivelas, Loures e Lisboa.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Carriche-Aroja, Caneças-Aroja, Carriche-Quinta da Caldeira até ao apoio 26. Desmontar as linhas aéreas Carriche-Casal S. Brás e Alto Mira-Casal S. Brás II.
2	Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Carriche-Aroja, Caneças-Aroja e Carriche-Quinta da Caldeira. Desmontar as linhas aéreas Carriche-Casal S. Brás e Alto Mira-Casal S. Brás II.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	2 A alternativa 2 permite a desmontar maior quantidade de rede aérea AT. A alternativa 1 permite desmontar 22,7km de linhas aéreas de alta tensão, e a alternativa 2 permite desmontar 27,5km de linhas aéreas de alta tensão.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados</b>	Tabela 1. Benefícios esperados					
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	2038				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	8 991	3 624	2 150	1 477	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>8 991</b>	<b>3 624</b>	<b>2 150</b>	<b>1 477</b>	-
<b>Ano 0:</b>	2027					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas no Projeto de modificação de linha 60kV (AT)

Ficha n.º 72 - Projeto Modif LN60 Coina-Ct Barreiro e Barreiro

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas  
 Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 296	2 509
Custos Totais	4 041	2 997

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 73	Ficha n.º 71	Ficha n.º 72

**Motivação**  
 Integração paisagística das linhas aéreas AT Coina-Central do Barreiro e Barreiro na zona urbana do Barreiro.

**Alternativas**  
 1 Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Coina - Central do Barreiro, entre o novo apoio n.º 23 e o PS Central do Barreiro. A linha aérea do Barreiro é para desmontar.  
 2 Passar cabo subterrâneo entre o novo apoio n.º 23 da linha Coina-Central do Barreiro e a SE do Barreiro ( ≈ 5,5km). Desmontar as linhas aéreas do Barreiro, e Coina-Central do Barreiro entre o novo apoio 23 e o PS Central do Barreiro( ≈ 6,6 km).

**Alternativa Seleccionada**  
 2 Para a mesma quantidade de rede a desmontar, a Alternativa 2 apresenta indicadores económicos mais interessantes. Alternativa 1 com custos primários de 3 372 406€ e a alternativa 2 com custos primários de 3 296 092€.

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	844
---	-----

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	4 627	951	1 680	1 051	-
Instalações AT/MT	391	93	163	102	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>5 018</b>	<b>1 044</b>	<b>1 844</b>	<b>1 154</b>	-	-

Ano 0: 2027

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas no Projeto de modificação de linha 60kV (AT)

Ficha n.º 73 - Projeto Modif LN60 Custóias-PCCircunvalação I II

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Promoção Ambiental

Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	4 302	3 257
Custos Totais	5 268	3 883

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 67	Ficha n.º 65	Ficha n.º 73

Motivação	Integração paisagística das linhas aéreas AT Custóias - Circunvalação I e Custóias - Circunvalação II na zona urbana de Matosinhos.
-----------	---

Alternativas	1 Modificar para cabo subterrâneo as linhas aéreas Custóias - Circunvalação I e Custóias - Circunvalação II, entre a subestação de Custóias (REN) e o PC da Circunvalação.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	1086
---	------

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	7 023	1 386	1 160	1 152	1 571	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>7 023</b>	<b>1 386</b>	<b>1 160</b>	<b>1 152</b>	<b>1 571</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

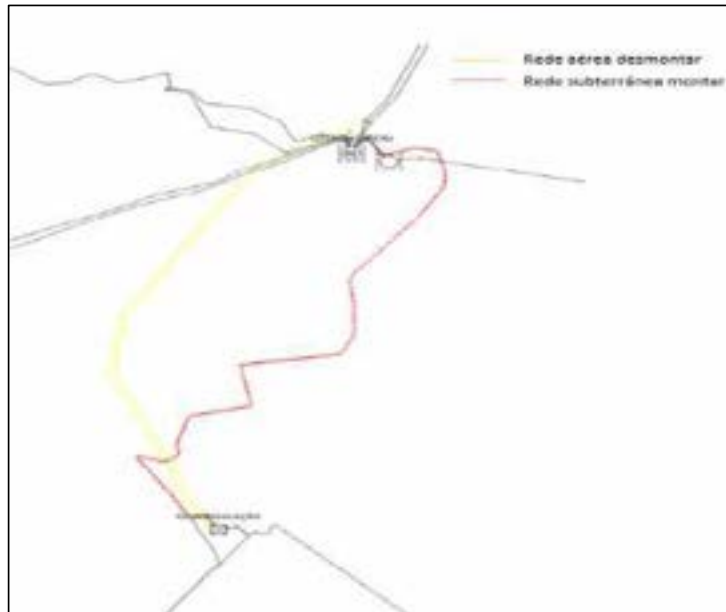


Figura 1. Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 74 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Custoias-Amieira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Promoção Ambiental

Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Maia e Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	6 643	5 333
Custos Totais	8 094	6 356

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 68	Ficha n.º 66	Ficha n.º 74

Motivação	Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Lipor II, Vermoim - Amieira, Custóias - Amieira, Amieira - Custóias, Ermesinde - Amieira, Vermoim - Custóias II e EFACEC, nas zonas urbanas da Maia e Matosinhos.
-----------	--

Alternativas	1 Estabelecimento de três circuitos subterrâneos: Vermoim-PC Leça do Balio, Custóias-Efacec e Amieira-PC Prelada. Desmontagem das LAT Vermoim-Custóias II, Ermesinde-Amieira, Custóias-Amieira e EFACEC, Amieira-Custóias e parcialmente Vermoim-Amieira.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada	1
-------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar					1659	
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
		10 444	1 738	2 307	2 187	1 862	-
		-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-
	<b>10 444</b>	<b>1 738</b>	<b>2 307</b>	<b>2 187</b>	<b>1 862</b>	<b>-</b>	
Ano 0:	2028						



Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 75 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Promoção Ambiental

Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Maia, Valongo e Gondomar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	10 634	9 659
Custos Totais	12 806	11 514

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 69	Ficha n.º 67	Ficha n.º 75

Motivação	Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Gueifães, Vermoim - Alfena, Vermoim - C.P. Travagem I, Vermoim - C.P. Travagem II, Gueifães - Sociedade Portuguesa de Oxigénio e Alfena - Águas de Lever nas zonas urbanas da Maia, Valongo e Gondomar.
-----------	--

Alternativas	1 Estabelecer LS VRM-Gueifães, da SE Ermesinde até SE CPTravagem e Ap26 VRM-Alfena, do Ap4 Alfena-Ág Lever até SE CP Travagem. Desmontar LA VRM-Gueifães,VRM-CPTravagem I/II, Gueifães-S Port Oxigénio até Ap21 e AFN-Ág Lever entre apoios 4 e 6.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Selecionada	1
-------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	1475					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

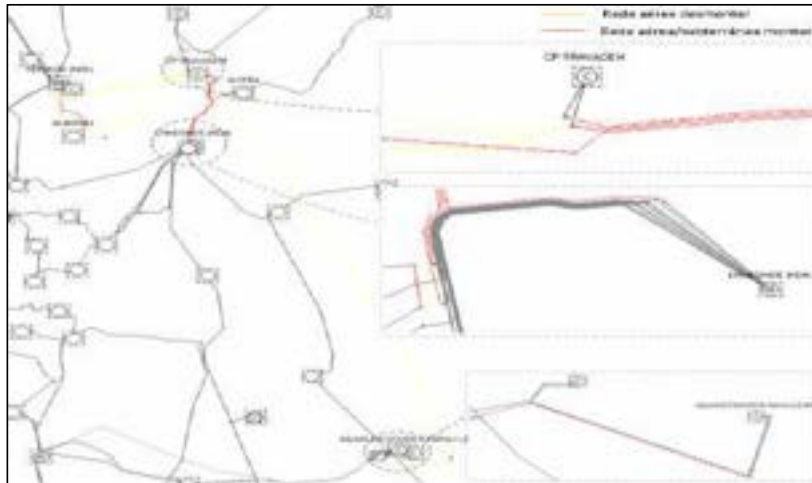


Figura 1. Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 76 - Projeto Modif LN60 Vermoim-Maia I e II

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Maia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	5 110	3 500
Custos Totais	6 314	4 180

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 70	Ficha n.º 68	Ficha n.º 76

Motivação	Integração paisagística das linhas aéreas AT Vermoim - Maia I, Vermoim - Maia II, Vermoim - Mosteiró e Mosteiró - Beiriz na zona urbana da Maia.
-----------	--

Alternativas	<p>1 Mod VRM-Maia I/II p/ LS.Desmontar LAAT VRM-Mosteiró,MST-Beiriz do Ap2-Ap junção LA VNF-Beiriz,Maia-Lactogal da SE Maia-Ap35,Mindelo-Infineon Ap14-Ap24, Beiriz-Infineon da SE Beiriz-AP32.Reforçar LAAT das SE Mosteiró,Lactogal e Infineon à LA Maia-VCD.</p> <p>2 Modificar para cabo subterrâneo AT as LAAT VRM-Maia I/II. Desmontar as LAAT Vermoim-Mosteiró, Mosteiró-Beiriz do Ap2 ao apoio de confluência com a futura linha Vila Nova de Famalicão - Beiriz.</p>
--------------	---

Alternativa Seleccionada	<p>2</p> <p>A alternativa 2 é a alternativa menos onerosa.</p>
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Benefícios esperados						
							696
	Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar						696
Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	7 878	2 134	2 375	1 805	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>7 878</b>	<b>2 134</b>	<b>2 375</b>	<b>1 805</b>	-	-
Ano 0:	2027						

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 77 - Projeto Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Promoção Ambiental  
 Subprograma: Integração Paisagística de Redes Aéreas

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 042	1 542
Custos Totais	2 501	1 838

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 71	Ficha n.º 69	Ficha n.º 77

Motivação	Integração paisagística da linha aérea AT Vila Nova de Gaia - Pedroso na zona urbana de Vila Nova de Gaia.
-----------	--

Alternativas	1 Modificar para cabo subterrâneo a linha aérea Vila Nova de Gaia - Pedroso, entre a subestação Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 10.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

Estimativa do número de consumidores na faixa da rede a desmontar	476
---	-----

Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
Rede AT	3 309	663	462	458	918	-
Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3 309</b>	<b>663</b>	<b>462</b>	<b>458</b>	<b>918</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029					

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Período de realização deste projeto foi ajustado face às dificuldades que se têm verificado na aprovação de traçados por parte das entidades externas e na obtenção da autorização para execução das obras. Foi atualizado o valor deste projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

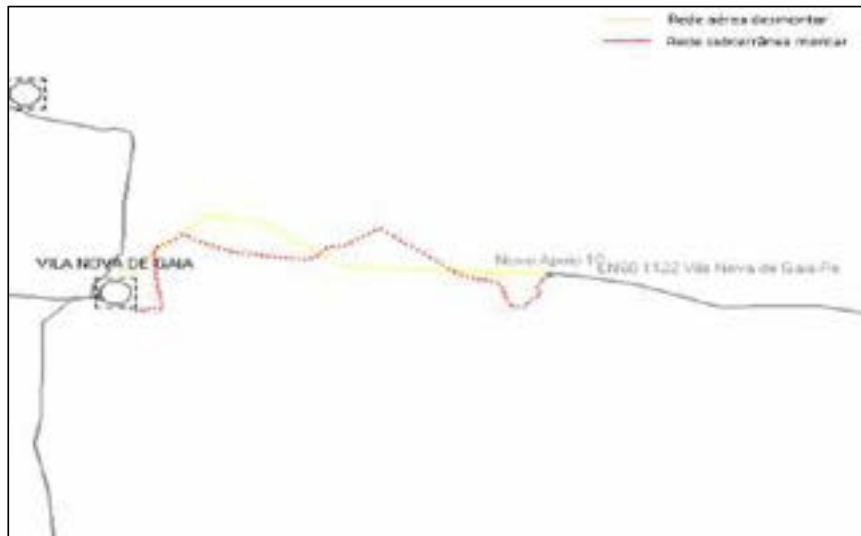


Figura 1. Intervenções previstas na Integração Paisagística AT

Ficha n.º 78 - Projeto PowerLines4Birds

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Promoção Ambiental

Subprograma:

Concelhos: Vários

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 532	899
Custos Totais	4 568	1 078

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 78

Motivação	Para criar um programa específico para a distribuição de energia elétrica a nível nacional, foi apresentada a candidatura ao programa LIFE com o Projeto LIFE PowerLines4Birds. O objetivo é corrigir linhas elétricas usando tecnologias que reduzam a mortalidade de espécies protegidas em ZPE.
-----------	--

Alternativas	1 O objetivo do PowerLines4Birds é a correção de 250km linhas elétricas através da aplicação de diversas tecnologias para reduzir a mortalidade de 7 espécies com estatuto de proteção elevado em 14 Zonas de Proteção Especial
2	Não foram identificadas alternativas

Alternativa Seleccionada	1 O objetivo do PowerLines4Birds é a correção de 250km linhas elétricas através da aplicação de diversas tecnologias para reduzir a mortalidade de 7 espécies com estatuto de proteção elevado em 14 Zonas de Proteção Especial
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a Intervir

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	3 490	1 078	-	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>3 490</b>	<b>1 078</b>	-	-
Ano 0:	2026					



A aceitação pela CE da candidatura ao projeto, a 30 de setembro de 2022, ocorreu posteriormente à apresentação da proposta do PDIRD-E 2020 Atualização. O investimento líquido da participação de 75% prevista pela CE tem tido enquadramento orçamental nas verbas previstas no PDIRD-E anterior.

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Ficha n.º 79 - Projeto Inst 48FO Castro D'aire-Bustelo-V.Soeiro

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Sub-rubrica: Expansão da Rede de Fibra Óptica (Conetividade Resiliente)

Concelhos: Castro Daire

Investimento (k€)	Total	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Custos Primários (*)	447	447	Incluído	Não	Não	Ficha n.º 79
Custos Totais (*)	533	533				

(\*) Valores referentes apenas ao investimento regulado que representa 50% do investimento total

Motivação	<p>No âmbito do plano de investimento SISOT, este projeto, que contempla a instalação de cabo FO do tipo OPGW 48 fibras nas LN aérea MT Castro D'aire - Bustelo e Castro D'aire - Vale do Soeiro, foi identificado como prioritário, sendo o seu objetivo principal garantir a ligação primária de comunicações à SE AT/MT Castro D'Aire, através da Rede privativa E-REDES de Fibra Ótica (FO), (cuja ligação atualmente é suportada numa ligação de rádio feixe hertziano) e, assim, cumprir a Estratégia de Expansão desta Rede em vigor.</p> <p>Este projeto vai garantir uma disponibilidade superior a 99,999 das comunicações de suporte aos serviços críticos para a exploração da RESP na referida SE, concretamente: telecomando SE, telecontagem, teleengenharia, teleproteções, sensorização, monitorização da qualidade de energia, monitorização dos sistemas de alimentação recursiva e voz. Também visa reforçar a capacidade da rede de comunicações no local, permitindo a disponibilização de mais serviços, nomeadamente, aqueles com maiores necessidades de largura de banda e /ou latência (ex: proteções diferenciais, videovigilância para controlo de acessos), criando as condições necessárias para o cumprimento de outras políticas em vigor. Permitirá ainda dar suporte de comunicações ao telecomando do PC MT Castro D'Aire.</p>
-----------	--

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)					
	Projeto Inst 48FO Castro D'aire-Bustelo-V.Soeiro	-	-	-	1 066	-
	<b>TOTAL</b>	-	-	-	<b>1 066</b>	-

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto foi incluído no PDIRD-E 2020 Atualização mas, uma vez que o seu valor de investimento era inferior a 500€, não foi inscrito de forma individualizada, pelo que integrava a verba referente ao subprograma Expansão da Rede de Fibra Ótica.

Embora este projeto estivesse previsto iniciar no período 2021-2025, por impossibilidade de consignação da linha, foi necessário ser revisto, o que resultou na alteração ao projeto inicialmente definido e, conseqüente, aumento do investimento estimado para a sua execução e alteração da data prevista para o início do projeto.

Ficha nº 80 - Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT

Tipo de investimento: Específico  
 Programa de Investimento: Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
 Rubrica: Digitalização e Inovação da Rede

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 622	600
Custos Totais	2 071	716

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha nº 98	Ficha nº 88	Ficha n.º 80

Motivação	<p>O conhecimento das principais variáveis do funcionamento e medidas na Rede Elétrica de Distribuição (e do sistema elétrico na sua globalidade) nomeadamente os valores das contagens em particular na rede MT e saídas de subestações, são um contributo essencial à implementação da transformação digital associado ao conceito de rede inteligente, possibilitando um mais preciso balanço energético, nomeadamente nas SE AT/MT, em coordenação com as plataformas centrais, disponibilizando novas funções e ferramentas viabilizando a análise e detecção de focos de perdas na RND, que tem impacto directo nos resultados da E-REDES.</p>
	<p>No paradigma tecnológico atual, o balanço energético é calculado com uma resolução mensal, apesar de ter na sua base medidas de quarto de hora, sendo que existem problemas quer de cobertura de telecontagem em todos os pontos no perímetro das zonas a analisar, como as saídas das Subestações, como ainda o estado de funcionamento de muita da telecontagem na MT, nomeadamente em PTs, não permite também a sua recolha e, portanto, integração no balanço.</p>
	<p>Esta realidade encerra riscos associados à imprecisão originada no cálculo e no tempo necessário à constituição do balanço, com o conseqüente atraso nas ações tomadas, possibilitando que infratores desativem dispositivos anti-fraude e sejam criadas dificuldades na sua análise e deteção.</p>

Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados	Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
		Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	1 355	359	357	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 355</b>	<b>359</b>	<b>357</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto constava no PDIRD-E 2020 Atualização com um valor de investimento previsto a partir do ano 2025 superior ao agora apresentado no PDIRD-E 2024. Esta diferença é justificada por uma revisão realizada a este projeto, que resultou num número inferior de instalações a incluir neste âmbito e, consequente, diminuição da verba de investimento.

Ficha nº 81 - Projeto Modernização das Redes Móveis AT/MT

**Tipo de investimento:** Específico  
**Programa de Investimento:** Sist. Intel. De Supervisão e Oper. e Telecomunicações  
**Rubrica:** Conectividade Resiliente

**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
<b>Custos Primários</b>	12 152	12 152
<b>Custos Totais</b>	14 474	14 474

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 81

**Motivação**

O recurso às redes públicas de serviço móvel terrestre tem sido um elemento central na estratégia de conectividade capilar da E-REDES, permitindo um desempenho mais eficiente nas suas funções como Operador da Rede de Distribuição. Em especial, este recurso suporta as comunicações M2M (Machine-to-Machine), essenciais para a digitalização e automatização da rede elétrica. Destaca-se o papel crucial nas operações de telecommando da rede de Média Tensão e nas funções de telemetria da rede inteligente, sendo fundamental para a concretização do plano de transição energética no setor elétrico, evidenciado pelo crescimento da geração distribuída renovável e pela eletrificação dos transportes. Além disso, o aumento do número de ativos técnicos conectados impulsionou a qualidade do serviço, permitindo a disponibilização de novas ferramentas de gestão internas e a oferta de novos serviços de valor acrescentado aos clientes.

A constituição do Operador Móvel Virtual Privado da E-REDES, que interliga com os três principais operadores de redes móveis nacionais, reforçou esta estratégia, integrando numa relação dinâmica as Redes Privativa e Públicas, sem dependência exclusiva (lock-in). Esta abordagem promove uma competitividade tecnológica e uma resiliência superior, conferindo assim uma resposta eficaz aos desafios da digitalização, automação e modernização da Rede Nacional de Distribuição.

O atual parque de ativos, implementado de forma faseada desde o início dos anos 2000, distribui-se pelas tecnologias móveis 2G, 3G e 4G, totalizando aproximadamente 400 mil equipamentos em 2024. Destes, cerca de 80% estão suportados em redes móveis públicas 2G e 3G, com mais de 20 anos de operação. Considerando o fim anunciado das redes móveis 3G a nível nacional ao longo de 2024 e o presumível descomissionamento das redes 2G até 2030, em concordância com o cenário verificada na generalidade dos países da União Europeia, torna-se absolutamente fundamental promover uma transição faseada das tecnologias, que priorize os ativos cujos serviços serão prontamente afetados pela evolução geracional das redes móveis e que identifique objetivamente quais as soluções tecnológicas de comunicações que mais beneficiem esta transição.

Essa transição será concretizada através de uma campanha massiva de modernização do parque de ativos 2G e 3G, que exigirá um planeamento meticuloso e a coordenação de operações em larga escala. Este processo implicará a deslocação a todos os locais e a respetiva substituição dos equipamentos legados e dos cartões de comunicações, bem como a gestão operacional de todo o ciclo de gestão do ativo.

Este projeto enquadra-se na rubrica Conectividade Resiliente e estabelece um plano faseado para a substituição do parque de ativos afetado pelo descomissionamento das tecnologias móveis 2G e 3G até 2030, garantindo a continuidade dos serviços suportados e promovendo a adoção da solução técnica mais adequada às necessidades da rede. Em particular, a expansão territorial da tecnologia de última geração (5G), alinhada com a Estratégia Nacional para as comunicações móveis de quinta geração e suas metas de cobertura nacional, trará benefícios significativos à exploração da rede inteligente de distribuição de energia. A rede de distribuição será beneficiada pelas funcionalidades avançadas do 5G, que possibilitam comunicações mais seguras, com níveis superiores de qualidade de serviço e resiliência. Esta sofisticação será explorada pelo operador móvel virtual da E-REDES (PVNO), que aproveitará as melhores condições técnicas das redes móveis públicas disponíveis.

**Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
<b>Investimento (k€)</b>					
Modernização das Redes Móveis AT/MT	-	-	4 815	9 659	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>4 815</b>	<b>9 659</b>	-

Ficha n.º 82 - Projeto Alimentação AT da SE Amarante

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Amarante e Celorico de Basto

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 294	1 294
Custos Totais	1 541	1 541

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 102	Ficha n.º 92	Ficha n.º 82

Motivação	Redução de perdas na rede AT transferindo a alimentação de consumos (SE Amarante) para uma linha 60kV unicamente receptora de produção (Felgueiras-Campanhó). Melhoria da qualidade de serviço à SE Amarante através da alimentação AT em malha fechada.
-----------	--

Alternativas	1 Ligação da SE Amarante ao PdE Fafe (REN) através de 21km de linha 60kV dupla AA325.
2	Ligação em derivação da SE Amarante à LN PC Campanhó – Felgueiras através de 7km de linha mista 60kV dupla LXHIOLE1000mm2 (1 km) e AA325mm2 (6 km).

Alternativa Seleccionada	2 Melhores indicadores económicos da alternativa 2 face à alternativa 1. Apesar da ligação em derivação, a opção por linha dupla na ligação a Felgueiras permitirá a prazo a evolução para anel e a eventual desmontagem da LN60 1466 Amarante-Felgueiras de 1955.
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 091 193
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	2 380	-	66	260	977
	Instalações AT/MT	259	-	12	48	179
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 639</b>	<b>-</b>	<b>78</b>	<b>308</b>	<b>1 155</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	2 994	-	-	-	5 765
	END	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 994</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 765</b>
Ano 0:	2029					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	842	2 708

Fundamentação de alterações ao projeto de investimento

Custos actualizados e considerado o estabelecimento de cabo subterrâneo AT para atravessar a cidade de Amarante, face à possível dificuldade do estabelecimento de rede aérea no local. Atualizou-se o valor deste projeto com base nos melhores valores conhecidos para as obras à data. O projeto foi recalendarizado, diferindo-se o término dada a extensão da rede AT a estabelecer, anteveendo-se eventuais dificuldades na sua execução.

Desenhos das intervenções propostas no projeto:



Figura 1. Ligação em T da SE Amarante à LN PC Campanhó – Felgueiras (Rede AT)



Ficha n.º 83 - Projeto Modif LN60 6152/6153 FANHÕES-VALOR SUL

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Redução de Perdas Técnicas AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Loures e Vila Franca de Xira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 827	2 827
Custos Totais	3 374	3 374

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 83

Motivação	Redução de perdas na rede AT: LN60 6152/6153 FANHÕES-VALORSUL.
-----------	--

Alternativas	1 Troca do ponto de injeção do produtor VALOR SUL (Vila Franca de Xira) do PS FANHÕES para o andar AT da SE Póvoa, aproximando eletricamente produção do consumo e reestruturação da Rede AT do PC Fanhões-Anaia.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Análise de Risco. Resumo de Investimentos e Benefícios Esperados

Tabela 1. Benefícios esperados

	Benefício
Redução anual de END (kWh) (*)	-
Redução anual de Energia de Perdas (kWh) (*)	2 542 040
Eliminação de Sobrecarga (kW) (*)	-

(\*) valor médio anual no período de vida útil do projeto (30 anos)

Tabela 2. Calendarização do Investimento e Benefícios Estimados a Custos Totais

	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)						
	Rede AT	3 969	-	-	162	3 084
	Instalações AT/MT	141	-	-	6	123
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 110</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>168</b>	<b>3 206</b>
Benefícios (k€)						
	Perdas	3 771	-	-	-	7 008
	END	-	-	-	-	-
	Elim. Sobrecarga	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 771</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7 008</b>
Ano 0:	2030					

Tabela 3. Risco de Potência não garantida

Potência não garantida	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Regime N (kW)	0	0	0	0	0	0	0
Regime N-1 (kW)	0	0	0	0	0	0	0

Desenhos das intervenções propostas no projeto:

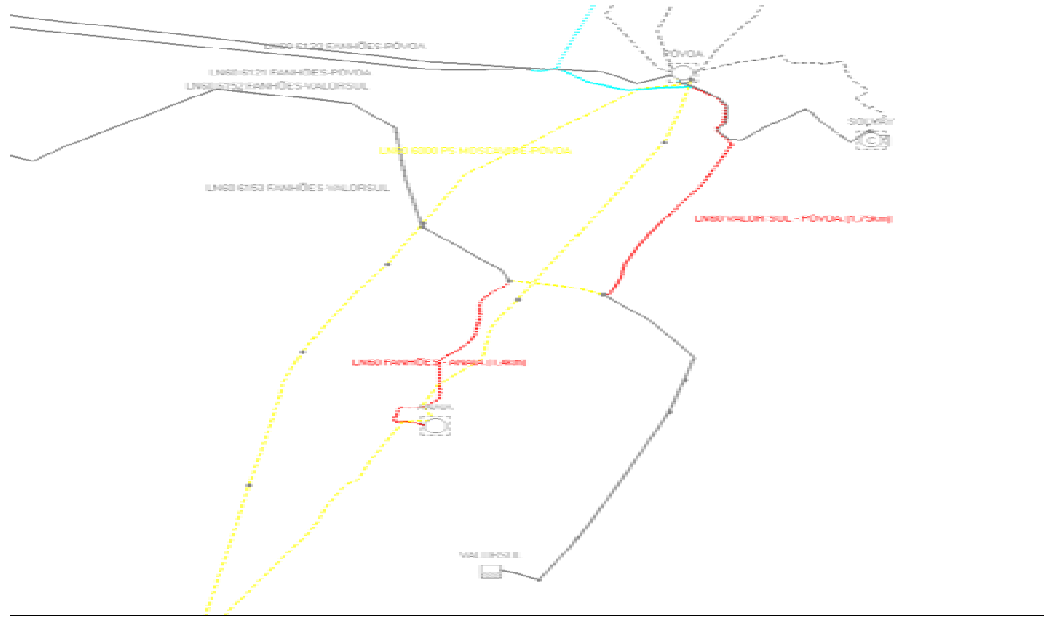


Figura 1. Intervenções previstas no projeto Modif LN60 6152/6153 FANHÕES-VALOR SUL

Ficha n.º 84 - Projeto Nova alimentação AT para SE Sabugueiro

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Manteigas e Seia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 362	2 304
Custos Totais	2 822	2 745

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 163	Ficha n.º 143	Ficha n.º 84

<b>Motivação</b>	Nova alimentação AT para SE Sabugueiro, e adaptação das LAT Seia-Sabugueiro e Seia-Desterro às correntes de curto-circuito.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Desmontagem das linhas AT subdimensionadas e construção de nova linha 60kV simples entre a SE Seia e a Central Desterro, com troço subterrâneo à saída da SE Seia. Inserção da SE Sabugueiro em anel na LAT Seia-Belmonte.
2	Nova SE 60/15 20MVA na localidade de Manteigas, alimentada em anel na LnAT Belmonte-Seia, desactivação da transformação na SE Sabugueiro e LnAT Desterro. Alimentação das centrais Sabugueiro e Desterro na LnAT Belmonte-Seia através do PCAT Sabugueiro.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A alternativa 1 de renovação das linhas AT apresenta um menor custo face à alternativa 2 de implantação de nova SE, que se estima em ~4ME.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	50				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	2 987	77	659	2 086	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 987</b>	<b>77</b>	<b>659</b>	<b>2 086</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>		2027				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

No PDIRD-E 2020 Atualização previu-se a instalação de uma nova subestação (alternativa 2). Durante a pesquisa de terreno, para a implementação da subestação, constatou-se que as opções de terreno disponíveis estavam localizadas demasiado distantes das redes AT, ou os custos associados eram significativamente superiores aos estimados na fase de estudo.

Esses fatores levaram a uma reavaliação, na qual a alternativa 1 acabou por se mostrar mais viável. Além de ter um custo mais baixo, a alternativa 1 foi vista como capaz de resolver de forma eficaz os constrangimentos que haviam sido identificados, tornando-se, assim, a opção preferencial para o desenvolvimento do projeto.

Ficha n.º 85 - Projeto Renovação da LN AT Carriche-Luz/Colombo

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 416	1 265
Custos Totais	1 709	1 509

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 164	Ficha n.º 144	Ficha n.º 85

Motivação	Troço de linha aérea subdimensionado à potência de curto-circuito trifásico.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição da linha aérea existente em condutor AA125 por nova linha aérea com condutores AA325 adequados à corrente curto-circuito.
2	Substituição de linha aérea por linha subterrânea 2x3x1 LXHIOLÉ 400 dimensionada à corrente curto-circuito, em meio urbano. Prevê-se a desmontagem de 27,5 km de linhas aéreas e a construção de cerca de 11,4 km de linhas subterrâneas.

Alternativa Seleccionada	2 Dada a localização em meio urbano foram previstos constrangimentos ao estabelecimento de nova linha aérea na freguesia de Carnide, tendo-se optado pela alternativa subterrânea.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	27				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	1 837	200	659	850	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 837</b>	<b>200</b>	<b>659</b>	<b>850</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado, e atrasos na execução pelo que foi recalendarizado.

Ficha n.º 86 - Projeto Renovação do SPCC da SE Carrascas

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Palmela

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 200	1 044
Custos Totais	1 458	1 251

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 86

Motivação	Linhas AT em exploração, adjacentes à SE, subdimensionadas para as Correntes de Curto-Circuito
-----------	--

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC e do sistema de alimentação; Intervenção no armário de CFO e IPMPLS; Substituição SMAIE por semi-barramento.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	21				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 533	207	1 251	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 533</b>	<b>207</b>	<b>1 251</b>	-	-
Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto, foi previsto para início em 2025, e incluído no PDIRD-E 2020 Atualização (projetos não descritos individualmente). Após revisão técnica, houve um aumento no investimento, passando a ser descrito de forma individual.



Ficha n.º 87 - Projeto Renovação do SPCC da SE Esgueira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Aveiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	977	977
Custos Totais	1 162	1 162

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 87

Motivação	Linhas AT em exploração, adjacentes à SE, subdimensionadas para as Correntes de Curto-Circuito
-----------	--

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC, tendo em vista a redução do tempo de atuação das proteções.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	21				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 247	-	-	-	1 162
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 247</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 162</b>
Ano 0:	2029					
	Custos Evitados (k€)	137				

Ficha n.º 88 - Projeto Renovação do SPCC da SE Sado

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Setúbal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 100	1 100
Custos Totais	1 317	1 317

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 88

Motivação	Linhas AT em exploração, adjacentes à SE, subdimensionadas para as Correntes de Curto-Circuito
-----------	--

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC, tendo em vista a redução do tempo de atuação das proteções.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	45				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 401	-	-	-	1 317
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 401</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 317</b>
Ano 0:	2030					
	Custos Evitados (k€)	136				

Ficha n.º 89 - Projeto Renovação do SPCC da SE São Sebastião

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Setúbal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 250	2 250
Custos Totais	2 683	2 683

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 89

<b>Motivação</b>	Linhas AT em exploração, adjacentes à SE, subdimensionadas para as Correntes de Curto-Circuito
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Renovação integral do SPCC, tendo em vista a redução do tempo de atuação das proteções.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	21				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 957	-	-	-	2 683
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 957</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 683</b>
<b>Ano 0:</b>	2030					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	138				

Ficha n.º 90 - Projeto Renovação do SPCC do PC Algeruz

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Setúbal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 200	1 200
Custos Totais	1 428	1 428

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 90

Motivação	Linhas AT em exploração, adjacentes à SE, subdimensionadas para as Correntes de Curto-Circuito
-----------	--

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC, tendo em vista a redução do tempo de atuação das proteções.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	9				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 532	-	-	-	1 428
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 532</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 428</b>
Ano 0:	2029					
	Custos Evitados (k€)	135				

Ficha n.º 91 - Projeto Renovação LN60kV 1238 Avanca-Bamiso

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito

Concelhos: Estarreja

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	589	357
Custos Totais	735	427

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 162	Ficha n.º 142	Ficha n.º 91

Motivação	Linhas aéreas LN60 1238 Avanca-Bamiso e LN60 1227 Avanca-Enerpulp subdimensionadas à corrente de curto-circuito.
-----------	--

Alternativas	1 Reforço da linha aérea LN60 1238 entre a SE Avanca e o ap60/13, com interligação à SE Cliente Bamiso. Poderá vir a ser desmontada a linha AT LN60 1227 Avanca-Enerpulp, na sequência de ligação de terceiros (não prevê investimento nesta iniciativa).
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	50				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	812	308	312	115	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>812</b>	<b>308</b>	<b>312</b>	<b>115</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. O projeto foi adaptado a nova ligação de terceiros na rede AT envolvente. Assim, o projeto sofreu atraso na execução e foi recalendarizado.

Ficha n.º 92 - Projeto Renovação LN15kV CDS-O. Hospital I

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Arganil, Oliveira do Hospital e Tábua

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	621	317
Custos Totais	783	380

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 145	Ficha n.º 92

Motivação	Resolver os danos provocados por incêndios ocorridos no ano de 2017 na linha MT Candosa - Oliveira do Hospital I.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, mantendo o traçado em linha aérea.
2	Renovação dos troços afectados pelos incêndios, através do enterramento parcial da linha MT (alternativa de resiliência superior).

Alternativa Seleccionada	1 A alternativa 1 apresenta um custo substancialmente menor (o acréscimo do custo da alternativa de resiliência superior é cerca de 40%).
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	43				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	837	403	380	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>837</b>	<b>403</b>	<b>380</b>	-	-
Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Este projeto sofreu atraso na execução pelo que foi recalendalizado.



Ficha n.º 93 - Projeto Renovação LN15kV CDS-O. Hospital II

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Oliveira do Hospital e Tábua

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	889	351
Custos Totais	1 134	420

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 146	Ficha n.º 93

<b>Motivação</b>	Resolver os danos provocados por incêndios ocorridos no ano de 2017 na linha MT Candosa - Oliveira do Hospital II.
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, mantendo o traçado em linha aérea.
	2 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, através do enterramento parcial da linha MT (alternativa de resiliência superior).

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 A alternativa 1 apresenta um custo substancialmente menor (o acréscimo do custo da alternativa de resiliência superior é cerca de 40%).
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	29				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	1 218	714	420	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 218</b>	<b>714</b>	<b>420</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Este projeto sofreu atraso na execução pelo que foi recalendarizado.

Ficha n.º 94 - Projeto Renovação LN15kV CDS-V Pouca Beira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Ativos Alvo de Incêndios

Concelhos: Arganil e Oliveira do Hospital

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 152	351
Custos Totais	1 483	421

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 147	Ficha n.º 94

Motivação	Resolver os danos provocados por incêndios ocorridos no ano de 2017 na linha MT Candosa - Vila Pouca da Beira.
-----------	--

Alternativas	1 Renovação dos troços afectados pelos incêndios, mantendo o traçado em linha aérea.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	44				
	Índice de Saúde (0 a 100)	3,1				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	1,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	1 600	1 062	421	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 600</b>	<b>1 062</b>	<b>421</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Este projeto sofreu atraso na execução pelo que foi recalendarizado

Ficha n.º 95 - Projeto Renovação SPCC PC Quinta da Marquesa

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo  
 Concelhos: Palmela

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	500	500
Custos Totais	595	595

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 95

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	30				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	633	-	-	-	595
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>633</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>595</b>
Ano 0:	2029					
Custos Evitados (k€)	135					

Ficha n.º 96 - Projeto Renovação SPCC SE Ajustrel

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Ajustrel

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 350	810
Custos Totais	1 620	972

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 96

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	24				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 739	-	-	-	972
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 739</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>972</b>
Ano 0:	2031					
	Custos Evitados (k€)	136				

Ficha n.º 97 - Projeto Renovação SPCC SE Alpalhão

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Nisa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 150	690
Custos Totais	1 380	828

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 97

Motivação	Ausência de funcionalidades críticas que pode colocar em causa o funcionamento da SE.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	33				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 481	-	-	828	552
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 481</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>828</b>
Ano 0:	2031					
	Custos Evitados (k€)	136				

Ficha n.º 98 - Projeto Renovação SPCC SE Aregos

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Cinfães

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	575	575
Custos Totais	685	685

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 98

Motivação	Ausência de funcionalidades críticas que pode colocar em causa o funcionamento da SE.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	29				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	728	-	-	-	685
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>728</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>685</b>
Ano 0:	2029					
	Custos Evitados (k€)	135				



Ficha n.º 99 - Projeto Renovação SPCC SE Fanhões

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Loures

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 250	1 250
Custos Totais	1 487	1 487

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 99

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	19				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 596	-	-	-	1 487
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 596</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 487</b>
Ano 0:	2029					
	Custos Evitados (k€)	136				

Ficha n.º 100 - Projeto Renovação SPCC SE Gondomar

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Gondomar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 000	1 000
Custos Totais	1 195	1 195

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 100

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	23				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 282	-	719	476	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 282</b>	<b>-</b>	<b>719</b>	<b>476</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					
	Custos Evitados (k€)	137				

Ficha n.º 101 - Projeto Renovação SPCC SE Lordelo

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Paredes

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	950	950
Custos Totais	1 138	1 138

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 101

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	19					
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)					
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados						
	Investimento (k€)	Atualizado ano 0					
			Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
		Rede AT	-	-	-	-	-
Instalações AT/MT		1 210	-	-	1 138	-	
Rede MT		-	-	-	-	-	
<b>TOTAL</b>	<b>1 210</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 138</b>		
Ano 0:	2030						
Custos Evitados (k€)	137						

Ficha n.º 102 - Projeto Renovação SPCC SE Porteirinhos

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Almodôvar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 050	1 050
Custos Totais	1 254	1 254

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 102

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	44				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 346	-	755	499	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 346</b>	<b>-</b>	<b>755</b>	<b>499</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					
	Custos Evitados (k€)	136				

Ficha n.º 103 - Projeto Renovação SPCC SE São Brás de Alportel

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: São Brás de Alportel

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 263	1 263
Custos Totais	1 500	1 500

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 103

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade) e SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	27				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 596	-	601	899	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 596</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>601</b>	<b>899</b>
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	136					

Ficha n.º 104 - Projeto Renovação SPCC SE Senhor Roubado

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	950	950
Custos Totais	1 135	1 135

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 104

Motivação	SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	21				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por obsolescência do equipamento					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 218	683	452	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 218</b>	<b>683</b>	<b>452</b>	-	-
Ano 0:	2027					
	Custos Evitados (k€)	137				

Ficha n.º 105 - Projeto Renovação SPCC SE Tunes

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma: Renovação de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

Concelhos: Silves

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 169	1 169
Custos Totais	1 389	1 389

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 105

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade) e SPCC descontinuado e com limitações ao nível de ampliações e de peças de reserva.
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	26				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 477	-	556	833	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 477</b>	<b>-</b>	<b>556</b>	<b>833</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	136					

Ficha n.º 106 - Projeto Renovação FO LN60 Maranhão-Alcáçova

**Tipo de investimento:** Específico **Cenário de Evolução de Consumos:** Central  
**Programa de Investimento:** Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
**Subprograma:** Renovação da Rede de Fibra Ótica  
**Concelhos:** Estremoz, Borba, Elvas e Monforte

Investimento (k€)	Total	2026-2030	PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Custos Primários (*)</b>	441	441	<b>Incluído</b>	Não	Não	Ficha n.º 106
<b>Custos Totais (*)</b>	524	524				

(\*) Valores referentes apenas ao investimento regulado que representa 50% do investimento total

<b>Motivação</b>	A ligação de fibra ótica (FO) em cabo do tipo ADSS, estabelecida entre Estremoz e Alcáçova na linha LN60 6514 MARANHÃO-ALCÁÇOVA, que assegura, entre outros serviços, as comunicações para as Subestações de Estremoz e Alcáçova, tem apresentado recorrentes degradações de serviço e falhas. Essas ocorrências estão associadas ao tipo de cabo/instalação e à idade do ativo, com mais de 22 anos de exploração, numa localização com elevada exposição a variações térmicas elevadas.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Instalação de um cabo do tipo OPGW de maior resiliência que a anterior solução, com capacidade de 48 fibras, na linha aérea LN60 6209 ESTREMOZ(REN)-ALCÁÇOVA I, numa extensão de aproximadamente 35 km. Desmontagem do cabo do tipo ADSS na linha LN60 6514 Maranhão-Alcáçova, até à SE Estremoz, numa extensão de 37,5 km.
	2 Substituição do cabo otico ADSS na LN60 6514 MARANHÃO-ALCÁÇOVA (que apresenta degradação) por novo cabo do tipo ADSS.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1 O OPGW oferece uma melhor protecção mecânica à fibra óptica e durabilidade devido à sua construção metálica, protegendo-a contra tensões mecânicas, impactos e outros danos. A alternativa seleccionada apresenta um impacto reduzido na indisponibilidade dos serviços, pois permite manter a ligação existente até que a implementação do OPGW seja concluída. Desta forma, evita-se a interrupção, garantindo a continuidade dos serviços durante todo o processo de substituição.
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir							
	<b>Características do ativo</b>							
	Idade do Ativo (anos)	22						
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)						
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)						
	(*) Modelo de cálculo de índice de saúde e criticidade ainda em desenvolvimento. Projeto seleccionado porque o ativo apresenta recorrentes degradações de serviço e falhas.							
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>	
		Rede AT	-	-	11	238	799	-
		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
Rede MT		-	-	-	-	-	-	
<b>TOTAL</b>		-	-	11	238	799	-	
<b>Ano 0:</b>	2028							



Ficha n.º 107 - Projeto Conversão da rede 6kV SE Quimiparque

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	639	448
Custos Totais	791	536

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 107

Motivação	Má condição/Desempenho do QMMT 6kV (elevado índice de criticidade)
-----------	--

Alternativas	1 Conversão da rede residual com o nível de tensão 6kV da SE QUIMIPARQUE e integração dos consumos na rede 15kV
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	59				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	1,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	10	3	7	-	-
	Rede MT	828	251	530	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>838</b>	<b>254</b>	<b>536</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					
	Custos Evitados (k€)	344				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto no PDIRD-E 2020 Atualização tinha um valor inferior a 500 k€ pelo que não foi descrito em ficha. A revisão dos valores das sua obras conduziu a um valor que ultrapassou os 500 k€.

Ficha n.º 108 - Projeto Renov andar 15kV e SPCC SE Oliv. Hospital

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Oliveira Do Hospital

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	993	993
Custos Totais	1 187	1 187

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 108

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	41				
	Índice de Saúde (0 a 100)	15,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 274	-	-	-	1 187
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 274</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 187</b>
Ano 0:	2030					
	Custos Evitados (k€)	85				

Ficha n.º 109 - Projeto Renov andar 60 kV-SE S. João da Madeira

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: São João da Madeira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 276	1 276
Custos Totais	1 518	1 518

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 111	Ficha n.º 109

Motivação	Foi identificado com risco inaceitável o barramento, os isoladores e os seccionadores da subestação de São João da Madeira, que apresentam um elevado estado de degradação.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	45					
	Índice de Saúde (0 a 100)	16,3					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	188	-	-	-	175	-
	Instalações AT/MT	1 441	-	-	-	1 343	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 630</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 518</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2029					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.  
Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 110 - Projeto Renov andar 60/10 kV e SPCC SE Arroja

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Odivelas

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 385	1 385
Custos Totais	1 647	1 647

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 110

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 10kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	32				
	Índice de Saúde (0 a 100)	52,2				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 768	-	-	-	1 647
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 768</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 647</b>
Ano 0:	2029					
Custos Evitados (k€)	77					

Ficha n.º 111 - Projeto Renov andar 60/15 kV e SPCC SE Fonte Boa

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Esposende

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 778	2 778
Custos Totais	3 309	3 309

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 109	Ficha R9	Ficha n.º 111

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 397	936	1 393	773	-
	Rede MT	227	63	93	52	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 624</b>	<b>998</b>	<b>1 486</b>	<b>824</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2028					
	Custos Evitados (k€)	77				

Ficha n.º 112 - Projeto Renov andar 60kV e 15kV SE M. Canaveses

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Marco de Canaveses

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 680	1 054
Custos Totais	2 093	1 262

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 103	Ficha n.º 112

Motivação	Disjuntores dos 60 kV globalmente de Óleo, de 2005 e com Muito Má condição. Substituição SPCC - URTAs e SP obsoletos e problemáticos, ausencia de funcionalidades e sem suporte de fabricante Remodelação do QMMT
-----------	---

Alternativas	1 Renov do andar 60kV, 15kV e SPCC
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	55				
	Índice de Saúde (0 a 100)	18,3				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 226	831	1 262	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 226</b>	<b>831</b>	<b>1 262</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					



Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a criticidade da instalação, o término do projeto foi antecipado.

Ficha n.º 113 - Projeto Renov andar 60kV e SPCC SE Monte Feio

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Sines

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 217	1 217
Custos Totais	1 453	1 453

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 159	Ficha R21	Ficha n.º 113

Motivação	O andar AT da SE Monte Feio apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar AT da SE Monte Feio e SPCC
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	46				
	Índice de Saúde (0 a 100)	55,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 560	875	579	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 560</b>	<b>875</b>	<b>579</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					
	Custos Evitados (k€)	117				

Ficha n.º 114 - Projeto Renov andares 60 e 30kV e SPCC Pegões

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Montijo

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 478	1 478
Custos Totais	1 767	1 767

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 114

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 30kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	48				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 667	-	-	-	1 553
	Rede MT	229	-	-	-	214
	<b>TOTAL</b>	<b>1 896</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 767</b>
Ano 0:	2030					
	Custos Evitados (k€)	76				

Ficha n.º 115 - Projeto Renov andares 60 e 30kV e SPCC SE Belver

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Mação

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 000	2 250
Custos Totais	3 594	2 694

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 115

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 30kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	52				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 935	-	-	-	2 694 900
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 935</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 694 900</b>
Ano 0:	2031					
	Custos Evitados (k€)	76				

Ficha n.º 116 - Projeto Renov andares 60-15 kV+SPCC SE Verdinho

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 400	2 400
Custos Totais	2 855	2 855

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 116

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação do andar de 15kV, substituição de equipamentos AT obsoletos e substituição do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	41				
	Índice de Saúde (0 a 100)	28,8				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 126	-	856	1 998	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 126</b>	<b>-</b>	<b>856</b>	<b>1 998</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	77				

Ficha n.º 117 - Projeto Renov andares 60-15 kV+SPCC SEAlbergaria

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Albergaria-A-Velha

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 385	1 385
Custos Totais	1 656	1 656

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 117

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	51				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 777	-	-	1 656	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 777</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 656</b>
Ano 0:	2030					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	76				

Ficha n.º 118 - Projeto Renov. andar 15 kV e SPCC SE Terena

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Alandroal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 029	2 029
Custos Totais	2 426	2 426

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 157	Ficha R20	Ficha n.º 118

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	43				
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 604	-	-	-	2 426
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 604</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 426</b>
Ano 0:	2030					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	86				

Ficha n.º 119 - Projeto Renov. andar 60kV da SE VENDA NOVA(EME2)

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Tomar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 600	2 700
Custos Totais	4 313	3 233

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 119

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	38				
	Índice de Saúde (0 a 100)	51,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	4 592	-	-	3 143	1 050
	Rede MT	131	-	-	89	30
	<b>TOTAL</b>	<b>4 722</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 233</b>	<b>1 080</b>
Ano 0:	2031					
Custos Evitados (k€)	75					



Ficha n.º 120 - Projeto Renov. andar 60kV PS Central do Barreiro

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 024	2 024
Custos Totais	2 421	2 421

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 120

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	48				
	Índice de Saúde (0 a 100)	7,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 598	-	-	-	2 421
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 598</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 421</b>
Ano 0:	2030					
	Custos Evitados (k€)	75				

Ficha n.º 121 - Projeto Renov. LN60 1122 V.Nova de Gaia-Pedroso

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Vila Nova De Gaia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	540	540
Custos Totais	642	642

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 121

<b>Motivação</b>	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
------------------	--

<b>Alternativas</b>	1 Renovação da linha aérea LN60 1122 VNG-Pedroso, numa extensão aproximada de 6 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	70				
	Índice de Saúde (0 a 100)	43,8				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	2,5				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	692	-	32	610	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>692</b>	<b>-</b>	<b>32</b>	<b>610</b>	<b>-</b>
<b>Ano 0:</b>	2029					

Ficha n.º 122 - Projeto Renov/ andar 60 kV e 15 kV-SE Albufeira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Albufeira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 300	1 508
Custos Totais	2 852	1 801

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 158	Ficha n.º 137	Ficha n.º 122

Motivação	Andares AT e MT da SE Albufeira com condição degradada e nível de risco inaceitável. SPCC com igual nível de risco e sem possibilidade de suportar a renovação dos equipamentos de potência.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral dos Andares AT e MT e SPCC da SE Albufeira.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	41				
	Índice de Saúde (0 a 100)	31,3				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 133	1 051	1 102	699	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 133</b>	<b>1 051</b>	<b>1 102</b>	<b>699</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, o projeto está atrasado pelo que foi recalendarizado.

Ficha n.º 123 - Projeto Renov/ andar 60 kV e SPCC da SE Trancoso

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Trancoso

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	929	929
Custos Totais	1 111	1 111

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 123

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	57				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 192	-	-	-	1 111
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 192</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 111</b>
Ano 0:	2030					
Custos Evitados (k€)	115					

Ficha n.º 124 - Projeto Renov/ andar 60-15 kV e SPCC SE V.N.Gaia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Gaia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 338	2 338
Custos Totais	2 785	2 785

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 121	Ficha R12	Ficha n.º 124

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do andar de 15kV, do andar de 60kV (seccionadores e DST's) e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	Características do ativo					
	Idade do Ativo (anos)	54				
	Índice de Saúde (0 a 100)	15,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 050	840	1 251	694	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 050</b>	<b>840</b>	<b>1 251</b>	<b>694</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	78					

Ficha n.º 125 - Projeto Renov/ andares 60-15 kV e SPCC SE Fafe

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Fafe

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 429	2 429
Custos Totais	2 894	2 894

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 113	Ficha R10	Ficha n.º 125

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 962	816	1 215	674	-
	Rede MT	207	57	85	47	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 169</b>	<b>873</b>	<b>1 300</b>	<b>721</b>	-
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	77					

Ficha n.º 126 - Projeto Renov/ andares 60-15 kV+SPCC SE Requião

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Vila Nova de Famalicão

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 729	2 729
Custos Totais	3 251	3 251

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 126

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	39				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,1				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 262	899	1 338	742	-
	Rede MT	298	82	122	68	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 560</b>	<b>981</b>	<b>1 460</b>	<b>810</b>	-
Ano 0:	2028					
	Custos Evitados (k€)	78				



Ficha n.º 127 - Projeto Renov/ andares 60-15kV e SPCC SE Feitosa

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Ponte de Lima

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 280	2 280
Custos Totais	2 717	2 717

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 104	Ficha R6	Ficha n.º 127

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	43				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 897	798	1 188	659	-
	Rede MT	78	21	32	18	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 975</b>	<b>820</b>	<b>1 220</b>	<b>677</b>	-
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	77					

Ficha n.º 128 - Projeto Renov/ andares 60-30 kV+SPCC SE Montemor

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Montemor-o-Novo

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 350	3 350
Custos Totais	3 991	3 991

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 128

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 30kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	36				
	Índice de Saúde (0 a 100)	12,4				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	4 215	1 161	1 729	959	-
	Rede MT	156	43	64	35	-
	<b>TOTAL</b>	<b>4 371</b>	<b>1 204</b>	<b>1 793</b>	<b>994</b>	-
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	76					

Ficha n.º 129 - Projeto Renov/ do andar 10 kV+SPCC SE Reboleira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 740	2 740
Custos Totais	3 269	3 269

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 144	Ficha R19	Ficha n.º 129

Motivação	O andar MT da SE Reboleira apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. A idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil e verifica-se uma degradação geral dos equipamentos do QMMT. Disjuntores a vácuo obsoletos.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição do QMMT da SE Reboleira e renovação do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	Características do ativo						
	Idade do Ativo (anos)	42					
	Índice de Saúde (0 a 100)	43,8					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	3 191	-	-	-	2 914
		Rede MT	389	-	-	-	355
		<b>TOTAL</b>	<b>3 580</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 269</b>
	Ano 0:		2030				

Ficha n.º 130 - Projeto Renov/ do andar 10 kV+SPCC SE V.Escuro

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 990	1 990
Custos Totais	2 368	2 368

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 142	Ficha R18	Ficha n.º 130

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 10kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	44				
	Índice de Saúde (0 a 100)	47,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 072	-	-	1 931	-
	Rede MT	469	-	-	437	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 541</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 368</b>
Ano 0:	2029					
Custos Evitados (k€)	87					

Ficha n.º 131 - Projeto Renovação 60/15kV+SPCC SE Bragança

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Bragança

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 950	2 950
Custos Totais	3 515	3 515

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 131

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	44				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 771	-	1 039	1 547	858
	Rede MT	78	-	21	32	18
	<b>TOTAL</b>	<b>3 849</b>	<b>-</b>	<b>1 060</b>	<b>1 579</b>	<b>876</b>
Ano 0:	2028					
	Custos Evitados (k€)	77				

Ficha n.º 132 - Projeto Renovação andar 15 kV e SPCC SE Belmonte

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Belmonte

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 558	1 558
Custos Totais	1 853	1 853

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 132

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	30,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>				
	<b>2026</b>	<b>2027</b>				
	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>				
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 844	-	-	-	1 718
	Rede MT	145	-	-	-	135
	<b>TOTAL</b>	<b>1 989</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 853</b>
Ano 0:	2029					
Custos Evitados (k€)	86					

Ficha n.º 133 - Projeto Renovação andar 15 kV SE Matosinhos

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 309	2 309
Custos Totais	2 747	2 747

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 120	Ficha n.º 105	Ficha n.º 133

Motivação	Barramento e disjuntores do andar de 15kV degradados e em fim de vida útil, a sua falha terá elevado impacto na qualidade de serviço. SPCC não suporta renovação de equipamentos de potência MT.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 15kV, substituição de equipamentos AT obsoletos e substituição do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	62					
	Índice de Saúde (0 a 100)	30,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
	Rede AT	147	-	-	40	94	-
	Instalações AT/MT	2 861	-	-	784	1 829	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 008</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>824</b>	<b>1 923</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a criticidade da instalação, o término do projeto foi antecipado.



Ficha n.º 134 - Projeto Renovação andar 30 kV e SPCC SE Póvoa

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Vila Franca de Xira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 463	2 463
Custos Totais	2 929	2 929

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 134

Motivação	Má condição/Desempenho do QMMT 30kV (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 30kV (mantendo configuração atual do andar de 30kV) e do SPCC.
2	Renovação do andar de 30kV com simplificação para 2 semi-barramentos 30kV (considerando rede alvo de acordo com o projeto tipo de subestações) e retirada de dois TP (um MT/MT e um AT/MT).

Alternativa Seleccionada	2 A solução 2 propõe uma estrutura simplificada para o andar 30kV, com um custo de investimento 8% inferior à solução 1. Adicionalmente a solução 2 está alinhada com a estrutura alvo para a SE PÓVOA, e promove ainda a redução de perdas técnicas através da retirada de dois TP.
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	55				
	Índice de Saúde (0 a 100)	36,3				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 948	-	808	1 885	-
	Rede MT	259	-	71	165	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 207</b>	<b>-</b>	<b>879</b>	<b>2 050</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029					
Custos Evitados (k€)	87					

Ficha n.º 135 - Projeto Renovação Andar 30 kV SE Sancheira

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Óbidos

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	700	434
Custos Totais	873	520

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 135

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 30kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	32				
	Índice de Saúde (0 a 100)	16,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	929	353	520	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>929</b>	<b>353</b>	<b>520</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					
	Custos Evitados (k€)	470				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Este projeto já estava incluído no PDIRD-E 2020 Atualização. No entanto, após atualização de preços ultrapassou os 500 k€ e por isso passou a ser descrito individualmente.

Ficha n.º 136 - Projeto Renovação andar 60 kV da SE Vale de Gaio

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Alcácer do Sal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	833	833
Custos Totais	996	996

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 160	Ficha R22	Ficha n.º 136

<b>Motivação</b>	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Renovação do andar de 60kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	44				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 069	-	-	996	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 069</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>996</b>
<b>Ano 0:</b>	2030					
<b>Custos Evitados (k€)</b>	75					

Ficha n.º 137 - Projeto Renovação andar 60 kV e 15 kV-SE Távira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Távira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 500	983
Custos Totais	1 863	1 178

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 141	Ficha n.º 137

Motivação	Os andares 60 kV e 15 kV da SE Távira apresentam um nível de risco avaliado como inaceitável.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação integral do Andar AT e MT.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	50,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 979	686	1 178	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 979</b>	<b>686</b>	<b>1 178</b>	-	-
Ano 0:	2026					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Para conciliar as intervenções deste projeto c/ o proj. para remodel. dos SPCC (mesma instalação), adiou-se o seu início para 2025 e diferiu-se o fim para 2026. O valor do proj. foi atualizado com os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 138 - Projeto Renovação andar 60 kV e SPCC SE Portimão

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Portimão

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	825	825
Custos Totais	982	982

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 138

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	50,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 053	-	-	-	982
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 053</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>982</b>
Ano 0:	2029					
Custos Evitados (k€)	117					

Ficha n.º 139 - Projeto Renovação andar 60 kV e SPCC SE São Vicente

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Portalegre

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 013	2 013
Custos Totais	2 394	2 394

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 134	Ficha R15	Ficha n.º 139

Motivação	Condição técnica do andar AT da SE São Vicente: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; registo de contornamentos e degradação dos elementos do barramento
-----------	--

Alternativas	1 Substituição de equipamentos AT (5 disjuntores, 10 seccionadores, 15 TI's).
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	33,8				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 570	-	-	-	2 394
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 570</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 394</b>
Ano 0:	2029					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	116				



Ficha n.º 140 - Projeto Renovação andar 60 kV e SPCC SE Valença

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Valença

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 070	1 070
Custos Totais	1 280	1 280

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 140

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Alternativa de Flexibilidade: Redução da PNG na perda total da SE VALENÇA

Alternativa Seleccionada	A verificar-se provimento do leilão de flexibilidade para assegurar a potência não garantida até à execução do projeto, existe um benefício económico associado ao adiamento do investimento, o que levará à sua realização conforme descrito na Tabela 2.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	37				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 373	-	-	-	1 280
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 373</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 280</b>
Ano 0:	2030					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	116				

Ficha n.º 141 - Projeto Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Cartaxo

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 280	1 280
Custos Totais	1 531	1 531

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 135	Ficha R16	Ficha n.º 141

Motivação	O andar AT da SE Cruz do Campo apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. A idade de alguns equipamentos excede o tempo de vida útil. Observada corrosão de equipamentos, em particular dos seccionadores e os disjuntores são de tecnologia descontinuada e possuem fugas de óleo.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação integral do andar AT da SE Cruz do Campo.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	52				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 643	-	-	-	1 531
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 643</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 531</b>
Ano 0:	2030					
	Custos Evitados (k€)	75				

Ficha n.º 142 - Projeto Renovação andar 60kV SE MacedoCavaleiros

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Macedo de Cavaleiros

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 919	1 919
Custos Totais	2 286	2 286

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 106	Ficha n.º 94	Ficha n.º 142

Motivação	Estruturas do andar de 60kV em fim de vida útil e detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores dos painéis de 60kV. SPCC obsoleto, com falta de funcionalidades, nível de risco igualmente inaceitável e sem capacidade de suportar a renovação dos equipamentos de potência.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação do andar AT da SE Macedo de Cavaleiros para a seguinte configuração: IB+2x(LN+TP). Renovação do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	46					
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)	Rede AT	88	-	24	36	20	-
	Instalações AT/MT	2 416	-	665	991	550	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 504</b>	<b>-</b>	<b>690</b>	<b>1 027</b>	<b>570</b>	<b>-</b>
Ano 0:		2028					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 143 - Projeto Renovação andar AT da SE Aveiro

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Aveiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 728	2 728
Custos Totais	3 244	3 244

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 112	Ficha n.º 143

Motivação	Classificação de risco inaceitável dos pórticos, isoladores e seccionadores da subestação de Aveiro, por apresentarem um elevado estado de degradação.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 60kV com adaptação ao projeto-tipo compacto, enterramento dos troços de linha AT adjacentes à SE e substituição do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	47					
	Índice de Saúde (0 a 100)	22,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>	
Investimento (k€)	Rede AT	639	-	-	175	408	-
	Instalações AT/MT	2 913	-	-	798	1 863	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 552</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>973</b>	<b>2 271</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Inclusão da renovação do SPCC devido à sua condição. Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendrarizado.

Ficha n.º 144 - Projeto Renovação andar AT da SE Guarda

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Guarda

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	559	559
Custos Totais	669	669

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 144

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	Características do ativo					
	Idade do Ativo (anos)	46				
	Índice de Saúde (0 a 100)	50,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	718	-	-	-	669
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>718</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>669</b>
Ano 0:	2030					
Custos Evitados (k€)	135					

Ficha n.º 145 - Projeto Renovação andar AT e MT da SE Candosa

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Tábua

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 250	952
Custos Totais	1 536	1 141

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 116	Ficha n.º 145

Motivação	Identificada a necessidade de renovação parcial do andar MT e do andar AT da SE Candosa devido ao estado de degradação de alguns activos.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos seguintes activos: disjuntores MT; disjuntores AT dos painéis de TP; estruturas metálicas da aparelhagem AT; tendidos, derivações e isoladores de barramento adjacentes aos TP's; pintura e beneficiação do TP I; SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	39				
	Índice de Saúde (0 a 100)	15,6				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 623	395	1 141	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 623</b>	<b>395</b>	<b>1 141</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					



Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a criticidade da instalação, o término do projeto foi antecipado.

Ficha n.º 146 - Projeto Renovação andar AT e SPCC da SE Pevidém

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Guimarães

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 210	1 440
Custos Totais	2 741	1 720

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 102	Ficha n.º 146

Motivação	Andar MT de 1964 com isoladores em Má condição   Estruturas e Pórticos em Má condição   Seccionadores em Má Condição   SPCC: -Avarias e equipamento descontinuado; -Limitações de fabricante (instalação 24 Vcc)
-----------	--

Alternativas	1 Renovação andar AT, MT e SPCC SE Pevidém
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	60					
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	2 740	929	963	601	-
		Rede MT	273	92	96	60	-
		<b>TOTAL</b>	<b>3 013</b>	<b>1 021</b>	<b>1 059</b>	<b>661</b>	<b>-</b>
	Ano 0:		2027				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

No PDIRD-E 2020 (atualização 2022) foi descrito no anexo C, Ficha n.º 102 a remodelação do andar AT e instalação de novo SPCC na SE Pevidém, ficando em falta na descrição a remodelação do andar MT. Embora não estivesse descrita, por lapso, no custo, esta remodelação estava incluída. Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, e dificuldades sentidas no terreno, o projeto está atrasado sendo recalendarizado. Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 147 - Projeto Renovação andares 60 kV e 15 kV SE Ovar

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Ovar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 500	2 500
Custos Totais	2 983	2 983

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 147

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	Características do ativo						
	Idade do Ativo (anos)	54					
	Índice de Saúde (0 a 100)	22,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	3 266	-	-	-	2 983
		Rede MT	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>3 266</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 983</b>
	Ano 0:	2030					
	Custos Evitados (k€)	75					

Ficha n.º 148 - Projeto Renovação andares 60/15kV+SPCC SE Chaves

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Chaves

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 759	2 759
Custos Totais	3 287	3 287

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 105	Ficha R7	Ficha n.º 148

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação dos andares de 60kV e 15kV e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	42				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 301	909	1 354	751	-
	Rede MT	298	82	122	68	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 600</b>	<b>992</b>	<b>1 476</b>	<b>819</b>	-
Ano 0:	2028					
Custos Evitados (k€)	77					

Ficha n.º 149 - Projeto Renovação CS60 Alto Mira -Queluz

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Amadora

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	765	765
Custos Totais	910	910

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 149

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Substituição de troço com cerca de 0,85 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	47				
	Índice de Saúde (0 a 100)	17,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	985	-	46	637	227
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>985</b>	<b>-</b>	<b>46</b>	<b>637</b>	<b>227</b>
Ano 0:	2028					

Ficha n.º 150 - Projeto Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Alcácer do Sal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 577	1 577
Custos Totais	1 878	1 878

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 161	Ficha n.º 138	Ficha n.º 150

Motivação	Linha originalmente da RNT cedida para exploração AT desde 2003, em fim de vida útil. Troço de 17,5km cujos apoios apresentam sinais de corrosão e isoladores e acessórios a necessitarem de substituição total.
-----------	--

Alternativas	1 Renovação da actual linha com substituição de acessórios, de isoladores e condutores e reabilitação de apoios numa extensão de= 16 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	Características do ativo						
	Idade do Ativo (anos)						
	Índice de Saúde (0 a 100)						
	Índice de Criticidade (0 a 5)						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
Investimento (k€)	Rede AT	2 046	-	79	451	1 347	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 046</b>	<b>-</b>	<b>79</b>	<b>451</b>	<b>1 347</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.



Ficha n.º 151 - Projeto Renovação de QMMT na SE Sado

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Setúbal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 088	2 088
Custos Totais	2 497	2 497

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 151

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 30kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	45				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 475	-	-	-	2 307
	Rede MT	204	-	-	-	190
	<b>TOTAL</b>	<b>2 679</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 497</b>
Ano 0:	2030					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	865				

Ficha n.º 152 - Projeto Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Amadora

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 648	2 648
Custos Totais	3 149	3 149

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 145	Ficha n.º 126	Ficha n.º 152

Motivação	Má condição/Desempenho em instalação com equipamentos de 1960.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do SPCC e do andar 10kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	57				
	Índice de Saúde (0 a 100)	36,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 041	-	833	1 944	-
	Rede MT	407	-	112	260	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 448</b>	<b>-</b>	<b>945</b>	<b>2 204</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2029					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 153 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Aldeia Nova

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Castro Marim

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 925	1 925
Custos Totais	2 288	2 288

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 156	Ficha n.º 136	Ficha n.º 153

Motivação	SPCC, as URTAs e SPs estão obsoletos, pelo que existe um risco não desprezável que o desgaste dos equipamentos possa traduzir-se em avarias com impacto direto no funcionamento da instalação e na qualidade de serviço. Unidades Proteção obsoletas e integradas a fio para a URT.
-----------	---

Alternativas	1 Novo SPCC e Sistema de MAI. Solução prevê a substituição do QMMT do Barramento 1.
	2 Não se identificaram alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	41				
	Índice de Saúde (0 a 100)	37,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 455	-	1 374	914	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 455</b>	<b>-</b>	<b>1 374</b>	<b>914</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2028					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 154 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Alfarelos

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Soure

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 156	1 156
Custos Totais	1 375	1 375

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 117	Ficha n.º 154

Motivação	Identificada a necessidade de renovação do andar MT (15kV) da SE Alfarelos devido ao seu estado de degradação.
-----------	--

Alternativas	1 Instalação de novo QMMT 15kV e novo SPCC na SE Alfarelos.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	21					
	Índice de Saúde (0 a 100)	18,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 298	-	-	-	1 209	-
	Rede MT	178	-	-	-	166	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 475</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 375</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2029					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 155 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Portagem

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 435	1 435
Custos Totais	1 707	1 707

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 146	Ficha n.º 127	Ficha n.º 155

Motivação	QMMT 15kV Efacec-N1300, com disjuntores PVO. Disjuntores: escasseiam as peças de reserva com uma estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores com fissuras e contornamentos. SPCC obsoleto e sem capacidade de suportar renovação de equipamentos de potência MT.
-----------	---

Alternativas	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Portagem. Renovação do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	45					
	Índice de Saúde (0 a 100)	36,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 611	-	-	-	1 501	-
	Rede MT	222	-	-	-	206	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 832</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 707</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2029					



Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 156 - Projeto Renovação do andar 15 kV da SE Seixal

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Seixal

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 820	1 820
Custos Totais	2 163	2 163

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 147	Ficha n.º 128	Ficha n.º 156

Motivação	QMMT 15kV Efacec-N1300, com disj. PVO, escasseiam as peças de reserva, estrutura que requerer manutenção com muita frequência. Isoladores lascados. SPCC obsoleto e sem capacidade de suportar renovação de equipamentos de potência MT.
-----------	--

Alternativas	1 Substituir o QMMT existente por um novo QMMT na SE Seixal. Renovação do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	43					
	Índice de Saúde (0 a 100)	34,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 119	-	-	1 186	789	-
	Rede MT	202	-	-	113	75	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 321</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 299</b>	<b>864</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2028					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

O projeto sofreu um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 157 - Projeto Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Marinha Grande

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 660	1 778
Custos Totais	3 294	2 123

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 137	Ficha n.º 119	Ficha n.º 157

Motivação	Condição técnica do andar 30 kV da SE AT/MT Marinha Grande: idade avançada dos activos; celas de alvenaria contaminadas por incêndio, assim como respetivas unidades de protecção (bastidores SCCP abertos); degradação dos elementos de 30 kV.
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação integral do SPCC e do andar 30kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	55				
	Índice de Saúde (0 a 100)	13,7				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	3 398	1 100	1 199	798	-
	Instalações AT/MT	216	70	76	51	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 614</b>	<b>1 170</b>	<b>1 275</b>	<b>849</b>	-
Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, o projeto está atrasado pelo que foi recalendarizado.

Ficha n.º 158 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Azóia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Leiria

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	953	953
Custos Totais	1 133	1 133

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Ficha n.º 125	Ficha n.º 158

Motivação	Condição técnica do Andar AT da SE Azóia: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento;
-----------	---

Alternativas	1 Substituição de seccionadores e de estruturas de suporte ao barramento.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	39				
	Índice de Saúde (0 a 100)	28,9				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,3				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	985	-	-	917	-
	Rede MT	232	-	-	216	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 216</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 133</b>
Ano 0:	2029					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado. O projeto sofreu também um aumento de custos, refletindo a subida de preços que se tem verificado

Ficha n.º 159 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Maia

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Maia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 005	1 005
Custos Totais	1 200	1 200

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 159

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do andar de 60kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	47				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,8				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 288	722	478	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 288</b>	<b>722</b>	<b>478</b>	-	-
Ano 0:	2027					
Custos Evitados (k€)	75					



Ficha n.º 160 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Avis

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 725	1 725
Custos Totais	2 063	2 063

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 138	Ficha R17	Ficha n.º 160

Motivação	O andar AT da SE Maranhão apresenta um nível de risco avaliado como inaceitável. A idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil e verifica-se a degradação dos seus elementos.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar AT da SE Maranhão.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	44					
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados						
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>	
Investimento (k€)	Rede AT	885	-	-	-	825	-
	Instalações AT/MT	1 329	-	-	-	1 238	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 214</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 063</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2030						
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	110					

Ficha n.º 161 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Matacães

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Torres Vedras

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	619	619
Custos Totais	740	740

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 161

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV.
2	Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	51				
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	794	-	-	-	740
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>794</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>740</b>
Ano 0:	2030					
Custos Evitados (k€)	75					

Ficha n.º 162 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Leiria

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 350	971
Custos Totais	1 666	1 163

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 140	Ficha n.º 121	Ficha n.º 162

Motivação	Remodelação do andar AT devido ao estado de degradação dos seus equipamentos.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição de Disjuntores, Seccionadores e TIs.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	50					
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	128	36	84	-	-
		Instalações AT/MT	1 637	467	1 079	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>1 765</b>	<b>503</b>	<b>1 163</b>	-	-
	Ano 0:		2026				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, o projeto encontra-se atrasado pelo que foi recalendarizado.

Ficha n.º 163 - Projeto Renovação do andar 60 kV da SE Seia

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Seia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	3 275	3 275
Custos Totais	3 908	3 908

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 132	Ficha n.º 115	Ficha n.º 163

Motivação	Identificada a necessidade de renovação do andar AT da SE Seia devido ao seu estado de degradação.
-----------	--

Alternativas	1 Substituição dos elementos obsoletos e em mau estado do andar AT da SE Seia.
	2 Remodelação integral do andar AT da SE Seia, com redução de 10 painéis de linha AT para 9 dado que a SE Sabugueiro será inserida em anel na LAT Seia - Tortosendo.

Alternativa Seleccionada	2 A alternativa 2 permite remodelação do andar AT com base no projeto tipo de subestações com benefício: Segurança em caso de incêndio dos TP; circulação no PEA; configuração (projeto tipo).
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	54					
	Índice de Saúde (0 a 100)	20,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	Investimento (k€)	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
		Rede AT	454	-	-	-	414
		Instalações AT/MT	3 825	-	-	-	3 494
		Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>4 279</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3 908</b>	
Ano 0:	2030						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 164 - Projeto Renovação do andar 60 kV do PC Piedade

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Almada

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 700	1 595
Custos Totais	2 044	1 905

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 150	Ficha n.º 131	Ficha n.º 164

Motivação	Condição técnica do PC Piedade: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; Andar 60kV em estado avançado de degradação.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	47					
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	2 199	139	1 048	856	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 199</b>	<b>139</b>	<b>1 048</b>	<b>856</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, o projeto encontra-se atrasado pelo que foi recalendarizado.



Ficha n.º 165 - Projeto Renovação do andar 60 kV e SPCC da SE V.Conde

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Vila do Conde

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	908	908
Custos Totais	1 084	1 084

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 123	Ficha n.º 107	Ficha n.º 165

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação do andar de 60kV (DST's, seccionadores, TT's e TI's do PN LAT Mosteiró) e do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	50					
	Índice de Saúde (0 a 100)	8,8					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,9					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 164	-	652	432	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 164</b>	<b>-</b>	<b>652</b>	<b>432</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2027					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	117					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Projeto passou a incluir também o SPCC, devido ao seu índice de criticidade, pelo que o seu valor foi revisto.

Ficha n.º 166 - Projeto Renovação do Andar AT da SE Custóias

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Matosinhos

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	825	825
Custos Totais	982	982

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 124	Ficha n.º 108	Ficha n.º 166

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Remodelação integral do andar 60kV.
	2 Substituição de seccionadores e disjuntores AT; substituição de DST dos TP e instalação de novos DST de linha AT.

Alternativa Seleccionada	2 Torna-se menos oneroso cingir a intervenção aos equipamentos cujo nível de risco é avaliado como inaceitável.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	56					
	Índice de Saúde (0 a 100)	31,3					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	1 053	-	-	982	-
		Rede MT	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>1 053</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>982</b>	<b>-</b>
	Ano 0:		2029				

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 167 - Projeto Renovação do andar AT da SE Entroncamento

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Entroncamento

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 650	1 023
Custos Totais	2 057	1 226

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 136	Ficha n.º 118	Ficha n.º 167

Motivação	Condição técnica do andar AT da SE Entroncamento: idade dos equipamentos excede o tempo de vida útil; degradação dos elementos do barramento.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição de disjuntores excepto painel P507B (novo) e reservas. Substituição dos seccionadores de painel, comando eléctrico seccionadores de selecção de barramento. Reparação das estruturas de betão e substituição de elementos metálicos oxidados.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	50					
	Índice de Saúde (0 a 100)	15,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	Investimento (k€)	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
		Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	2 189	831	1 226	-	-
		Rede MT	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>2 189</b>	<b>831</b>	<b>1 226</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
Ano 0:	2026						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Verificando-se atraso no fornecimento de equipamentos, e dificuldades sentidas no terreno, o projeto está atrasado sendo recalendarizado. Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 168 - Projeto Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT  
 Subprograma:

Concelhos: Alijó, Sabrosa, S.M. Penaguião, S.J. Pesqueira, Carrazeda de Ancieães, Tabuço

Investimento (k€)	2026-2030		PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
	Total			Incluído	Ficha n.º 111	Ficha n.º 96
Custos Primários	3 450	3 450				
Custos Totais	4 111	4 111				

Motivação	Detetadas fugas de óleo no comando dos disjuntores de 60kV e 30kV, disjuntores 30kV desalinhados, barramento 60kV em fim de vida útil, seccionadores do andar de 30kV desalinhados. SPCC obsoleto e sem capacidade de suportar renovação dos equipamentos de potência.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, mantendo a configuração atual (AT: 2LN+2TP; MT: 3LN+IB+3LN+BC+TSARN). Renovação SPCC.
	2 Remodelação do andar 60kV e do andar 30kV da SE Pinhão, simplificando a sua configuração. (AT: 2LN+1TP; MT: 6LN+BC+TSARN), incluindo substituição dos dois transformadores de 15MVA por um transformador de 31,5MVA. Renovação SPCC.

Alternativa Seleccionada	2 A alternativa 2 é a alternativa menos onerosa e promove a substituição de dois TPs de fabrico antigo.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir							
	<b>Características do ativo</b>							
	Idade do Ativo (anos)	45						
	Índice de Saúde (0 a 100)	10,0						
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6						
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais							
	Investimento (k€)	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>	
		Rede AT	262	-	72	107	60	-
		Instalações AT/MT	4 113	-	1 133	1 687	936	-
		Rede MT	127	-	35	52	29	-
<b>TOTAL</b>		<b>4 502</b>	<b>-</b>	<b>1 240</b>	<b>1 846</b>	<b>1 024</b>	<b>-</b>	
Ano 0:	2028							

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Foi atualizado o valor do projeto tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.



Ficha n.º 169 - Projeto Renovação do Andar MT da SE Esgueira

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Aveiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 455	1 455
Custos Totais	1 736	1 736

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 126	Ficha n.º 109	Ficha n.º 169

<b>Motivação</b>	Foi identificado com risco inaceitável o barramento do andar de 15kV na subestação Esgueira, os seccionadores apresentam um elevado estado de degradação provocando falhas de operação.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	1 Ampliação do andar MT (Quadro Normacel existente) para a configuração IB+2x(TP+TSA/RN+BC+6LMT).
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

<b>Alternativa Seleccionada</b>	1
---------------------------------	---

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	41				
	Índice de Saúde (0 a 100)	35,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,2				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 761	-	-	1 608	-
	Rede MT	140	-	-	128	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 901</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 736</b>
<b>Ano 0:</b>	2030					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data. Dada a existência de instalações com índice de criticidade superior, o início deste projeto foi recalendarizado.

Ficha n.º 170 - Projeto Renovação do SPCC da SE Arada

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Ovar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	832	832
Custos Totais	995	995

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 170

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	Características do ativo					
	Idade do Ativo (anos)	27				
	Índice de Saúde (0 a 100)	0,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 068	-	-	995	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 068</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>995</b>
Ano 0:	2030					
Custos Evitados (k€)	137					

Ficha n.º 171 - Projeto Renovação do SPCC SE Rebordosa

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Paredes

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	688	688
Custos Totais	822	822

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 171

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	Características do ativo					
	Idade do Ativo (anos)	21				
	Índice de Saúde (0 a 100)	52,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,0				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	882	-	-	-	822
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>882</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>822</b>
Ano 0:	2030					
Custos Evitados (k€)	138					

Ficha n.º 172 - Projeto Renovação LN 15 kV Viso-Satão II

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Viseu

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	750	750
Custos Totais	893	893

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 172

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação da Linha 15 kV Viso, Sático II
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	56				
	Índice de Saúde (0 a 100)	30,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	965	-	180	312	401
	<b>TOTAL</b>	<b>965</b>	<b>-</b>	<b>180</b>	<b>312</b>	<b>401</b>
Ano 0:	2028					

Ficha n.º 173 - Projeto Renovação LN30kV BGC, Macedo

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Bragança

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	571	325
Custos Totais	716	389

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 115	Ficha n.º 98	Ficha n.º 173

Motivação	Elevado estado de degradação dos condutores, apoios, travessas e isoladores.
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação da linha 30kV Bragança, Macedo numa extensão de cerca de 15,4 km em 1x3x1 AA 160 mm².
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	64				
	Índice de Saúde (0 a 100)	30,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,1				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	764	327	389	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>764</b>	<b>327</b>	<b>389</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2026					

Ficha n.º 174 - Projeto Renovação LN60 1207 Inha-Arouca

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Santa Maria Da Feira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 500	1 500
Custos Totais	1 784	1 784

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 174

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
-----------	--

Alternativas	1 Renovação LN60 1207 Inha-Arouca, numa extensão aproximada de 17,4 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	76					
	Índice de Saúde (0 a 100)	27,5					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,4					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
		Instalações AT/MT	1 941	-	322	1 444	-
		Rede MT	-	-	-	-	-
		<b>TOTAL</b>	<b>1 941</b>	<b>-</b>	<b>322</b>	<b>1 444</b>	<b>-</b>
	Ano 0:		2029				

Ficha n.º 175 - Projeto Renovação LN60 1306 Vila Chã (REN)-Seia I

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Seia

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 112	1 112
Custos Totais	1 322	1 322

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 175

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
-----------	--

Alternativas	1 Renovação LN60 1306 Vila Chã (REN)-Seia I, que inclui a modernização da linha existente (≈ 3,1 km), a desmontagem parcial da mesma (≈ 0,5 km) e a construção de nova linha subterrânea (≈ 1,5 km).
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	Características do ativo					
	Idade do Ativo (anos)	60				
	Índice de Saúde (0 a 100)	52,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	2,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 434	-	28	1 058	236
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 434</b>	<b>-</b>	<b>28</b>	<b>1 058</b>	<b>236</b>
Ano 0:	2028					



Ficha n.º 176 - Projeto Renovação LN60 6237 PS Maceira - Pataias

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Leiria

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	530	530
Custos Totais	634	634

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 176

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
-----------	--

Alternativas	1 Renovação LN60 6237 PS Maceira - Pataias, que envolverá a modernização da linha existente numa extensão aproximada de 8,5 km e a desmontagem de uma linha simples em cerca de 2,2 km
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	53				
	Índice de Saúde (0 a 100)	51,3				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	2,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	683	-	-	-	634
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>683</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>634</b>
Ano 0:	2030					

Ficha n.º 177 - Projeto Renovação LN60 6283 Merceana-Matacães

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Alenquer

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 050	1 050
Custos Totais	1 248	1 248

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 177

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
-----------	--

Alternativas	1 Renovação LN60 6283 Merceana – Matacães, numa extensão aproximada de 9,5 km.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	37				
	Índice de Saúde (0 a 100)	78,8				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,2				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 337	-	13	677	558
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 337</b>	<b>-</b>	<b>13</b>	<b>677</b>	<b>558</b>
Ano 0:	2028					

Ficha n.º 178 - Projeto Renovação LN60 6510 Olho Boi - Ponte Sor

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Abrantes

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	5 450	5 450
Custos Totais	6 513	6 513

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 178

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
-----------	--

Alternativas	1 Remodelação LN60 6510 Olho Boi-Ponte Sôr, que envolverá a modernização da LN existente numa extensão≈ 33,5 km e a desmontagem de linhas simples aéreas (≈ 3,6 km) que serão substituídas por uma nova linha subterrânea (≈ 4,1 km).
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir						
	<b>Características do ativo</b>						
	Idade do Ativo (anos)	66					
	Índice de Saúde (0 a 100)	45,0					
	Índice de Criticidade (0 a 5)	2,5					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais						
	<b>Investimento (k€)</b>	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
	Rede AT	-	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	7 076	-	65	344	6 104	-
	Rede MT	-	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>7 076</b>	<b>-</b>	<b>65</b>	<b>344</b>	<b>6 104</b>	<b>-</b>
	Ano 0:	2030					

Ficha n.º 179 - Projeto Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho Boi

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Abrantes e Tomar

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 570	435
Custos Totais	2 026	520

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 141	Ficha n.º 122	Ficha n.º 179

Motivação	Renovar linha AT construída maioritariamente em 1954 e resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores a outras linhas e obstáculos.
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos condutores da linha entre a SE Zêzere e o apoio nº 49 e construção de novo traçado linha mista até à SE Olho de Boi, onde envolverá a modernização da linha dupla existente numa extensão 12,5 km e a construção de LA com 4,5 km.
2	Construção de uma nova linha ZÊZERE - OLHO BOI por um novo traçado e desmontagem da linha existente.

Alternativa Seleccionada	1 A alternativa 1 tem um custo menor e apresenta menor risco de execução.
--------------------------	--

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	70				
	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)				
	(*) Este projeto não foi selecionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares					
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	2 282	1 506	426	94	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>2 282</b>	<b>1 506</b>	<b>426</b>	<b>94</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 180 - Projeto Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Vila Franca de Xira

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 933	1 034
Custos Totais	2 427	1 236

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 155	Ficha n.º 135	Ficha n.º 180

<b>Motivação</b>	Resolver situações de proximidade de condutores da LN AT Póvoa-Cimpor a construções e promover a integração paisagística das linhas AT perto da SE Póvoa.
------------------	---

<b>Alternativas</b>	<p>1 Modificação (p/ cabo sub.) da LN Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 4. Enterramento LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa. Abrir LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho.</p> <p>2 Modificação (linha mista) da LN Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 6. Enterramento LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa. Abrir LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho.</p>
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>2 A alternativa 2 permite melhor integração da rede no meio urbano, reduzindo a sobreposição da rede aérea com os edifícios existentes.</p>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">49</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Este projeto não foi selecionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim por identificação de ativos que apresentam características que podem colocar em causa as exigências regulamentares</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2025</th> <th style="background-color: #ffff00;">2026</th> <th style="background-color: #ffff00;">2027</th> <th style="background-color: #ffff00;">2028-30</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; text-align: center;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: right;">2 687</td> <td style="text-align: right;">1 192</td> <td style="text-align: right;">756</td> <td style="text-align: right;">480</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: right;"><b>2 687</b></td> <td style="text-align: right;"><b>1 192</b></td> <td style="text-align: right;"><b>756</b></td> <td style="text-align: right;"><b>480</b></td> <td style="text-align: center;"><b>-</b></td> </tr> </tbody> </table> <p>Ano 0: 2027</p>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	49	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	Investimento (k€)	Rede AT	2 687	1 192	756	480	-		Instalações AT/MT	-	-	-	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	<b>2 687</b>	<b>1 192</b>	<b>756</b>	<b>480</b>	<b>-</b>
Características do ativo																																												
Idade do Ativo (anos)	49																																											
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)																																											
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)																																											
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030																																						
Investimento (k€)	Rede AT	2 687	1 192	756	480	-																																						
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-																																						
	Rede MT	-	-	-	-	-																																						
	<b>TOTAL</b>	<b>2 687</b>	<b>1 192</b>	<b>756</b>	<b>480</b>	<b>-</b>																																						

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Atualizados custos tendo em consideração os melhores valores conhecidos para as obras à data.

Ficha n.º 181 - Projeto Renovação LN60 Santa Luzia - PC Cadafaz

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Góis

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 765	2 765
Custos Totais	3 304	3 304

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 181

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade).
-----------	--

Alternativas	1 Renovação da LN60 1355 PC Cadafaz-Santa Luzia, numa extensão de 20 km
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	85				
	Índice de Saúde (0 a 100)	40,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	2,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	3 590	-	164	3 139	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>3 590</b>	<b>-</b>	<b>164</b>	<b>3 139</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2030					



Ficha n.º 182 - Projeto Renovação rede MT cidade Torres Vedras

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Torres Vedras

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	600	600
Custos Totais	717	717

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 182

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade) da SE MT/MT Torres Vedras.
-----------	--

Alternativas	1 Renovação da SE Torres Vedras (andares 30kV e 10kV e SPCC). Custo estimado: 976 000 €.
	2 Reforço da alimentação 10kV da cidade através da SE 60/10kV Torres Vedras Sul e desactivação da SE MT/MT.

Alternativa Seleccionada	2 A alternativa 2 é a alternativa menos onerosa.
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	59				
	Índice de Saúde (0 a 100)	2,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,9				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	-	-	-	-	-
	Rede MT	769	-	431	285	-
	<b>TOTAL</b>	<b>769</b>	<b>-</b>	<b>431</b>	<b>285</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					
Custos Evitados (k€)	400					

Ficha n.º 183 - Projeto Renovação SPCC SE Armação Pêra

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Silves

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 300	1 300
Custos Totais	1 553	1 553

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 183

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	24				
	Índice de Saúde (0 a 100)	17,5				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,6				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
Investimento (k€)	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 667	-	935	618	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 667</b>	<b>-</b>	<b>935</b>	<b>618</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2027					
Custos Evitados (k€)	137					

Ficha n.º 184 - Projeto Renovação SPCC SE Barreiro

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Barreiro

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	1 400	1 400
Custos Totais	1 672	1 672

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 184

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Renovação integral do SPCC.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	49				
	Índice de Saúde (0 a 100)	35,0				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	3,4				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	1 795	1 006	666	-	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>1 795</b>	<b>1 006</b>	<b>666</b>	-	-
Ano 0:	2027					
	<b>Custos Evitados (k€)</b>	137				

Ficha n.º 185 - Projeto Substituição de Disjuntores AT-SE Évora

Tipo de investimento: Específico

Cenário de Evolução de Consumos: Central

Programa de Investimento: Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Subprograma:

Concelhos: Évora

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	565	565
Custos Totais	671	671

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 185

Motivação	Má condição/Desempenho dos ativos (elevado índice de criticidade)
-----------	---

Alternativas	1 Substituição dos Disjuntores AT da SE Évora.
	2 Não se identificaram outras alternativas válidas.

Alternativa Seleccionada	1
--------------------------	---

Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir	Tabela 1. Características do ativo a intervir					
	<b>Características do ativo</b>					
	Idade do Ativo (anos)	52				
	Índice de Saúde (0 a 100)	23,8				
	Índice de Criticidade (0 a 5)	4,5				
	Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais e Custos Evitados					
	<b>Atualizado ano 0</b>	<b>Até 2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028-30</b>	<b>Após 2030</b>
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-
	Instalações AT/MT	721	-	403	268	-
	Rede MT	-	-	-	-	-
	<b>TOTAL</b>	<b>721</b>	<b>-</b>	<b>403</b>	<b>268</b>	<b>-</b>
Ano 0:	2028					
	Custos Evitados (k€)	75				

Ficha n.º 186 - Projeto Manutenção Extraord GIS PC Moscavide

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Beneficiações Extraordinárias  
 Subprograma: Beneficiações Periódicas

Concelhos: Lisboa

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 019	2 019
Custos Totais	2 401	2 401

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 186

<b>Motivação</b>	<p>Este projeto enquadra-se no Subprograma Beneficiações Periódicas, que inclui ações de beneficiação extraordinária previamente definidas e previstas, no momento de aquisição do ativo de forma a assegurarem que, ao longo da vida útil do ativo, este cumpre as funções para que foi concebido. Estas ações ocorrem a intervalos regulares ao longo da vida útil do ativo.</p> <p>A Manutenção Extraordinária aos painéis do barramento e do disjuntor GIS do Posto de Corte de Moscavide AT está prevista ser realizada com uma periodicidade de 10 anos, motivo pela qual terá de ser realizada neste período.</p>
------------------	--

<b>Alternativas</b>	<p>1 Manutenção Extraordinária aos equipamentos do andar AT GIS do Posto de Corte de Moscavide.</p> <p>2 Não se identificaram outras alternativas válidas.</p>
---------------------	--

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>1 Não se consideram alternativas para além da realização desta Manutenção Extraordinária.</p>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">28</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim porque é necessário realizar esta manutenção extraordinária com a periodicidade indicada no momento de aquisição do ativo, a fim de garantir que, ao longo da sua vida útil, cumpre as funções para que foi concebido.</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2025</th> <th style="background-color: #ffff00;">2026</th> <th style="background-color: #ffff00;">2027</th> <th style="background-color: #ffff00;">2028-30</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; text-align: center;">Investimento (k€)</td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">2 401</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;"><b>2 401</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00; text-align: center;">Ano 0:</td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2027</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	28	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	-	-	2 401	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	-	-	<b>2 401</b>	-	-	Ano 0:	2027					
Características do ativo																																																			
Idade do Ativo (anos)	28																																																		
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)																																																		
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)																																																		
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030																																													
Investimento (k€)	Rede AT	-	-	-	-	-																																													
	Instalações AT/MT	-	-	2 401	-	-																																													
	Rede MT	-	-	-	-	-																																													
	<b>TOTAL</b>	-	-	<b>2 401</b>	-	-																																													
Ano 0:	2027																																																		

Ficha n.º 187 - Projeto Manutenção Extraord GIS PC Zambujal

Tipo de investimento: Específico Cenário de Evolução de Consumos: Central  
 Programa de Investimento: Beneficiações Extraordinárias  
 Subprograma: Beneficiações Periódicas

Concelhos: Loures

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários	2 000	2 000
Custos Totais	2 396	2 396

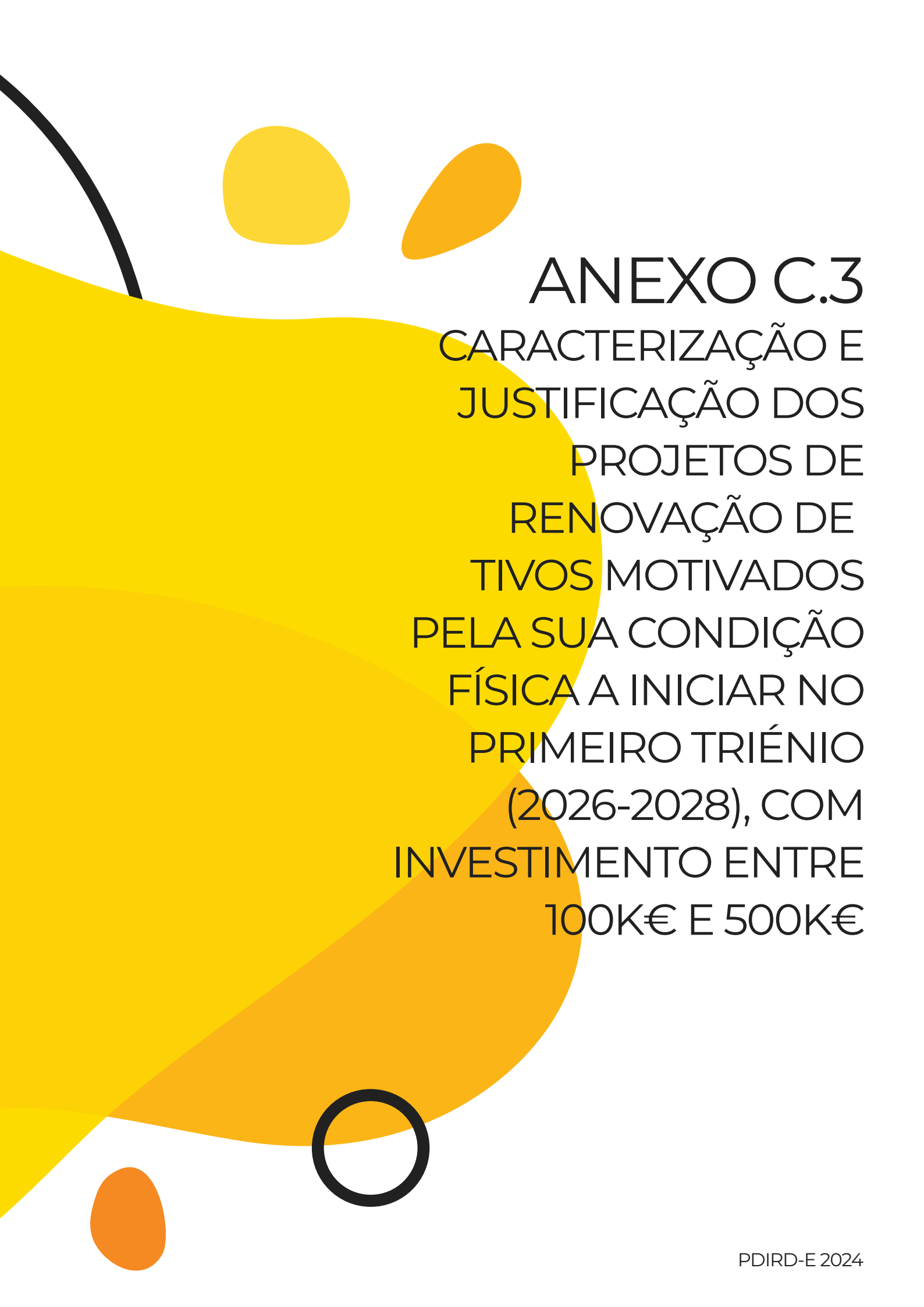
PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 187

<b>Motivação</b>	<p>Este projeto enquadra-se no Subprograma Beneficiações Periódicas, que inclui ações de beneficiação extraordinária previamente definidas e previstas, no momento de aquisição do ativo de forma a assegurarem que, ao longo da vida útil do ativo, este cumpre as funções para que foi concebido. Estas ações ocorrem a intervalos regulares ao longo da vida útil do ativo.</p> <p>A Manutenção Extraordinária aos equipamentos do andar AT GIS do Posto de Corte de Zambujal está prevista ser realizada com uma periodicidade de 10 anos, motivo pela qual terá de ser realizada neste período.</p>
------------------	--

<b>Alternativas</b>	<p>1 Manutenção Extraordinária aos equipamentos do andar AT GIS do Posto de Corte de Zambujal.</p> <p>2 Não se identificaram outras alternativas válidas.</p>
---------------------	---

<b>Alternativa Seleccionada</b>	<p>1 Não se consideram alternativas para além da realização desta Manutenção Extraordinária.</p>
---------------------------------	--

<b>Resumo de Investimentos e Características do ativo a intervir</b>	<p style="text-align: center;">Tabela 1. Características do ativo a intervir</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #ffff00;">Características do ativo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idade do Ativo (anos)</td> <td style="text-align: center;">29</td> </tr> <tr> <td>Índice de Saúde (0 a 100)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> <tr> <td>Índice de Criticidade (0 a 5)</td> <td style="text-align: center;">(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(*) Este projeto não foi seleccionado devido aos índice de saúde e criticidade mas sim porque é necessário realizar esta manutenção extraordinária com a periodicidade indicada no momento de aquisição do ativo, a fim de garantir que, ao longo da sua vida útil, cumpre as funções para que foi concebido.</p> <p style="text-align: center;">Tabela 2. Calendarização do Investimento a Custos Totais</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #ffff00;"></th> <th style="background-color: #ffff00;">Atualizado ano 0</th> <th style="background-color: #ffff00;">Até 2025</th> <th style="background-color: #ffff00;">2026</th> <th style="background-color: #ffff00;">2027</th> <th style="background-color: #ffff00;">2028-30</th> <th style="background-color: #ffff00;">Após 2030</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #ffff00; vertical-align: middle;"><b>Investimento (k€)</b></td> <td>Rede AT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Instalações AT/MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">2 396</td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Rede MT</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td></td> <td><b>TOTAL</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;"><b>2 396</b></td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> <td style="text-align: center;">-</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #ffff00; vertical-align: middle;"><b>Ano 0:</b></td> <td colspan="6" style="text-align: center;">2026</td> </tr> </tbody> </table>	Características do ativo		Idade do Ativo (anos)	29	Índice de Saúde (0 a 100)	(*)	Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)		Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-		Instalações AT/MT	-	2 396	0	-	-		Rede MT	-	-	-	-	-		<b>TOTAL</b>	-	<b>2 396</b>	-	-	-	<b>Ano 0:</b>	2026					
Características do ativo																																																			
Idade do Ativo (anos)	29																																																		
Índice de Saúde (0 a 100)	(*)																																																		
Índice de Criticidade (0 a 5)	(*)																																																		
	Atualizado ano 0	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030																																													
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	-	-	-	-																																													
	Instalações AT/MT	-	2 396	0	-	-																																													
	Rede MT	-	-	-	-	-																																													
	<b>TOTAL</b>	-	<b>2 396</b>	-	-	-																																													
<b>Ano 0:</b>	2026																																																		



ANEXO C.3  
CARACTERIZAÇÃO E  
JUSTIFICAÇÃO DOS  
PROJETOS DE  
RENOVAÇÃO DE  
TIVOS MOTIVADOS  
PELA SUA CONDIÇÃO  
FÍSICA A INICIAR NO  
PRIMEIRO TRIÉNIO  
(2026-2028), COM  
INVESTIMENTO ENTRE  
100K€ E 500K€

Projeto Nº	Nome do Projeto	Programa Investimento	Concelho	Índice Criticidade (0 a 5)	Investimento (k€)							Custos Totais	Observações
					Custos Primários						Custos Totais		
					2026	2027	2028	2029	2030	Total			
1	Renovação andar 60kV SE Lousado	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Vila Nova de Famalicão	4,56	-	164	110	-	-	274	326	-	
2	Renovação andar 15kV SE Santa Luzia	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Pampilhosa da Serra	4,39	-	-	102	-	-	102	121	-	
3	Renovação andar 15kV SE Fundão	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Fundão	4,38	-	-	163	108	-	271	322	-	
4	Renovação LN60 Estarreja (REN)-PC Acaíl	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Estarreja	2,55	30	70	-	-	-	100	119	Substituição de 6 apoios com condição insatisfatória da LN60 1213 Estarreja (REN)-PC Acaíl.	
5	Renovação da LN60 1245 Aveiro-Gafanha	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Aveiro	2,55	14	83	181	-	-	278	330	Enterramento de 530m de troço aéreo da LN60 1245 Aveiro-Gafanha, devido a condição insatisfatória.	
6	Renov LN60 1010 Telheira-Pena Suar(PRE)	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Vila Real	2,52	-	-	24	286	167	476	569	-	
7	Renov LN30 VRU-V. N. PAIVA_A	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Moimenta da Beira	4,53	53	93	120	-	-	267	318	-	
8	Renovação LN15 MCV, Norte AP43-AP9	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Miranda do Corvo	4,51	65	114	146	-	-	325	387	-	
9	Renov LN30 VRU-V. N. PAIVA_B	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Moimenta da Beira	4,50	54	81	-	-	-	135	161	-	
10	Renovação LN15 MCV, Espinhal AP45-PTD21	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Miranda do Corvo	4,48	33	58	74	-	-	165	196	-	
11	Renov. LN30 MCD, Bragança_A	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Macedo de Cavaleiros	4,47	53	92	118	-	-	263	313	-	
12	Renov. LN30 MCD, Bragança_B	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Macedo de Cavaleiros	4,47	64	112	145	-	-	321	382	-	
13	Renov. LN30 MCD, Bragança_C	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Macedo de Cavaleiros	4,47	67	117	150	-	-	333	396	-	
14	Renovação do ramal do PTC SSL 0054	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Estremoz	4,47	52	78	-	-	-	130	155	-	
15	Renovação da LN15 Pedroso-Serzedo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Vila Nova de Gaia	4,45	39	68	87	-	-	194	231	Enterramento de 1,25km de linha aérea MT, devido a condição insatisfatória.	
16	Renovação LN30 PC Sousel-Sto Amaro P3-18	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Estremoz	4,45	54	81	-	-	-	135	161	-	
17	Renovação LN30 MGR, Vieira Leiria I e II	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Marinha Grande	4,44	50	88	113	-	-	250	298	-	
18	Renov ramais PTC FTR 0053 e PTD FTR 0003	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Estremoz	4,44	47	82	106	-	-	235	280	-	
19	Renov LN30 VRU-TABUACO_A	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Moimenta da Beira	4,43	43	65	-	-	-	108	129	-	
20	Renovação LN30 VRU, A Beira I AP10-PTD06	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Moimenta da Beira	4,43	36	63	81	-	-	180	214	-	
21	Renovação do ramal do PTD ABT 0064	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Abrantes	4,43	32	56	72	-	-	160	190	-	
22	Renov.LN15kV Aregos, Cinfães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Cinfães	4,43	38	66	85	-	-	190	226	-	
23	Renovação LN15 CDS, Ervedal AP6-AP32	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tábua	4,43	36	63	81	-	-	180	214	-	
24	Renovação LN15 CDS, Midões AP4-AP75	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tábua	4,42	60	90	-	-	-	150	179	-	
25	Renovação LN30 BJ30-19-35-1-1	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Serpa	4,41	71	125	160	-	-	356	423	-	
26	Renovação LN30 BJ30-19-35-2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Serpa	4,40	50	88	113	-	-	251	298	-	
27	Renovação do ramal do PTD CMR 0008	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Elvas	4,40	42	74	95	-	-	210	250	-	
28	Renov LN15 MRD, LAMAS	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Montalegre	4,30	58	102	131	-	-	291	346	-	
29	Renovação LN30 CDR, Vale do Soeiro	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Castro Daire	4,27	56	98	126	-	-	280	333	-	
30	Renovação do ramal do PTD SSL 0009	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Avis	4,27	58	102	131	-	-	290	345	-	
31	Renovação LN15 SLZ, P Serra II AP1-AP26	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Pampilhosa da Serra	4,26	42	74	95	-	-	210	250	-	
32	Renov ramais PTC CLD 0124 e PTD CLD 0136	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Óbidos	4,26	42	63	-	-	-	105	125	-	
33	Renovação LN15 Azóia-Vidigal P12-P24	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Leiria	4,25	34	60	77	-	-	170	202	-	
34	Renovação LN30 CDR, Vale Soeiro AP19-P92	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Castro Daire	4,25	47	82	106	-	-	235	280	-	
35	Renovação do ramal do PTD AZB 0044	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Cadaval	4,24	44	66	-	-	-	110	131	-	
36	Renovação L30 Turquel,Caldas Rainha II	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Alcobaça	4,24	31	54	70	-	-	155	184	-	
37	Renovação do ramal do PTD VIS 0068	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Viseu	4,23	39	68	88	-	-	195	232	-	
38	Renovação LN30 CDR, Termas AP34-AP81	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Castro Daire	4,22	46	81	104	-	-	230	274	-	
39	Renovação do ramal do PTD PCT 0013	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Mangualde	4,21	36	63	81	-	-	180	214	-	
40	Renovação LN30 VRU, Tabuaço AP4-AP118	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Moimenta da Beira	4,17	50	88	113	-	-	251	298	-	
41	Renov LN30 VAR, PENAJÓIA	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Lamego	4,11	40	70	91	-	-	201	240	-	
42	Renovação do ramal do PTD FZZ 0040	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tomar	4,11	40	60	-	-	-	100	119	-	
43	Novo CS15 PTD FIG0464-PTD FIG0184	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Figueira da Foz	4,11	44	77	99	-	-	221	262	Estabelecimento de cabo subterrâneo entre o PTD FIG0464 e o PTD FIG0184, desativando linha aérea MT em Maiorca identificada para renovação por condição	
44	Conversão do ramal do PTD STR 0328	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Torres Novas	4,09	46	81	104	-	-	230	274	Conversão ramais 15kV->30kV em Pernes, para fazer face à condição assinalada.	
45	Renovação do ramal do PTD NLS 0011	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Nelas	4,09	40	60	-	-	-	100	119	-	
46	Renovação do ramal do PTD FZZ 0041	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tomar	4,09	34	60	77	-	-	170	202	-	
47	Renovação do ramal do PTD OHP 0022	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tábua	4,08	46	69	-	-	-	115	137	-	
48	Renovação do ramal do PTD LSA 0035	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Lousã	4,07	31	54	70	-	-	155	184	-	
49	Renovação LN15 PINE, F. C. Rodrigo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Pinhel	4,07	-	53	93	119	-	265	315	-	
50	Renovação do ramal do PTD OHP 0024	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tábua	4,07	-	56	84	-	-	140	166	-	
51	Renovação LN30kV ACR, Carzededa Ansiães	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Torre de Moncorvo	4,06	-	63	110	142	-	315	375	-	
52	Renovação do ramal do PTD VNO 0081	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Ourém	4,06	-	59	103	133	-	295	351	-	
53	Renovação LN15 VIO,Sátão II AP5-PT VIS29	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Viseu	4,05	-	40	60	-	-	100	119	-	



Projeto Nº	Nome do Projeto	Programa Investimento	Concelho	Índice Criticidade (0 a 5)	Investimento (k€)							Custos Totais	Observações
					Custos Primários								
					2026	2027	2028	2029	2030	Total			
54	Renov LN15 FRC, VALENÇA	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Vila Nova de Cerveira	4,04	-	50	75	-	-	125	148	-	
55	Renov.LN15kV ERM, Póvoa Lanhoso I	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Vieira do Minho	4,04	-	42	73	94	-	209	249	-	
56	Renov. LN15kV PVD,Pous. Saramagos II	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Guimarães	4,04	-	50	75	-	-	125	148	-	
57	Renovação LN30 MDL, Trindade	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Macedo de Cavaleiros	4,03	-	-	46	80	103	228	273	-	
58	Renovação LN15 TND, Caramulo PT104-PT147	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tondela	4,03	-	-	62	109	140	310	371	-	
59	Renov.LN15kV SJP,Sande /SJP, Taipas2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Guimarães	4,03	-	-	40	70	90	199	238	-	
60	Renovação LN15 CDS, VP Beira AP14-PTD004	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tábua	4,03	-	-	46	69	-	115	137	-	
61	Renov LN15 MCN, AREGOS	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Marco de Canaveses	4,02	-	-	31	55	71	157	188	-	
62	Renovação LN15 CDS, VPBeira AP32A-PTD102	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Tábua	4,03	-	-	40	70	90	200	239	-	
63	Renovação LN15, SFRA, ST15-79 CONCEIÇÃO	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Alcochete	4,00	-	-	45	79	102	226	271	-	
64	Renovação LN10, JANS, C.N.0544	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Sintra	4,60	105	-	-	-	-	105	126	-	
65	Renovação CS15 PTD LGS 161-PTD LGS 119	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Lagos	4,45	41	62	-	-	-	104	124	-	
66	Renovação LN10, BIRE, C.N.1541/R21	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Cascais	4,33	-	63	95	-	-	158	188	-	
67	Novo CS30 PS SSL 0060	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Estremoz	4,18	-	62	93	-	-	155	184	Estabelecimento de cabo subterrâneo para o PS SSL 0060, desactivando linha aérea MT em Sousel identificada para renovação por condição.	
68	Renovação CS15 Varzea, Penhas da Saude	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Covilhã	4,23	-	129	194	-	-	323	384	-	
69	Renovação LN10, MINS, C.N.1922	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Sintra	4,13	-	56	84	-	-	139	166	-	
70	Renovação LN10, ENTE, C.N.1593	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Lisboa	3,93	-	53	79	-	-	132	156	-	
71	Renovação da CS15 Vitória-S.2	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Porto	3,85	-	120	-	-	-	120	143	Renovação de cabo subterrâneo com condição insatisfatória.	
72	Renovação CS15 CCZ, Galegos	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Guarda	3,93	-	48	73	-	-	121	144	-	
73	Renovação LN15 SLZ, Oleiros AP1-AP26	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Pampilhosa da Serra	4,51	46	70	-	-	-	116	138	-	
74	Renovação do ramal do PTD ABT 0059	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Ábrantes	4,47	64	112	144	-	-	320	381	-	
75	Renovação LN15 SRN,Anha	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Viana do Castelo	4,43	42	73	94	-	-	208	248	-	
76	Renovação LN15 ESP,Cortegaça	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	Espinho	4,10	35	62	79	-	-	177	210	Enterramento de 2,2km de linha aérea MT, devido a condição insatisfatória.	



# ANEXO C.4

## REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT Caparide		CAPARIDE_1594	CRID1594_IÚN25	Recurso à falha do circuito C.N.1594, SE PAREDE	2025	Inverno	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-1,06 MW	4	2,02%	1105D11011,1105D10101,1105D16583,1105D11748,1105D19229,1105C15837,1105D15568,1105D13560,1105D11577,1105D17000,1105D19670,1105C10353,1105D17003,1105D18918,,1105D10217,1105D12524,1105D10366,1105D10366
			CRID1594_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,66 MW	3,25	0,35%	
			CRID1594_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,60 MW	2,5	0,32%	
			CRID1594_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,11 MW	4	2,02%	
			CRID1594_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,71 MW	3,25	0,35%	
			CRID1594_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,64 MW	2,75	0,32%	
			CRID1594_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,16 MW	4	2,02%	
			CRID1594_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,75 MW	3,25	0,35%	
			CRID1594_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,69 MW	2,75	0,32%	
Nova subestação AT/MT Caparide		CAPARIDE_1526	CRID1526_IÚN25	Recurso à falha do circuito C.N.1526 da SE ESTORIL	2025	Inverno	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-1,02 MW	4	2,09%	1105D19173,1105D15688,1105D15878,1105D15436,1105D14860,1105D19579,1105D10169,1105D18539,1105D12471,1105D16460,1105D16195,1105D14957,1105D11636,1105D15344,1105D10215,1105D19698,1105D10930001105C13787,1105D14217
			CRID1526_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,28 MW	4	0,41%	
			CRID1526_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,79 MW	4	0,39%	
			CRID1526_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,09 MW	4	2,09%	
			CRID1526_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,36 MW	4	0,42%	
			CRID1526_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,86 MW	4	0,39%	
			CRID1526_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,16 MW	4	2,09%	
			CRID1526_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,44 MW	4	0,42%	
			CRID1526_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,94 MW	4	0,42%	
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICEIRA_2065	ECRA2065_IÚD25	Recurso à falha do circuito C.L.2065 da SE TELHEIRO	2025	Inverno	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,46 MW	2,25	6,70%	1109D10526,1109D10263,1109D10693,1109D10485,1109D10370,1109D10369,1109D10015,1109D16950,1109D10336,1109D10337,1109C16333,1109C16177,1109D13167,1109D13863,1109D10255,1109D10010,1109D10735,1109D16207,1109D10286,1109D14431,1109C11400,1109D12939,1109D16206,1109D10597
			ECRA2065_IÚN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,73 MW	2,25	8,11%	
			ECRA2065_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,12 MW	0,5	0,40%	
			ECRA2065_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	2,25	1,37%	
			ECRA2065_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,19 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,22 MW	0,75	0,45%	
			ECRA2065_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,76 MW	2,25	1,34%	
			ECRA2065_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,05 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_PÚN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,24 MW	2,25	4,46%	
			ECRA2065_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,66 MW	2,25	1,22%	
			ECRA2065_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,76 MW	2,25	1,22%	
			ECRA2065_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,47 MW	2,25	1,01%	
			ECRA2065_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,47 MW	2,25	0,97%	
			ECRA2065_VÚD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,4 MW	2,25	5,07%	
			ECRA2065_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,71 MW	2,25	6,29%	
			ECRA2065_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,83 MW	2,25	1,30%	
			ECRA2065_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	2,25	1,54%	
			ECRA2065_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,72 MW	2,25	1,34%	
ECRA2065_VDN25	2025	Verão	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-0,72 MW	2,25	1,5%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2065	ECRA2065_OÚD25	Recurso à falha do circuito C.L.2065 da SE TELHEIRO	2025	Outono	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,29 MW	2,25	6,29%	1109D10526,1109D10263,1109D10693,1109D10485,1109D10370,1109D10369,1109D10015,1109D16950,1109D10336,1109D10337,1109C16333,1109C16177,1109D13167,1109D13863,1109D10255,1109D10010,1109D10735,1109D16207,1109D10286,1109D14431,1109C11400,1109D12939,1109D16206,1109D10597
			ECRA2065_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,95 MW	2,25	8,11%	
			ECRA2065 OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,88 MW	2,25	1,34%	
			ECRA2065 OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,87 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,78 MW	2,25	1,46%	
			ECRA2065_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,39 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_IÚM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,13 MW	0,75	2,03%	
			ECRA2065_IÚD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,54 MW	2,25	7,1%	
			ECRA2065_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,84 MW	2,25	8,11%	
			ECRA2065_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,20 MW	0,5	0,45%	
			ECRA2065_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,13 MW	2,25	1,37%	
			ECRA2065_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,31 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,30 MW	0,75	0,45%	
			ECRA2065_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,86 MW	2,25	1,34%	
			ECRA2065_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,17 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_PÚN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,27 MW	2,25	4,67%	
			ECRA2065_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,75 MW	2,25	1,3%	
			ECRA2065_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,85 MW	2,25	1,54%	
			ECRA2065_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,56 MW	2,25	1,13%	
			ECRA2065_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,56 MW	2,25	1,01%	
			ECRA2065_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,48 MW	2,25	6,09%	
			ECRA2065_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,80 MW	2,25	6,49%	
			ECRA2065_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,92 MW	2,25	1,34%	
			ECRA2065_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	2,25	1,58%	
			ECRA2065_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,81 MW	2,25	1,34%	
			ECRA2065_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,81 MW	2,25	1,54%	
			ECRA2065_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,38 MW	2,25	6,7%	
			ECRA2065_OÚN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,04 MW	2,25	8,11%	
			ECRA2065 OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,97 MW	2,25	1,37%	
			ECRA2065 OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,99 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_ODD26		2026	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,87 MW	2,25	1,5%	
			ECRA2065_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,50 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_IÚM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,21 MW	0,75	2,24%	
			ECRA2065_IÚD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,62 MW	2,25	7,1%	
			ECRA2065_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,95 MW	2,25	8,11%	
			ECRA2065_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,28 MW	0,75	0,45%	
			ECRA2065_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,23 MW	2,25	1,42%	
			ECRA2065_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,44 MW	2,25	1,62%	
			ECRA2065_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,38 MW	1	0,49%	
			ECRA2065_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,95 MW	2,25	1,37%	

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis						
		ERICEIRA_2065	ECRA2065_IDN27	Recurso à falha do circuito C.L.2065 da SE TELHEIRO	2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-2,29 MW	2,25	1,62%	1109D10526,1109D10263,1109D10693,1109D10485,1109D10370,1109D10369,1109D10015,1109D16950,1109D10336,1109D10337,1109C16333,1109C16177,1109D13167,1109D13863,1109D10255,1109D10010,1109D10735,1109D16207,1109D10286,1109D14431,1109C11400,1109D12939,1109D16206,1109D10597						
			ECRA2065_PÚD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,17 MW	2,25	3,25%							
			ECRA2065_PÚN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	2,25	5,07%							
			ECRA2065_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,84 MW	2,25	1,34%							
			ECRA2065_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	2,25	1,54%							
			ECRA2065_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,65 MW	2,25	1,22%							
			ECRA2065_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,64 MW	2,25	1,09%							
			ECRA2065_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,57 MW	4	6,29%							
			ECRA2065_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,89 MW	2,25	7,5%							
			ECRA2065_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,02 MW	2,25	1,34%							
			ECRA2065_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,13 MW	2,25	1,62%							
			ECRA2065_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,91 MW	2,25	1,37%							
			ECRA2065_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,9 MW	2,25	1,54%							
			ECRA2065_ÓUD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,46 MW	2,25	6,89%							
			ECRA2065_ÓUN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,14 MW	2,25	8,11%							
			ECRA2065_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,15 MW	2,25	0,4%							
			ECRA2065 OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,07 MW	2,25	1,37%							
			ECRA2065 OSN27		2027	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,11 MW	2,25	1,62%							
			ECRA2065_ODD27		2027	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,96 MW	2,25	1,5%							
			ECRA2065_ODN27		2027	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,61 MW	2,25	1,62%							
						ERICEIRA_2121	ECRA2121_IÚN25	Recurso à falha do circuito C.L.2121 da SE TELHEIRO	2025		Inverno	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4		10	Restore	-0,24 MW	2,25	3,79%	1109D10650,1109D13169,1109C12779,1109D10590,1109D10590,1109D10348,1109D10282,1109C13920,1109D15159,1109C16428,1109C13918,1109D10339,1109D10322,1109D13630,1109D15982,1109D10640
							ECRA2121_ISN25		2025		Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,46 MW	2,25	0,69%	
							ECRA2121_IDN25		2025		Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,34 MW	2,25	0,61%	
							ECRA2121_OSN25		2025		Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,2 MW	2,25	0,47%	
							ECRA2121_IÚN26		2026		Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,36 MW	2,25	3,97%	
							ECRA2121_ISN26		2026		Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,57 MW	2,25	0,76%	
							ECRA2121_IDN26		2026		Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,45 MW	2,25	0,69%	
							ECRA2121_OÚN26		2026		Outono	Útil	18:00	00:00		0,4		10	Restore	-0,11 MW	2,25	2,35%	
ECRA2121_OSN26	2026	Outono		Sábado			18:00		00:00	0,4	10	Restore	-0,33 MW	2,25		0,54%							
ECRA2121_IÚN27	2027	Inverno		Útil			18:00		00:00	0,4	10	Restore	-0,48 MW	2,25		4,33%							
ECRA2121_ISN27	2027	Inverno		Sábado			18:00		00:00	0,4	10	Restore	-0,7 MW	2,25		0,79%							
ECRA2121_IDN27	2027	Inverno		Domingo			18:00		00:00	0,4	10	Restore	-0,57 MW	2,25		0,69%							
ECRA2121_OÚN27	2027	Outono		Útil			18:00		00:00	0,4	10	Restore	-0,23 MW	2,25		2,89%							
ECRA2121_OSN27	2027	Outono		Sábado			18:00		00:00	0,4	10	Restore	-0,45 MW	2,25		0,61%							

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2104B1	ECRA2104B1_IUM25	Recurso à falha do 1º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2104 da SE TELHEIRO	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-1,52 MW	1,33	7,22%	1109D13872,1109D10482,1109D17351,1109C13782,1109D10649,1109D10355,1109D10419,1113D10085,1113D10283,1113D10073,1113D10072,1109D15351,1109D14488,1109D10566,1109D10300,1109D12920,1109D10350,1109D12941,1109D10514,1109C13611,1109C15480,1109D12940,1109D17138,1109D10466,1109D14487,1109C12305,1109D10595
			ECRA2104B1_IUD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,54 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_IUN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,02 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,54 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,89 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,47 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,26 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,64 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,07 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PUM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,74 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PUD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,68 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,39 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,74 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,97 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,49 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PDM25		2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,63 MW	1,33	0,79%	
			ECRA2104B1_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,82 MW	1,33	1,37%	
			ECRA2104B1_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,34 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VUM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,92 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VUD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,05 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VUN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,42 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,69 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,8 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,27 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,72 MW	1,33	1,16%	
			ECRA2104B1_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,73 MW	1,33	1,37%	
			ECRA2104B1_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,4 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_OUM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,19 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OUD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,45 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OUN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,42 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,36 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1 OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,69 MW	1,33	1,44%	
ECRA2104B1 OSN25	2025	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-2,76 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODM25	2025	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,31 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODD25	2025	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,4 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODN25	2025	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-2,36 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_IUM26	2026	Inverno	Útil	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,59 MW	1,33	7,22%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2104B1	ECRA2104B1_IJ26	Recurso à falha do 1º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2104 da SE TELHEIRO	2026	Inverno	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-1,61 MW	1,33	7,22%	1109D13872,1109D10482,1109D17351,1109C13782,1109D10649,1109D10355,1109D10419,1113D10085,1113D10283,1113D10073,1113D10072,1109D15351,1109D14488,1109D10566,1109D10300,1109D12920,1109D10350,1109D12941,1109D10514,1109C13611,1109C15480,1109D12940,1109D17138,1109D10466,1109D14487,1109C12305,1109D10595
			ECRA2104B1_IJ26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,23 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,61 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,98 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,7 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,33 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,73 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,29 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PUM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,79 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PUD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,73 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PUN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,45 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,79 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,56 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,89 MW	1,33	0,87%	
			ECRA2104B1_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,88 MW	1,33	1,41%	
			ECRA2104B1_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,41 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VUM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,98 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VUD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,11 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VUN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,48 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,75 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,86 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,33 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,77 MW	1,33	1,19%	
			ECRA2104B1_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,79 MW	1,33	1,41%	
			ECRA2104B1_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,47 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_OUM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,24 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OUD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,51 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OUN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,62 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,43 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1 OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,77 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1 OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,98 MW	1,33	1,44%	
ECRA2104B1_ODM26	2026	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,38 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODD26	2026	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,47 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODN26	2026	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-2,45 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_IJ27	2027	Inverno	Útil	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,66 MW	1,33	7,22%						
ECRA2104B1_IJ27	2027	Inverno	Útil	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,68 MW	1,33	7,22%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2104B1	ECRA2104B1_IJUN27	Recurso à falha do 1º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2104 da SE TELHEIRO	2027	Inverno	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-3,46 MW	1,33	7,22%	1109D13872,1109D10482,1109D17351,1109C13782,1109D10649,1109D10355,1109D10419,1113D10085,1113D10283,1113D10073,1113D10072,1109D15351,1109D14488,1109D10566,1109D10300,1109D12920,1109D10350,1109D12941,1109D10514,1109C13611,1109C15480,1109D12940,1109D17138,1109D10466,1109D14487,1109C12305,1109D10595
			ECRA2104B1_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,69 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-2,07 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,94 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,4 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,82 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,51 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PUM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,84 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PUD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,79 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,52 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,85 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,1 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,64 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,74 MW	1,33	1,16%	
			ECRA2104B1_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	1,33	1,41%	
			ECRA2104B1_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,48 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VUM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VUD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,17 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VUN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,55 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,81 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,92 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,4 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,83 MW	1,33	1,23%	
			ECRA2104B1_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,85 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,54 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1_OUM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,31 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OUD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,59 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OUN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,84 MW	1,33	7,22%	
			ECRA2104B1_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,5 MW	1,33	1,44%	
			ECRA2104B1 OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,85 MW	1,33	1,44%	
ECRA2104B1 OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-3,21 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODM27	2027	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,45 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODD27	2027	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,55 MW	1,33	1,44%						
ECRA2104B1_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-2,63 MW	1,33	1,44%						





Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2104B 2	ECRA2104B2_IÚD26	Recurso à falha do 2º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2104 da SE TELHEIRO	2026	Inverno	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-1,26 MW	1,33	2,52%	1109D12920,1109D10350,1109D10351,1109D10351,1109D10351,1109D10661,1109D10661,1109D10698,1109D10662,1113D10085,1113D10283,1113D10073,1113D10072,1109D15351,1109D14488,1109D10566,1109D10300,1109D12921,1109D10684,1109D12941,1109D10542,1109D12967,1109D10514,1109C13611,1109C15480,1109D12940,1109D17138,1109D10466,1109D14487,109C12305,1109D10419
			ECRA2104B2_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,54 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,07 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,37 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,88 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,04 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,16 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,6 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_PUM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,25 MW	1,33	1,5%	
			ECRA2104B2_PUD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,34 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_PUN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,98 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,53 MW	1,33	0,25%	
			ECRA2104B2_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,59 MW	1,33	0,46%	
			ECRA2104B2_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,08 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	1,33	0,15%	
			ECRA2104B2_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,38 MW	1,33	0,3%	
			ECRA2104B2_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	1,33	0,4%	
			ECRA2104B2_VUM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,42 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_VUD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,57 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_VUN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,08 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,46 MW	1,33	0,23%	
			ECRA2104B2_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,46 MW	1,33	0,48%	
			ECRA2104B2_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,99 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,48 MW	1,33	0,19%	
			ECRA2104B2_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,5 MW	1,33	0,45%	
			ECRA2104B2_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,06 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_OUM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,84 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_OUD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_OUN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,93 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,83 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2 OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,11 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2 OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,22 MW	1,33	0,5%	
ECRA2104B2_ODM26	2026	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,08 MW	1,33	0,5%						
ECRA2104B2_ODD26	2026	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,09 MW	1,33	0,5%						
ECRA2104B2_ODN26	2026	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-1,81 MW	1,33	0,5%						
ECRA2104B2_IÚM27	2027	Inverno	Útil	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,2 MW	1,33	2,52%						
ECRA2104B2_IÚD27	2027	Inverno	Útil	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,33 MW	1,33	2,52%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2104B2	ECRA2104B2_IJN27	Recurso à falha do 2º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2104 da SE TELHEIRO	2027	Inverno	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-2,74 MW	1,33	2,52%	1109D12920,1109D10350,1109D10351,1109D10662,1113D10085,1113D10283,1113D10073,1113D10072,1109D15351,1109D14488,1109D10566,1109D10300,1109D12921,1109D10684,1109D12941,1109D10542,1109D12967,1109D10514,1109C13611,1109C15480,1109D12940,1109D17138,1109D10466,1109D14487,109C12305,1109D10419
			ECRA2104B2_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,14 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,44 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-3,09 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-1,1 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,22 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,81 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_PUM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,3 MW	1,33	1,7%	
			ECRA2104B2_PUD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,35 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,04 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,58 MW	1,33	0,26%	
			ECRA2104B2_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,65 MW	1,33	0,48%	
			ECRA2104B2_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,14 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,35 MW	1,33	0,15%	
			ECRA2104B2_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,43 MW	1,33	0,33%	
			ECRA2104B2_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1 MW	1,33	0,41%	
			ECRA2104B2_VUM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,47 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_VUD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,62 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_VUN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,14 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,51 MW	1,33	0,35%	
			ECRA2104B2_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,51 MW	1,33	0,49%	
			ECRA2104B2_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,05 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,54 MW	1,33	0,23%	
			ECRA2104B2_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,55 MW	1,33	0,46%	
			ECRA2104B2_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,12 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2_OUM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,88 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_OUD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,09 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_OUN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,13 MW	1,33	2,52%	
			ECRA2104B2_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,89 MW	1,33	0,5%	
			ECRA2104B2 OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,18 MW	1,33	0,5%	
ECRA2104B2 OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-2,43 MW	1,33	0,5%						
ECRA2104B2_ODM27	2027	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-1,14 MW	1,33	0,5%						
ECRA2104B2_ODD27	2027	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,16 MW	1,33	0,5%						
ECRA2104B2_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-1,97 MW	1,33	0,5%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA	ERICEIRA_2103B1	1	ECRA2103B1_IÚM25	Recurso à falha do 1º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2103 da SE TELHEIRO	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,19 MW	2,1	2,81%	1109D12968,1109D10380,1109D15786,1109D10013,1109D10399,1109D12933,1109D10297,1109D10453,1109C10734,1109D14240,1109D10664,1109D10315,1109D10388,1109D14239,1109D10689,1109D10573,1109D10518,1109D10454,1109C14616,1109D10517,1109D10489
			ECRA2103B1_IÚD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,16 MW	2,1	7,99%	
			ECRA2103B1_IÚN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,25 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,4 MW	2,1	0,74%	
			ECRA2103B1_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,53 MW	2,1	1,6%	
			ECRA2103B1_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,81 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,46 MW	2,1	1,26%	
			ECRA2103B1_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,7 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,71 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_PÚN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,2 MW	2,1	5,4%	
			ECRA2103B1_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	2,1	1,29%	
			ECRA2103B1_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,6 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,11 MW	2,1	0,74%	
			ECRA2103B1_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,37 MW	2,1	1,21%	
			ECRA2103B1_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	2,1	5,62%	
			ECRA2103B1_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,39 MW	2,1	1,26%	
			ECRA2103B1_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,34 MW	2,1	1,13%	
			ECRA2103B1_OÚM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,15 MW	2,1	3,24%	
			ECRA2103B1_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,13 MW	2,1	7,99%	
			ECRA2103B1_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,74 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,37 MW	2,1	0,69%	
			ECRA2103B1 OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,51 MW	2,1	1,6%	
			ECRA2103B1 OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,36 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_ODM25		2025	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,27 MW	2,1	0,56%	
			ECRA2103B1_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,4 MW	2,1	1,47%	
			ECRA2103B1_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,88 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IÚM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,23 MW	2,1	3,03%	
			ECRA2103B1_IÚD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,21 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,42 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,45 MW	2,1	0,78%	
			ECRA2103B1_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,59 MW	2,1	1,64%	
			ECRA2103B1_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,99 MW	2,1	1,73%	
ECRA2103B1_IDM26	2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-0,51 MW	2,1	1,73%						
ECRA2103B1_IDD26	2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-0,75 MW	2,1	1,73%						
ECRA2103B1_IDN26	2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-1,89 MW	2,1	1,73%						
ECRA2103B1_PÚN26	2026	Primavera	Útil	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-0,25 MW	2,1	5,83%						
ECRA2103B1_PSD26	2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-0,34 MW	2,1	1,38%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2103B1	ECRA2103B1_PSN26	Recurso à falha do 1º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2103 da SE TELHEIRO	2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,65 MW	2,1	1,73%	1109D12968,1109D10380,1109D15786,1109D10013,1109D10399,1109D12933,1109D10297,1109D10453,1109C10734,1109D14240,1109D10664,1109D10315,1109D10388,1109D14239,1109D10689,1109D10573,1109D10518,1109D10454,1109C14616,1109D10517,1109D10489
			ECRA2103B1_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,15 MW	2,1	0,9%	
			ECRA2103B1_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,41 MW	2,1	1,29%	
			ECRA2103B1_VUN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,33 MW	2,1	6,06%	
			ECRA2103B1_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,13 MW	2,1	0,87%	
			ECRA2103B1_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,44 MW	2,1	1,29%	
			ECRA2103B1_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,39 MW	2,1	1,21%	
			ECRA2103B1_OUM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,13 MW	2,1	3,24%	
			ECRA2103B1_OUD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,14 MW	2,1	8,43%	
			ECRA2103B1_OUN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,9 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,42 MW	2,1	0,69%	
			ECRA2103B1 OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,57 MW	2,1	1,6%	
			ECRA2103B1 OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,55 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_ODM26		2026	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,32 MW	2,1	0,61%	
			ECRA2103B1_ODD26		2026	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,45 MW	2,1	1,56%	
			ECRA2103B1_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IUM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,28 MW	2,1	3,24%	
			ECRA2103B1_IUD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,26 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_IUN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,6 MW	2,1	8,65%	
			ECRA2103B1_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,51 MW	2,1	0,95%	
			ECRA2103B1_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,64 MW	2,1	1,69%	
			ECRA2103B1_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,19 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,57 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,81 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,08 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	2,1	5,83%	
			ECRA2103B1_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,1 MW	2,1	0,48%	
			ECRA2103B1_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,38 MW	2,1	1,43%	
			ECRA2103B1_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,7 MW	2,1	1,73%	
			ECRA2103B1_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,19 MW	2,1	1,03%	
			ECRA2103B1_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,46 MW	2,1	1,38%	
			ECRA2103B1_VUN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,38 MW	2,1	6,48%	
ECRA2103B1_VSD27	2027	Verão	Sábado	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-0,17 MW	2,1	1%						
ECRA2103B1_VSN27	2027	Verão	Sábado	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-0,49 MW	2,1	1,34%						
ECRA2103B1_VDD27	2027	Verão	Domingo	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-0,13 MW	2,1	0,78%						
ECRA2103B1_VDN27	2027	Verão	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-0,44 MW	2,1	1,26%						
ECRA2103B1_OUM27	2027	Outono	Útil	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-0,18 MW	2,1	3,67%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis	
Nova subestação AT/MT ERICEIRA	ERICEIRA_2103B1		ECRA2103B1_OUD27	Recurso à falha do 1º Bloco Telecomandado do circuito C.L.2103 da SE TELHEIRO	2027	Outono	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,18 MW	2,1	8,65%	1109D12968,1109D10380,1109D15786,1109D10013,1109D10399,1109D12933,1109D10297,1109D10453,1109C10734,1109D14240,1109D10664,1109D10315,1109D10388,1109D14239,1109D10689,1109D10573,1109D10518,1109D10454,1109C14616,1109D10517,1109D10489	
			ECRA2103B1_OUN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,08 MW	2,1	8,65%		
			ECRA2103B1_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,47 MW	2,1	0,78%		
			ECRA2103B1 OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,62 MW	2,1	1,64%		
			ECRA2103B1 OSN27		2027	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,74 MW	2,1	1,73%		
			ECRA2103B1_ODM27		2027	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,37 MW	2,1	0,65%		
			ECRA2103B1_ODD27		2027	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,5 MW	2,1	1,6%		
			ECRA2103B1_ODN27		2027	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,08 MW	2,1	1,73%		
	ERICEIRA_2136			ECRA2136_IUD25	Recurso à falha do circuito C.L.2136 da SE TELHEIRO	2025	Inverno	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,46 MW	4	11,25%	1109D10414,1109D14914,1109D10296,1109D15220,1109D10626,1109D12927,1109D10325,1109D14236,1109D10233,1109D10587,1109D10715,1109C16336,1109C15702,1109D10583,1109D10303,1109D10221,1109D10239,1109D16289,1109D10428,1109D10341,1109D10417,1109D10499,1109D10344,1109D10384,1109D10343,1109D10383,1109D10342,1109D10375,1109D10304,1109D13344
				ECRA2136_IUN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,8 MW	4	13,22%	
				ECRA2136_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,12 MW	2,25	0,96%	
				ECRA2136_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	4	2,3%	
				ECRA2136_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,38 MW	4	2,64%	
				ECRA2136_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,22 MW	2	1,01%	
				ECRA2136_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,76 MW	4	2,25%	
				ECRA2136_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,35 MW	4	2,64%	
				ECRA2136_PUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,24 MW	3,5	8,15%	
				ECRA2136_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,66 MW	4	2,08%	
				ECRA2136_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,76 MW	4	2,08%	
				ECRA2136_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,47 MW	4	1,8%	
				ECRA2136_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,47 MW	4	1,74%	
				ECRA2136_VUD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,4 MW	4	8,99%	
				ECRA2136_VUN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,71 MW	4	10,68%	
				ECRA2136_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,83 MW	4	2,2%	
				ECRA2136_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	4	2,53%	
				ECRA2136_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,72 MW	4	2,25%	
				ECRA2136_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,72 MW	4	2,47%	
				ECRA2136_OUD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	4	10,68%	
				ECRA2136_OUN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,95 MW	4	13,22%	
				ECRA2136 OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,88 MW	4	2,25%	
				ECRA2136 OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,87 MW	4	2,64%	
				ECRA2136_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,78 MW	4	2,41%	
				ECRA2136_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,39 MW	4	2,64%	
ECRA2136_IUM26	2026	Inverno	Útil	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-0,13 MW	2,5	4,78%							
ECRA2136_IUD26	2026	Inverno	Útil	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-0,54 MW	4	11,8%							
ECRA2136_IUN26	2026	Inverno	Útil	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-1,95 MW	4	13,22%							
ECRA2136_ISM26	2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-0,2 MW	2,25	1,01%							

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICEIRA_2136	ECRA2136_ISD26	Recurso à falha do circuito C.L.2136 da SE TELHEIRO	2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-1,13 MW	4	2,3%	1109D10414,1109D14914,1109D10296,1109D15220,1109D10626,1109D12927,1109D10325,1109D14236,1109D10233,1109D10587,1109D10715,1109C16336,1109C15702,1109D10583,1109D10303,1109D10221,1109D10239,1109D16289,1109D10428,1109D10341,1109D10417,1109D10499,1109D10344,1109D10384,1109D10343,1109D10383,1109D10342,1109D10375,1109D10304,1109D13344
			ECRA2136_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,58 MW	4	2,64%	
			ECRA2136_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,3 MW	2	1,01%	
			ECRA2136_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,86 MW	4	2,25%	
			ECRA2136_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,56 MW	4	2,64%	
			ECRA2136_PÚN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,27 MW	3,75	8,43%	
			ECRA2136_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,75 MW	4	2,2%	
			ECRA2136_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,85 MW	4	2,53%	
			ECRA2136_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,56 MW	4	1,97%	
			ECRA2136_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,56 MW	4	1,8%	
			ECRA2136_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,48 MW	4	10,4%	
			ECRA2136_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,8 MW	4	10,96%	
			ECRA2136_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,92 MW	4	2,25%	
			ECRA2136_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,03 MW	4	2,58%	
			ECRA2136_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,81 MW	4	2,25%	
			ECRA2136_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,81 MW	4	2,53%	
			ECRA2136_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,38 MW	4	11,25%	
			ECRA2136_OÚN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,04 MW	4	13,22%	
			ECRA2136_OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,97 MW	4	2,3%	
			ECRA2136_OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,99 MW	4	2,64%	
			ECRA2136_ODD26		2026	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,87 MW	4	2,47%	
			ECRA2136_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,5 MW	4	2,64%	
			ECRA2136_IÚM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,21 MW	2,5	1,75%	
			ECRA2136_IÚD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,62 MW	4	4,07%	
			ECRA2136_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,14 MW	4	6,89%	
			ECRA2136_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,28 MW	2,5	0,35%	
ECRA2136_ISD27	2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00	0,4	10	Restore	-1,23 MW	4	0,81%						
ECRA2136_ISN27	2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-2,8 MW	4	1,41%						
ECRA2136_IDM27	2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00	0,4	10	Restore	-0,38 MW	2,25	0,37%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2136	ECRA2136_IDD27	Recurso à falha do circuito C.L.2136 da SE TELHEIRO	2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Restore	-0,95 MW	4	0,79%	1109D10414,1109D14914,1109D10296,1109D15220,1109D10626,1109D12927,1109D10325,1109D14236,1109D10233,1109D10587,1109D10715,1109C16336,1109C15702,1109D10583,1109D10303,1109D10221,1109D10239,1109D16289,1109D10428,1109D10341,1109D10417,1109D10499,1109D10344,1109D10384,1109D10343,1109D10383,1109D10342,1109D10375,1109D10304,1109D13344
			ECRA2136_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,77 MW	4	1,51%	
			ECRA2136_PÚD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,17 MW	2	2,23%	
			ECRA2136_PÚN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,29 MW	4	3,1%	
			ECRA2136_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,84 MW	4	0,78%	
			ECRA2136_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,94 MW	4	0,87%	
			ECRA2136_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,65 MW	4	0,72%	
			ECRA2136_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,64 MW	4	0,66%	
			ECRA2136_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,57 MW	4	3,68%	
			ECRA2136_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,89 MW	4	4,27%	
			ECRA2136_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,02 MW	4	0,78%	
			ECRA2136_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,13 MW	4	0,91%	
			ECRA2136_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,91 MW	4	0,79%	
			ECRA2136_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-0,9 MW	4	0,87%	
			ECRA2136_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,46 MW	4	3,97%	
			ECRA2136_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-1,14 MW	4	4,56%	
			ECRA2136_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	10	Restore	-0,15 MW	2,25	0,33%	
			ECRA2136 OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-1,07 MW	4	0,79%	
			ECRA2136 OSN27		2027	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Restore	-2,11 MW	4	0,91%	
			ECRA2136_ODD27		2027	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	10	Restore	-0,96 MW	4	0,85%	
ECRA2136_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	10	Restore	-1,61 MW	4	0,91%						
Nova subestação AT/MT ERICEIRA		ERICAIRA_2065	ECRA2065_IÚN25	Eliminação de subtensões no circuito C.L.2065 da SE TELHEIRO	2025	Inverno	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	10	Secure	-0,1 MW	1,25	100%	1109D10526,1109D10263,1109D10693,1109D10485,1109D10370,1109D10369,1109D10015,1109D16950,1109D10336,1109D10337,1109C16333,1109C16177,1109D13167,1109D16950,1109D13863,1109D10255,1109D10010,1109D10735,1109D16207,1109D10286,1109D14431,1109C11400,1109D12939,1109D16206,1109D10597
			ECRA2065_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,1 MW	0,75	100%	
			ECRA2065_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,16 MW	2	100%	
			ECRA2065_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,16 MW	1,5	100%	
			ECRA2065_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,1 MW	1	100%	
			ECRA2065_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,22 MW	2,25	100%	
			ECRA2065_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,27 MW	1,75	100%	
			ECRA2065_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	10	Secure	-0,15 MW	1,5	100%	



Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60-15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_TRV-VLC	VLCTRV-VLC_IUM25	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN TROVISCOSO VALENÇA	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-2,6 MW	8	<0,01%	1608C20975,1608C24625,1608C24500,1608C22070,1608C22774,1608C25531,1608C20913,1608C23900,1608C24730,1608D20009,1608D20060,1608D20027,1608D20017,1608D20065,1608D20084,1608D20067,1608D20077,1608D20101,1608D20002,1608D20002,1608D20026,1608D20091,1608D20071,1608D20029,1608D20092,1608D20012,1608D20085,1608D20064,1608D20095,1608D20043,1608D20063,1608D20007,1608D20018,1608D20025,1608D20087,1608D20055,1608D20019,1608D20075,1608D20005,1608D20108,1608D20123,1608D20105,1608D20105,1608D20118,1608D20126,1608D20148,1608D20147,1608D20149,1608D20137,1608D20138,1608D20136,1608C24106,1608C20976,1608C27007,1608C27430,1608C27060,1608C27238,1608C27422,1608C27432,1602C23700,1610D29201,1610D20116,1604C25839,1604C22800,1604C22760,1608C22726,1604D20092,1604D20058,1604D20101,1604D20042,1604D20097,1604D20112,1604D20057,1604D20141,1604D20011,1604D20124,1604D20047,1604D20095,1604D20121,1604D20108,1604D20102,1604D20006,1604D20088,1604D20135,1608D20068,1604D20143,1604D20144,1604D20144,1604D20165,1604D20208,1604D20215,1604D20217,1604D20199,1604D20185,1608C27320,1604C27431,1604C27432,1604C27151,1604C27005,1604C29008
			VLCTRV-VLC_IUD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15		-4,98 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15		-7,51 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15		-2,63 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15		-1,59 MW	5,75	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15		-0,86 MW	4,25	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15		-1,78 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15		-2,41 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15		-2,46 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15		-0,69 MW	2	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VUM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15		-5,03 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VUD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15		-7,32 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VUN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15		-9,61 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15		-2,99 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15		-0,66 MW	6,75	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15		-1,09 MW	6,5	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15		-0,13 MW	2	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15		-2,33 MW	5,5	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15		-5,78 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15		-8,07 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15		-2,28 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15		-0,78 MW	6,75	<0,01%	
			VLCTRV-VLC OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15		-1,73 MW	7,75	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15		-2,12 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15		-4,44 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15		-6,33 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15		-3,13 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15		-2 MW	7,25	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15		-1,21 MW	5,5	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15		-2,21 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15		-2,89 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15		-2,94 MW	8	<0,01%	
VLCTRV-VLC_PSM26	2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00	0,4	15	-1,03 MW	5	<0,01%							
VLCTRV-VLC_VUM26	2026	Verão	Útil	00:00	08:00	0,4	15	-3,39 MW	8	<0,01%							
VLCTRV-VLC_VUD26	2026	Verão	Útil	08:00	18:00	0,4	15	-4,54 MW	8	<0,01%							
VLCTRV-VLC_VUN26	2026	Verão	Útil	18:00	00:00	0,4	15	-5,43 MW	8	<0,01%							
VLCTRV-VLC_VSM26	2026	Verão	Sábado	00:00	08:00	0,4	15	-3,37 MW	8	<0,01%							
VLCTRV-VLC_VSD26	2026	Verão	Sábado	08:00	18:00	0,4	15	-0,91 MW	8	<0,01%							

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60-15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_TRV-VLC	VLCTRV-VLC_VSN26	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN TROVISCOSO VALENÇA	2026	Verão	Sábado	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-1,35 MW	8	<0,01%	1608C20975,1608C24625,1608C24500,1608C22070,1608C22774,1608C25531,1608C20913,1608C23900,1608C24730,1608D20009,1608D20060,1608D20027,1608D20017,1608D20065,1608D20084,1608D20067,1608D20077,1608D20101,1608D20002,1608D20002,1608D20026,1608D20091,1608D20071,1608D20029,1608D20092,1608D20012,1608D20085,1608D20064,1608D20095,1608D20043,1608D20063,1608D20007,1608D20018,1608D20025,1608D20087,1608D20055,1608D20019,1608D20075,1608D20005,1608D20108,1608D20123,1608D20105,1608D20105,1608D20118,1608D20126,1608D20148,1608D20147,1608D20149,1608D20137,1608D20138,1608D20136,1608C24106,1608C20976,1608C27007,1608C27430,1608C27060,1608C27238,1608C27422,1608C27432,1602C23700,1610D29201,1610D20116,1604C25839,1604C22800,1604C22760,1608C22726,1604D20092,1604D20058,1604D20101,1604D20042,1604D20097,1604D20112,1604D20005,1604D20141,1604D20011,1604D20124,1604D20047,1604D20095,1604D20121,1604D20108,1604D20102,1604D20006,1604D20088,1604D20135,1608D20068,1604D20143,1604D20144,1604D20144,1604D20165,1604D20208,1604D20215,1604D20217,1604D20199,1604D20185,1608C27320,1604C27431,1604C27432,1604C27151,1604C27005,1604C29008
			VLCTRV-VLC_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,34 MW	3,5	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,53 MW	4	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,03 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,71 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,73 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,12 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-2,13 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,18 MW	2	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,39 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,73 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IUN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-3,45 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,86 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,49 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-2,48 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,78 MW	7,5	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,01 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,57 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,79 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-2,95 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-2,06 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,14 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,91 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,05 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,32 MW	3,75	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VUM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,44 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VUD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,09 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VUN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-2,85 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,22 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,92 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,3 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,24 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,6 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-2,08 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,92 MW	8	<0,01%	
			VLCTRV-VLC_OUD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5,18 MW	8	<0,01%	
VLCTRV-VLC_OUN27	2027	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-4,28 MW	8	<0,01%						
VLCTRV-VLC_OSM27	2027	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	15	Restore	-1,3 MW	8	<0,01%						
VLCTRV-VLC OSD27	2027	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-0,7 MW	4	<0,01%						
VLCTRV-VLC_OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-1,08 MW	6,75	<0,01%						
VLCTRV-VLC_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0,52 MW	4,75	<0,01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60-15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_FRC-VLC	VLCFRC-VLC_IÚD25	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN FRANCE VALENÇA	2025	Inverno	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0,67 MW	5,75	<0,01%	1608C22780,1608C20894,1608C23030,1608C25585,1608C23640,1608C23635,1608C21050,1608C24760,1608C21360,1608C20751,1610C21585,1610C24527,1610C23060,1610C20155,1610C22580,1610D20056,1610D20081,1610D20047,1610D20029,1610D20031,1610D20010,1610D20042,1610D20083,1610D20009,1610D20028,1610D20043,1610D20072,1610D20069,1610D20048,1610D20077,1608D20035,1608D20099,1608D20045,1608D20069,1608D20016,1608D20022,1608D20015,1608D20074,1608D20066,1608D20014,1608D20058,1608D20023,1608D20122,1610D20085,1610D20089,1608D20120,1608D20116,1610D20094,1608D20127,1608D20132,1608D20134,1608D20133,1608D20154,1608D20155,1610D20115,1608D20150,1610D20109,1608D20143,1610D20111,1608D20146,1608D20140,1608S29910,1610C27409,1610C27045,1610C27003,1608C27035,1610C27254,1610C27365,1610C27408,1610C27411,1610D20120,1610D20045,1610D20061,1610D20074,1610D20082,1610D20051,1610D20080,1610D20035,1610D20006,1610D20017,1610D20018,1610D20024,1610D20053,1610D20067,1610D20079,1610D20101,1610D29201,1610D20116,1610D20121,1610D20107
			VLCFRC-VLC_IÚN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,5 MW	6,5	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,29 MW	0,5	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,97 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,64 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,28 MW	3,25	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,64 MW	4	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_IÚD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,81 MW	7,5	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,66 MW	6,75	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,38 MW	0,5	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,08 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,75 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,41 MW	3,75	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_OÚN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,78 MW	5,5	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_IÚD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,93 MW	7,75	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,79 MW	7	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,47 MW	1	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,17 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,86 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-VLC_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,53 MW	4,25	<0,01%	
VLCFRC-VLC_OÚN27	2027	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0,91 MW	5,75	<0,01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60- 15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_FRC- CRV	VLCFRC-CRV_IUM25	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN FRANCE CERVEIRA	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5,41 MW	8	<0,01%	1610C22560,1610C24975,1610C27061,1610C25510,1610C25415,1610C24525,1610C21475,1610C24925,1610D20013,1610D20075,1610D20076,1610D20060,1610D20084,1610D20066,1610D20037,1608D20042,1608D20080,1608D20097,1608D20001,1608D20057,1608D20131,1610D20090,1610D20091,1610C27237,1610C25390,1610C22660,1610C23019,1610C27054,1610C27352,1602C25470,1602C23700,1602D20062,1610D20055,1610D20073,1610D20046,1610D20008,1610D20070,1610D20044,1610D20041,1610D20038,1610D20038,1610D20016,1602D20082,1610D20057,1602D20049,1602D20028,1602D20029,1610D20019,1602D20096,1610D20025,1602D20074,1610D20064,1610D20058,1610D20063,1610D20002,1602D20001,1602D20007,1610D20039,1610D20040,1610D20026,1610D20014,1610D20054,1602D20064,1610D20086,1602D20121,1610D20093,1602D20127,1610D20088,1610D20098,1610D20096,1610D20092,1610D29201,1610D20099,1610D20116,1610D20114,1610D20106,1610D20105,1610D20103,1610D20110,1610D20104,1602D20143,1610D20108,1610C27146,1610C27126,1610C23115,1602C27016,1610C27145,1602C27212,1610C27407,1610C27211,1602C27149,1610C27177,1610C27410,1610C27019
			VLCFRC-CRV_IUD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-9,07 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9,15 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4,6 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5,3 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7,04 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,04 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,52 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,63 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,93 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-6,86 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,41 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,88 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,94 MW	8	<0,01%	
VLCFRC-CRV_PSN25	2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-3,69 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PDM25	2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00	0,4	15	Restore	-1,73 MW	8	<0,01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60-15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_FRC-CRV	VLCFRC-CRV_PDD25	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN FRANCE CERVEIRA	2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-2,46 MW	8	<0,01%	1610C22560,1610C24975,1610C27061,1610C25510,1610C25415,1610C24525,1610C21475,1610C24925,1610D20013,1610D20075,1610D20076,1610D20060,1610D20084,1610D20066,1610D20037,1608D20042,1608D20080,1608D20097,1608D20001,1608D20057,1608D20131,1610D20090,1610D20091,1610C27237,1610C25390,1610C22660,1610C23019,1610C27054,1610C27352,1602C25470,1602C23700,1602D2062,1610D20055,1610D20073,1610D20046,1610D20008,1610D20070,1610D20044,1610D20041,1610D20038,1610D20038,1610D20016,1602D20082,1610D20057,1602D20049,1602D20028,1602D20029,1610D20019,1602D20096,1610D20025,1602D20074,1610D20064,1610D20058,1610D20063,1610D20002,1602D20001,1602D20007,1610D20039,1610D20040,1610D20026,1610D20014,1610D20054,1602D20064,1610D20086,1602D20121,1610D20093,1602D20127,1610D20088,1610D20098,1610D20096,1610D20092,1610D29201,1610D20099,1610D20116,1610D20114,1610D20106,1610D20105,1610D20103,1610D20110,1610D20104,1602D20143,1610D20108,1610C27146,1610C27126,1610C23115,1602C27016,1610C27145,1602C27212,1610C27407,1610C27211,1602C27149,1610C27177,1610C27410,1610C27019
			VLCFRC-CRV_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-2,88 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VUM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5,81 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VUD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8,29 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VUN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6,34 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4,08 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,35 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,18 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,92 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,19 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,51 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OUM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6,53 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OUD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-11,78 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OUN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-10,48 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,53 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,81 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,88 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODM25		2025	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,98 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,62 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,48 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5,45 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-9,18 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9,58 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4,63 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5,34 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7,29 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,09 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,67 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,69 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,95 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7,02 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,47 MW	8	<0,01%	
VLCFRC-CRV_PSM26	2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00	0,4	15	Restore	-2,89 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PSD26	2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-3,97 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PSN26	2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-3,72 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PDM26	2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00	0,4	15	Restore	-1,75 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PDD26	2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-2,48 MW	8	<0,01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60-15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_FRC-CRV	VLCFRC-CRV_PDN26	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN FRANCE CERVEIRA	2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-2,95 MW	8	<0,01%	1610C22560,1610C24975,1610C27061,1610C25510,1610C25415,1610C24525,1610C21475,1610C24925,1610D20013,1610D20075,1610D20076,1610D20060,1610D20084,1610D20066,1610D20037,1608D20042,1608D20080,1608D20097,1608D20001,1608D20057,1608D20131,1610D20090,1610D20091,1610C27237,1610C25390,1610C22660,1610C23019,1610C27054,1610C27352,1602C25470,1602C23700,1602D20062,1610D20055,1610D20073,1610D20046,1610D20008,1610D20070,1610D20044,1610D20041,1610D20038,1610D20038,1610D20016,1602D20082,1610D20057,1602D20049,1602D20028,1602D20029,1610D20019,1602D20096,1610D20025,1602D20074,1610D20064,1610D20058,1610D20063,1610D20002,1602D20001,1602D20007,1610D20039,1610D20040,1610D20026,1610D20014,1610D20054,1602D20064,1610D20086,1602D20121,1610D20093,1602D20127,1610D20088,1610D20098,1610D20096,1610D20092,1610D29201,1610D20099,1610D20116,1610D20114,1610D20106,1610D20105,1610D20103,1610D20110,1610D20104,1602D20143,1610D20108,1610C27146,1610C27126,1610C23115,1602C27016,1610C27145,1602C27212,1610C27407,1610C27211,1602C27149,1610C27177,1610C27410,1610C27019
			VLCFRC-CRV_VUM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5,85 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VUD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8,35 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VUN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6,42 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4,1 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,39 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,21 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,93 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,22 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,53 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OUM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6,3 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OUD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-11,32 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OUN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-10,05 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,49 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,85 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,05 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODM26		2026	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODD26		2026	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,66 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,53 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5,46 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-9,21 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IUN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-8,89 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4,44 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5,36 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7,28 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,1 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,53 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,86 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,96 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7,04 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,46 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,89 MW	8	<0,01%	
VLCFRC-CRV_PSD27	2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-3,98 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PSN27	2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-3,73 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PDM27	2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00	0,4	15	Restore	-1,76 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PDD27	2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-2,49 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_PDN27	2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-2,95 MW	8	<0,01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kW)	Umáx (kW)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Renov/ andares 60- 15kV e SPCC SE Valença		VALENÇA_FRC- CRV	VLCFRC-CRV_VÚM27	Recurso à falha da SE VALENÇA - LN FRANCE CERVEIRA	2027	Verão	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-5,86 MW	8	<0,01%	1610C22560,1610C24975,1610C27061,1610C25510,1610C25415,1610C24525,1610C21475,1610C24925,1610D20013,1610D20075,1610D20076,1610D20060,1610D20084,1610D20066,1610D20037,1608D20042,1608D20080,1608D20097,1608D20001,1608D20057,1608D20131,1610D20090,1610D20091,1610C27237,1610C25390,1610C22660,1610C23019,1610C27054,1610C27352,1602C25470,1602C23700,1602D20062,1610D20055,1610D20073,1610D20046,1610D20008,1610D20070,1610D20044,1610D20041,1610D20038,1610D20038,1610D20016,1602D20082,1610D20057,1602D20049,1602D20028,1602D20029,1610D20019,1602D20096,1610D20025,1602D20074,1610D20064,1610D20058,1610D20063,1610D20002,1602D20001,1602D20007,1610D20039,1610D20040,1610D20026,1610D20014,1610D20054,1602D20064,1610D20086,1602D20121,1610D20093,1602D20127,1610D20088,1610D20098,1610D20096,1610D20092,1610D29201,1610D20099,1610D20116,1610D20114,1610D20106,1610D20105,1610D20103,1610D20110,1610D20104,1602D20143,1610D20108,1610C27146,1610C27126,1610C23115,1602C27016,1610C27145,1602C27212,1610C27407,1610C27211,1602C27149,1610C27177,1610C27410,1610C27019
			VLCFRC-CRV_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8,37 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6,44 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4,11 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,39 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,18 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-2,94 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-4,23 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-4,55 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OÚM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6,59 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-11,18 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-10,69 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-3,57 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-3,82 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV OSN27		2027	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5,07 MW	8	<0,01%	
			VLCFRC-CRV_ODM27		2027	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1,89 MW	8	<0,01%	
VLCFRC-CRV_ODD27	2027	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-3,67 MW	8	<0,01%						
VLCFRC-CRV_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-4,54 MW	8	<0,01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Ermida		ERMIDA_CAN-FRD	ERMCAN-FRD_OÚD26	Eliminação de Sobrecarga no circuito CANIÇOS - FRADES	2026	Outono	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Secure	-0,17 MW	2,25	100%	1314C20376,1314C21154,1314D20478,1314D20043,1314D20559,1314C21718,1314C20693,1314S20111,1314C21317,1314C21666,1314C20098,1314C21313,1314D20457,1314D20400,1314D20281,1314D20210,9,1314D20208,1314D20002,1314D20210,1314D20247,1314D20413,1314D20060,1314D20167,1314D20393,1314D20246,1314D20207,1314D20216,1314D20429,1314D20434,1314D20130,1314D20078,1314D20079,1314D20266,1314D20025,1314D20500,1314D20497,1314D20530,1314D20557,1314C22413,1314C20513,1314C20652,1314C20034,1314C22221,1314C21983,1314C22489,1314C22084,1314C27494,1314C22466,1314S20111
			ERMCAN-FRD_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Secure	-0,34 MW	5,25	100%	
			ERMCAN-FRD_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Secure	-0,23 MW	1,75	100%	
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola		BEJA_BJA-ALB	BJABJA-ALB_VÚN26	Eliminação de subtensões no circuito SE BEJA ALBERNOA	2026	Verão	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Secure	-0,1 MW	3,25	100%	0205C20567,0205D20198,0205D20021,0205D20197,0205D20228,0205D20108,0205D20020,0205D20199,0205D20241,0205D20258,0205D20255,0205D20309,0205D20310,0205D20308,0205D20498,0205D20791,0205D20451,0205D20701,0205C20681,0205C20682,0205C20763,0205C20641,0205C20632,0205C20635,0205C20571,0205C20773,0205C20714,0205C20767,0205C20765,0205S35000
			BJABJA-ALB_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Secure	-0,1 MW	3,25	100%	
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola		BEJA_BJA-ALBB1	BJABJA-ALBB1_IÚD25	Recurso à falha do 1º bloco telecomandado da saída SE BEJA - ALBERNOA	2025	Inverno	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0,16 MW	2,25	9,05%	0205C20567,0205C20612,0205D20198,0205D20021,0205D20197,0205D20228,0205D20108,0205D20020,0205D20199,0205D20241,0205D20258,0205D20255,0205D20367,0205D20309,0205D20310,0205D20308,0205D20498,0205D20791,0205D20442,0205D20444,0205D20451,0205D20455,0205D20701,0205C20681,0205C20682,0205C20637,0205C20763,0205C20630,0205C20641,0205C20632,0205C20635,0205C20773,0205C20714,0205C20767,0205C20691,0205C20765
			BJABJA-ALBB1_IÚN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,18 MW	2,25	6,56%	
			BJABJA-ALBB1_PÚM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,48 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PÚD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,79 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PÚN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,85 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,43 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,42 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,36 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PDM25		2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,23 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,17 MW	2,25	1,54%	
			BJABJA-ALBB1_VÚM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,63 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VÚD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,73 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,7 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,67 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,69 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,63 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,71 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,54 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,66 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_OÚM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,8 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,19 MW	2,25	9,05%	
BJABJA-ALBB1_OÚN25	2025	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-1,07 MW	2,25	9,05%						



Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola		BEJA_BJA-ALBB1	BJABJA-ALBB1_OSM25	Recurso à falha do 1º bloco telecomandado da saída SE BEJA - ALBERNOA	2025	Outono	Sábado	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0,47 MW	2,25	1,81%	0205C20567,0205C20612,0205D20198,0205D20021,0205D20197,0205D20228,0205D20108,0205D20020,0205D20199,0205D20241,0205D20258,0205D20255,0205D20367,0205D20309,0205D20310,0205D20308,0205D20498,0205D20791,0205D20442,0205D20444,0205D20451,0205D20455,0205D20701,0205C20681,0205C20682,0205C20637,0205C20763,0205C20630,0205C20641,0205C20632,0205C20635,0205C20618,0205C20571,0205C20794,0205C20773,0205C20714,0205C20767,0205C20691,0205C20765
			BJABJA-ALBB1 OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,46 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1 OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,35 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_ODM25		2025	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,19 MW	2	0,59%	
			BJABJA-ALBB1_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,26 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,4 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_IÚD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,18 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,14 MW	2,25	6,56%	
			BJABJA-ALBB1_PÚM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,5 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PÚD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,82 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PÚN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,89 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,46 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,45 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,39 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,25 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,2 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VÚM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,66 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,77 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,73 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,7 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,72 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,67 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,75 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,58 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,69 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_OÚM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,84 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,24 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OÚN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,11 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,51 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1 OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,49 MW	2,25	1,81%	
BJABJA-ALBB1 OSN26	2026	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0,38 MW	2,25	1,81%						
BJABJA-ALBB1_ODM26	2026	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	15	Restore	-0,23 MW	2	0,64%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola		BEJA_BJA-ALBB1	BJABJA-ALBB1_ODD26	Recurso à falha do 1º bloco telecomandado da saída SE BEJA - ALBERNOA	2026	Outono	Domingo	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0,29 MW	2,25	1,81%	0205C20567,0205C20612,0205D20198,0205D20021,0205D20197,0205D20228,0205D20108,0205D20020,0205D20199,0205D20241,0205D20258,0205D20255,0205D20367,0205D20309,0205D20310,0205D20308,0205D20498,0205D20791,0205D20442,0205D20444,0205D20451,0205D20455,0205D20701,0205C20681,0205C20682,0205C20637,0205C20763,0205C20630,0205C20641,0205C20632,0205C20635,0205C20618,0205C20571,0205C20794,0205C20773,0205C20714,0205C20767,0205C20691,0205C20765
			2026		Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4		15	Restore	-0,43 MW	2,25	1,81%		
			BJABJA-ALBB1_IÚD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,17 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,13 MW	2,25	6,56%	
			BJABJA-ALBB1_PÚM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,52 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PÚD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,84 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PÚN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,91 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,48 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,46 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,4 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,27 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,22 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VÚM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,68 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,78 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,75 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,72 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,74 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,68 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,76 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,59 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,71 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_OÚM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,86 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1,26 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1,14 MW	2,25	9,05%	
			BJABJA-ALBB1_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,53 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1 OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,51 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1 OSN27		2027	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,39 MW	2,25	1,81%	
			BJABJA-ALBB1_ODM27		2027	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,24 MW	2,25	1,22%	
BJABJA-ALBB1_ODD27	2027	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-0,31 MW	2,25	1,81%						
BJABJA-ALBB1_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0,45 MW	2,25	1,81%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola		BEJA_BJA-ALBB2	BJABJA-ALBB2_VÚD25	Recurso à falha do 2º bloco telecomandado da saída SE BEJA - ALBERNOA	2025	Verão	Útil	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0,14 MW	2,25	6,04%	0205C20567,0205D20198,0205D20021,0205D20197,0205D20228,0205D20108,0205D20020,0205D20199,0205D20241,0205D20258,0205D20255,0205D20309,0205D20310,0205D20308,0205D20498,0205D20791,0205D20451,0205D20701,0205C20681,0205C20682,0205C20763,0205C20641,0205C20632,0205C20635,0205C20571,0205C20773,0205C20714,0205C20767,0205C20765
			BJABJA-ALBB2_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,11 MW	2,25	6,37%	
			BJABJA-ALBB2_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,18 MW	2,25	6,2%	
			BJABJA-ALBB2_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,14 MW	2,25	6,37%	
			BJABJA-ALBB2_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,1 MW	2,25	0,74%	
			BJABJA-ALBB2_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0,19 MW	2,25	6,2%	
			BJABJA-ALBB2_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,16 MW	2,25	6,37%	
			BJABJA-ALBB2_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,1 MW	2	0,64%	
			BJABJA-ALBB2_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,11 MW	2,25	0,91%	
Reforço Rede MT Eixo Beja - Mértola		BEJA_CCv-CTC	BJACCV-CTC_VÚN25	Recurso à falha da saída SE CERRO CALVÁRIO - CORTE COBRES	2025	Verão	Útil	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0,16 MW	2,25	12,06%	0201D20069,0201C20593,0205C20567,0205D20198,0205D20021,0205D20197,0205D20228,0205D20108,0205D20020,0205D20199,0205D20241,0205D20258,0205D20255,0205D20309,0205D20310,0205D20308,0205D20498,0205D20791,0205D20451,0205D20701,0205C20681,0205C20682,0205C20763,0205C20641,0205C20632,0205C20635,0205C20571,0205C20773,0205C20714,0205C20680,0205C20767,0205C20765,0205C20540,0209C20502,0209D20127,0209D20050,0209D20051,0205D20059,0209D20126,0205D20325,0209D20205,0209D20500,0205D20666,0209C20521,0205S35000
			BJACCV-CTC_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,13 MW	2,25	2,32%	
			BJACCV-CTC_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,18 MW	2,25	12,06%	
			BJACCV-CTC_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,15 MW	2,25	2,41%	
			BJACCV-CTC_VÚM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0,1 MW	1,5	6,02%	
			BJACCV-CTC_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,19 MW	2,25	12,06%	
			BJACCV-CTC_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0,17 MW	2,25	2,5%	

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Beja_01	Recurso à Contingência da SE BEJA_BEJA CENTRO	BJA1SE BEJA_ISM25	Recurso à Contingência da SE BEJA_BEJA CENTRO	2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-6.12 MW	8	0.02%	0205D2024500,0205D2017700,0205D2009400,0205D2020700,0205D2011900,0205D2023400,0205D2002600,0205D2014500,0205D2020500,0205D2017800,0205D2007200,0205D2006100,0205D2000100,0205D2022700,0205D2000600,0205D2016500,0205D2016500,0205D2006400,0205D2002500,0205D2003500,0205D2020200,0205D2015400,0205D2017500,0205D2000200,0205D2016400,0205D2014800,0205D2010500,0205D2007700,0205D2000500,0205D2004100,0205D20005700,0205D2004000,0205D2003100,0205D2025400,0205D2015500,0205D2007600,0205D2006000,0205D2023300,0205D2007100,0205D2029000,0205D2014600,0205D2014400,0205D2024200,0205D2017200,0205D2019500,0205D2004700,0205D2023700,0205D2019300,0205D2011600,0205D2007800,0205D2024000,0205D2013800,0205D2003300,0205D2028500,0205D2003000,0205D2000400,0205D2017100,0205D2008100,0205D2003600,0205D2004200,0205D2017000,0205D2015100,0205D2014700,0205D2027800,0205D2034400,0205D2031500,0205D2035100,0205D2035300,0205D2035600,0205D2036300,0205D2036600,0205D2022500,0205D2031600,0205D2037500,0205D2037400,0205D2049300,0205D2049900,0205D2080800,0205D2047000,0205D2038700,0205D2039100,0205D2039900,0205D2040000,0205D2038500,0205D2038400,0205C2065800,0205C2070000,0205C2060500,0205C2057200,0205C2061000,0205C2058100,0205C2051700,0205C2059300,0205C2060900,0205C2055700,0205C2051800,0205C2050600,0205C2050300,0205C2051000,0205C2060000,0205C2060300,0205C2058500,0205C2058400,0205C2060600,0205C2057400,0205C2051400,0205C2051600,0205C2058700,0205C2065200,0205C2065700,0205C2065400,0205C2067100,0205C2067300,0205C2067900,0205C2073400,0205C2075000,0205C2076800,0205C2081300,0205D2081800
			BJA1SE BEJA_IUM25		2025	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.64 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.28 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.54 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_IUD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-9.87 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.73 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.38 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_IUN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-11.03 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.87 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.13 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PUM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.64 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_PDM25		2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.19 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.55 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PUD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.17 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.27 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.01 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5.69 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7.48 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.62 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VUM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.1 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.69 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-6.39 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VUD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8.11 MW	10	0.12%	
BJA1SE BEJA_VDD25	2025	Verão	Domingo	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-5.65 MW	10	0.02%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_01	BJA1SE BEJA_VDN25	Recurso à Contingência da SE BEJA _ BEJA CENTRO	2025	Verão	Domingo	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-6.55 MW	6	0.01%	0205D2024500,0205D2017700,0205D2009400,0205D2020700,0205D2011900,0205D2023400,0205D2002600,0205D2014500,0205D2020500,0205D2017800,0205D2007200,0205D2006100,0205D2020000,0205D2017600,0205D2021300,0205D2000100,0205D2022700,0205D2000600,0205D2016500,0205D2016500,0205D2006400,0205D2002500,0205D2003500,0205D2020200,0205D2015400,0205D2017500,0205D2000200,0205D2016400,0205D2014800,0205D2010500,0205D2007700,0205D2000500,0205D2004100,0205D2005700,0205D2004000,0205D2003100,0205D2025400,0205D2015500,0205D2007600,0205D2006000,0205D2023300,0205D2007100,0205D2029000,0205D2014600,0205D2014400,0205D2024200,0205D2017200,0205D2019500,0205D2004700,0205D2023700,0205D2019300,0205D2011600,0205D2007800,0205D2024000,0205D2015200,0205D2009300,0205D2019200,0205D2013800,0205D2003300,0205D2028500,0205D2003000,0205D2000400,0205D2017100,0205D2008100,0205D2003600,0205D2004200,0205D2017000,0205D2015100,0205D2014700,0205D2027800,0205D2034400,0205D2031500,0205D2035100,0205D2035300,0205D2035600,0205D2036300,0205D2036600,0205D2022500,0205D2031600,0205D2037500,0205D2037400,0205D2049300,0205D2049900,0205D2080800,0205D2047000,0205D2038700,0205D2039100,0205D2039900,0205D2040000,0205D2038500,0205D2038400,0205D2038300,0205D2039000,0205D2040600,0205C2065800,0205C2070000,0205C2060500,0205C2057200,0205C2061000,0205C2058100,0205C2051700,0205C2059300,0205C2060900,0205C2055700,0205C2051800,0205C2050600,0205C2050300,0205C2051000,0205C2060000,0205C2060300,0205C2058500,0205C2058400,0205C2060600,0205C2057400,0205C2051400,0205C2051600,0205C2058700,0205C2065200,0205C2065700,0205C2065400,0205C2067100,0205C2067300,0205C2067900,0205C2073400,0205C2075000,0205C2076800,0205C2081300,0205D2081800
			BJA1SE BEJA_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.58 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7.99 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.21 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_OÚM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.47 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_ODM25		2025	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.16 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.54 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.07 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8.46 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.13 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-8.06 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.72 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.12 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.28 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_IÚM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.64 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.73 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.54 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_IÚD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-9.87 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.87 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.38 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-11.03 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.19 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.13 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_PÚM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.64 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PÚD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.17 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.27 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.55 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PÚN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7.48 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.01 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5.69 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.62 MW	8	0.02%	

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_01	BJA1SE BEJA_VÚM26	Recurso à Contingência da SE BEJA _ BEJA CENTRO	2026	Verão	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-5.1 MW	8	0.09%	D2016500,0205D2016500,0205D2006400,0205D2002500,0205D2003500,0205D2020200,0205D2015400,0205D2017500,0205D2000200,0205D2016400,0205D2014800,0205D2010500,0205D2007700,0205D2000500,0205D2004100,0205D2005700,0205D2004000,0205D2003100,0205D2025400,0205D2015500,0205D2007600,0205D2006000,0205D2023300,0205D2007100,0205D2029000,0205D2014600,0205D2014400,0205D2024200,0205D2017200,0205D2019500,0205D2004700,0205D2023700,0205D2019300,0205D2011600,0205D2007800,0205D2024000,0205D2015200,0205D2009300,0205D2019200,0205D2013800,0205D2003300,0205D2028500,0205D2003000,0205D2000400,0205D2017100,0205D2008100,0205D2003600,0205D2004200,0205D2017000,0205D2015100,0205D2014700,0205D20227800,0205D2034400,0205D2031500,0205D2035100,0205D2035300,0205D2035600,0205D2031600,0205D2037500,0205D2037400,0205D2049300,0205D2049900,0205D2080800,0205D2047000,0205D2038700,0205D2039100,0205D2039900,0205D2040000,0205D2038500,0205D2038400,0205D2038300,0205D2039000,0205D2040600,0205C2065800,0205C2070000,0205C2060500,0205C2057200,0205C2061000,0205C2058100,0205C2051700,0205C2059300,0205C2060900,0205C2055700,0205C2051800,0205C2050600,0205C2050300,0205C2051000,0205C2060000,0205C2060300,0205C2058500,0205C2058400,0205C2060600,0205C2057400,0205C2051400,0205C2051600,0205C2058700,0205C2065200,0205C2065700,0205C2065400,0205C2067100,0205C2067300,0205C2067900,0205C2073400,0205C2075000,0205C2076800,0205C2081300,0205D2081800
			BJA1SE BEJA_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.69 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-6.39 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8.11 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.65 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.55 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.58 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7.99 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_ODM26		2026	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.16 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.21 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_OÚM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.47 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ODD26		2026	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.54 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.07 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8.46 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.13 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_OSN26		2026	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-8.06 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_OÚN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.72 MW	6	0.07%	

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_02	BJA2SE BEJA_PÚM25	Recurso à Contingência da SE BEJA_LNAIjustrel	2025	Primavera	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0.3 MW	0,75	<0.01%	0205D2045200,0205C2057300,0205C2056700,0205C2061200,0214S3901300,0205D2019800,0205D2002100,0205D2019700,0205D2022800,0205D2010800,0205D2002000,0205D2019900,0205D2024100,0205D2028300,0205D2028200,0205D2028400,0205D2028900,0205D2025800,0205D2025500,0205D2034800,0205D2036700,0205D2030900,0205D2031000,0205D2030800,0205D2047700,0205D2049000,0205D2049800,0205D2079100,0205D2044200,0205D2044400,0205D2045100,0205D2045500,0205D2001900,0205D2042200,0205D2070100,0205C2068100,0205C2068200,0205C2063700,0205C2076300,0205C2076600,0205C2063000,0205C2064100,0205C2063200,0205C2063500,0205C2058800,0205C2061800,0205C2057100,0205C2079400,0205C2077300,0205C2071400,0205C2077800,0205C2068000,0205C2076700,0205C2069100,0205C2076500,0205C2054000
			BJA2SE BEJA_PÚD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.27 MW	3	0.04%	
			BJA2SE BEJA_PÚN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.11 MW	1	0.01%	
			BJA2SE BEJA_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.89 MW	3	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1.11 MW	8	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VÚM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.1 MW	8	0.09%	
			BJA2SE BEJA_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.55 MW	2	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1.23 MW	10	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VÚD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1.11 MW	10	0.12%	
			BJA2SE BEJA_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.11 MW	5	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.83 MW	6	0.01%	
			BJA2SE BEJA_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.99 MW	6	0.07%	
			BJA2SE BEJA_OÚM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.12 MW	0	0.09%	
			BJA2SE BEJA_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.23 MW	6	0.12%	
			BJA2SE BEJA_OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.26 MW	3	0.01%	
			BJA2SE BEJA_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.59 MW	5	0.07%	
			BJA2SE BEJA_PÚM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.3 MW	0,75	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_PÚD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.27 MW	3	0.04%	
			BJA2SE BEJA_PÚN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.11 MW	1	0.01%	
			BJA2SE BEJA_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1.11 MW	8	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VÚM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.1 MW	8	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.89 MW	3	0.09%	
			BJA2SE BEJA_VDD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1.11 MW	10	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1.23 MW	10	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.55 MW	2	0.12%	
			BJA2SE BEJA_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.83 MW	6	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.99 MW	6	0.01%	
			BJA2SE BEJA_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.11 MW	5	0.07%	
			BJA2SE BEJA_OÚM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.12 MW	8	0.09%	
			BJA2SE BEJA_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.23 MW	6	0.12%	
BJA2SE BEJA_OÚN26	2026	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0.59 MW	5	0.01%						
BJA2SE BEJA_OSN26	2026	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0.26 MW	3	0.07%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_03	BJA3SE BEJA_ODM25	Recurso à Contingência da SE BEJA_ LNSerpa	2025	Outono	Domingo	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0.72 MW	8	0.02%	0205C2078000,0205C2058600,0205C2054100,0205C2062100,0205C2057600,0205D2002300,0205D2015700,0205D2015600,0205D2023500,0205D2022900,0205D2006300,0205D2023600,0205D2013300,0205D2011000,0205D2013400,0205D2010700,0205D2012600,0205D2020400,0205D2016200,0205D2001300,0205D2016100,0205D2022600,0205D2011100,0205D2013500,0205D2005500,0205D2011200,0205D2029200,0205D2029500,0205D2029600,0205D2029400,0205D2031900,0205D2031300,0205D2031400,0205D2034200,0205D2034700,0205D2025700,0205D2036400,0205D2036200,0205D2048100,0205D2038100,0205D2041100,0205D2041300,0205D2042000,0205D2044100,0205S2080600,0205S2080700,0205C2077400,0205C2064600,0205C2053900,0205C2064700,0205C2077000,0205C2071000,0205C2068600
			BJA3SE BEJA_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.71 MW	8	0.02%	
			BJA3SE BEJA_OÚM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.84 MW	8	0.09%	
			BJA3SE BEJA_ODD25		2025	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.76 MW	10	0.02%	
			BJA3SE BEJA OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.96 MW	10	0.02%	
			BJA3SE BEJA_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.91 MW	10	0.12%	
			BJA3SE BEJA_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1.42 MW	6	0.07%	
			BJA3SE BEJA_ODN25		2025	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.84 MW	6	0.01%	
			BJA3SE BEJA_OSN25		2025	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.78 MW	6	0.01%	
			BJA3SE BEJA_OÚM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.84 MW	8	1.87%	
			BJA3SE BEJA_ODM26		2026	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.72 MW	8	1.87%	
			BJA3SE BEJA_OSM26		2026	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.71 MW	8	9.35%	
			BJA3SE BEJA OSD26		2026	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.96 MW	10	2.34%	
			BJA3SE BEJA_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.91 MW	10	2.34%	
			BJA3SE BEJA_ODD26		2026	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.76 MW	10	11.69%	
			BJA3SE BEJA_OÚN26		2026	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1.42 MW	6	7.02%	
BJA3SE BEJA_OSN26	2026	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0.78 MW	6	1.4%						
BJA3SE BEJA_ODN26	2026	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0.84 MW	6	1.4%						



Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kW)	Umáx (kW)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_01	BJA1SE BEJA_ISM27	Recurso à Contingência da SE BEJA_BEJA CENTRO	2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-6.12 MW	8	0.02%	0205D2024500,0205D2017700,0205D2009400,0205D2020700,0205D2011900,0205D2023400,0205D2002600,0205D2014500,0205D2020500,0205D2017800,0205D2007200,0205D2006100,0205D2020000,0205D2017600,0205D2021300,0205D2000100,0205D2022700,0205D2000600,0205D2016500,0205D2016500,0205D2006400,0205D2002500,0205D2003500,0205D2020200,0205D2015400,0205D2017500,0205D2000200,0205D2016400,0205D2014800,0205D2010500,0205D2007700,0205D2000500,0205D20004100,0205D2005700,0205D2004000,0205D2003100,0205D2025400,0205D2015500,0205D2007600,0205D2006000,0205D2023300,0205D2007100,0205D2029000,0205D2014600,0205D2014400,0205D2004700,0205D2023700,0205D2019300,0205D2024200,0205D2017200,0205D2019500,0205D2004700,0205D2023700,0205D2019300,0205D2011600,0205D2007800,0205D2024000,0205D2015200,0205D2009300,0205D2019200,0205D2013800,0205D2003300,0205D2028500,0205D2003000,0205D2000400,0205D2017100,0205D2008100,0205D2003600,0205D2004200,0205D2017000,0205D2015100,0205D2014700,0205D2027800,0205D2034400,0205D2031500,0205D2035100,0205D2035300,0205D2035600,0205D2036300,0205D2036600,0205D2022500,0205D2031600,0205D2037500,0205D2037400,0205D2049300,0205D2049900,0205D2080800,0205D2047000,0205D2038700,0205D2039100,0205D2039900,0205D2040000,0205D2038500,0205D2038400,0205D2038300,0205D2039000,0205D2040600,0205C2065800,0205C2070000,0205C2060500,0205C2057200,0205C2061000,0205C2058100,0205C2051700,0205C2059300,0205C2060900,0205C2055700,0205C2051800,0205C2050600,0205C2050300,0205C2051000,0205C2060000,0205C2060300,0205C2058500,0205C2058400,0205C2060600,0205C2057400,0205C2051400,0205C2051600,0205C2058700,0205C2065200,0205C2065700,0205C2065400,0205C2067100,0205C2067300,0205C2067900,0205C2073400,0205C2075000,0205C2076800,0205C2081300,0205D2081800
			BJA1SE BEJA_IUM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.64 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.28 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.54 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_IUD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-9.87 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.73 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.38 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_IUN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-11.03 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-9.87 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.13 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PUM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.64 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.19 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.55 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PUD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.17 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.27 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.01 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-5.69 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7.48 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.62 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VUM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.1 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-4.69 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-6.39 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VUD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-8.11 MW	10	0.12%	
			BJA1SE BEJA_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-5.65 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.55 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-6.58 MW	6	0.01%	
			BJA1SE BEJA_VUN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-7.99 MW	6	0.07%	
			BJA1SE BEJA_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.21 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_OUM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.47 MW	8	0.09%	
			BJA1SE BEJA_ODM27		2027	Outono	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-6.16 MW	8	0.02%	
			BJA1SE BEJA_ODD27		2027	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.54 MW	10	0.02%	
			BJA1SE BEJA OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-7.07 MW	10	0.02%	
BJA1SE BEJA_OUD27	2027	Outono	Útil	08:00	18:00	0,4	15	Restore	-8.46 MW	10	0.12%						
BJA1SE BEJA_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-9.13 MW	6	0.01%						
BJA1SE BEJA_OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-8.06 MW	6	0.01%						
BJA1SE BEJA_OUN27	2027	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-9.72 MW	6	0.07%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_02	BJA2SE BEJA_PÚM27	Recurso à Contingência da SE BEJA _ LNAJustrel	2027	Primavera	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0.3 MW	0,75	<0.01%	0205D2045200,0205C2057300,0205C2056700,0205C2061200,0214S3901300,0205D2019800,0205D2002100,0205D2019700,0205D2022800,0205D2010800,0205D2002000,0205D2019900,0205D2024100,0205D2028300,0205D2028200,0205D2028400,0205D2028900,0205D2025800,0205D2025500,0205D2034800,0205D2036700,0205D2030900,0205D2031000,0205D2030800,0205D2047700,0205D2049000,0205D2049800,0205D2079100,0205D2044200,0205D2044400,0205D2045100,0205D2045500,0205D2001900,0205D2042200,0205D2070100,0205C2068100,0205C2068200,0205C2063700,0205C2076300,0205C2076600,0205C2063000,0205C2064100,0205C2063200,0205C2063500,0205C2058800,0205C2061800,0205C2057100,0205C2079400,0205C2077300,0205C2071400,0205C2077800,0205C2068000,0205C2076700,0205C2069100,0205C2076500,0205C2054000
			BJA2SE BEJA_PÚD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.27 MW	3	0.04%	
			BJA2SE BEJA_PÚN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.11 MW	1	0.01%	
			BJA2SE BEJA_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.89 MW	3	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-1.11 MW	8	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VÚM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-5.1 MW	8	0.09%	
			BJA2SE BEJA_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.55 MW	2	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1.23 MW	10	0.02%	
			BJA2SE BEJA_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-1.11 MW	10	0.12%	
			BJA2SE BEJA_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.11 MW	5	<0.01%	
			BJA2SE BEJA_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.83 MW	6	0.01%	
			BJA2SE BEJA_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.99 MW	6	0.07%	
			BJA2SE BEJA_OÚM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.12 MW	0	0.09%	
			BJA2SE BEJA_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.23 MW	6	0.12%	
			BJA2SE BEJA_OSN27		2027	Outono	Sábado	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.26 MW	3	0.01%	
BJA2SE BEJA_OÚN27	2027	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0.59 MW	5	0.07%						
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja		Beja_03	BJA3SE BEJA_ODM27	Recurso à Contingência da SE BEJA _ LNSerpa	2027	Outono	Domingo	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	15	Restore	-0.72 MW	8	0.02%	0205C2078000,0205C2058600,0205C2054100,0205C2062100,0205C2057600,0205D2002300,0205D2015700,0205D2015600,0205D2023500,0205D2022900,0205D2006300,0205D2023600,0205D2013300,0205D2011000,0205D2013400,0205D2010700,0205D2012600,0205D2020400,0205D2016200,0205D2001300,0205D2016100,0205D2022600,0205D2011100,0205D2013500,0205D2005500,0205D2011200,0205D2029200,0205D2029500,0205D2029600,0205D2029400,0205D2031900,0205D2031300,0205D2031400,0205D2034200,0205D2034700,0205D2025700,0205D2036400,0205D2036200,0205D2048100,0205D2038100,0205D2041100,0205D2041300,0205D2042000,0205D2044100,0205S2080600,0205S2080700,0205C2077400,0205C2064600,0205C2053900,0205C2064700,0205C2077000,0205C2071000,0205C2068600
			BJA3SE BEJA_OSM27		2027	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.71 MW	8	0.02%	
			BJA3SE BEJA_OÚM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	15	Restore	-0.84 MW	8	0.09%	
			BJA3SE BEJA_ODD27		2027	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.76 MW	10	0.02%	
			BJA3SE BEJA OSD27		2027	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.96 MW	10	0.02%	
			BJA3SE BEJA_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	15	Restore	-0.91 MW	10	0.12%	
			BJA3SE BEJA_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-1.42 MW	6	0.07%	
			BJA3SE BEJA_ODN27		2027	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	15	Restore	-0.84 MW	6	0.01%	
BJA3SE BEJA_OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	15	Restore	-0.78 MW	6	0.01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_01	BRGÇCENTRO_IÚM25	Recurso à contingência da SE Bragança - BRAGANÇA CENTRO	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-5.18 MW	8	0.09%	0402D3014400,0402D3016400,0402D3017100,0402D3020900,0402D3012400,0402D3011900,0402D3024000,0402D3005100,0402D3018100,0402D3000500,0402D3006800,0402D3023600,0402D3018700,0402D3015800,0402D3013000,0402D3028300,0402D3028300,0402D3028300,0402D3017300,0402D3023300,0402D3016900,0402D3026500,0402D3019300,0402D3017400,0402D3014900,0402D3023700,0402D3011800,0402D3015700,0402D3019200,0402D3023100,0402D3010300,0402D3027700,0402D3000200,0402D3013300,0402D3016800,0402D3018600,0402D3017200,0402D3028900,0402D3028900,0402D3036100,0402C3127800,0402C3083200,0402C306500,0402C3129400,0402C3001400,0402C3001300,0402C3005700,0402C3084700,0402C3077700,0402C3118900,0402C3112300,0402C3130400,0402C3131100,0402C3035400
			BRGÇCENTRO_IÚD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.57 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_IÚN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.24 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.48 MW	8	0.02%	
			BRGÇCENTRO_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.62 MW	10	0.02%	
			BRGÇCENTRO_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.27 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.66 MW	8	0.02%	
			BRGÇCENTRO_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.63 MW	10	0.02%	
			BRGÇCENTRO_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_PÚM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.66 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_PÚD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.18 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_PÚN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.88 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.98 MW	23	0.05%	
			BRGÇCENTRO_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.09 MW	36	0.08%	
			BRGÇCENTRO_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.11 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_PDM25		2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.51 MW	15	0.03%	
			BRGÇCENTRO_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.07 MW	8,75	0.02%	
			BRGÇCENTRO_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-2.79 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VÚM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.39 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_VÚD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.05 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_VÚN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.02 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.88 MW	6,25	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.13 MW	9,25	0.02%	
			BRGÇCENTRO_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.31 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.61 MW	5,5	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.08 MW	9	0.02%	
			BRGÇCENTRO_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-2.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_OÚM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.34 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_OÚD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.68 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_OÚN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.4 MW	6	0.07%	
BRGÇCENTRO_OSM25	2025	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.91 MW	8	0.02%						
BRGÇCENTRO OSD25	2025	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-3.32 MW	10	0.02%						
BRGÇCENTRO OSN25	2025	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.5 MW	6	0.01%						
BRGÇCENTRO_ODM25	2025	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.35 MW	8	0.02%						
BRGÇCENTRO_ODD25	2025	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-2.8 MW	10	0.02%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_01	BRGÇCENTRO_ODN25	Recurso à contingência da SE Bragança - BRAGANÇA CENTRO	2025	Outono	Domingo	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-5.59 MW	6	0.01%	0402D3014400,0402D3016400,0402D3017100,0402D3020900,0402D3012400,0402D301900,0402D3024000,0402D3005100,0402D3018100,0402D3000500,0402D3006800,0402D3023600,0402D3018700,0402D3015800,0402D3013000,0402D3028300,0402D3028300,0402D3028300,0402D3017300,0402D3023300,0402D3016900,0402D3026500,0402D3019300,0402D3017400,0402D3014900,0402D3023700,0402D3011800,0402D3015700,0402D3019200,0402D3023100,0402D3010300,0402D3027700,0402D3000200,0402D3013300,0402D3016800,0402D3018600,0402D3017200,0402D3028900,0402D3028900,0402D3036100,0402C3127800,0402C3083200,0402C3086500,0402C3129400,0402C3001400,0402C3001300,0402C3005700,0402C3084700,0402C3077700,0402C3118900,0402C3112300,0402C3130400,0402C3131100,0402C3035400
			BRGÇCENTRO_IÚM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.18 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_IÚD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.57 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_IÚN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.24 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.48 MW	8	0.02%	
			BRGÇCENTRO_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.62 MW	10	0.02%	
			BRGÇCENTRO_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.27 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.66 MW	8	0.02%	
			BRGÇCENTRO_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.63 MW	10	0.02%	
			BRGÇCENTRO_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_PÚM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.66 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_PÚD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.18 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_PÚN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.88 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.98 MW	23	0.05%	
			BRGÇCENTRO_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.09 MW	36	0.08%	
			BRGÇCENTRO_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.11 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.51 MW	15	0.03%	
			BRGÇCENTRO_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.07 MW	8,75	0.02%	
			BRGÇCENTRO_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-2.79 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VÚM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.39 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_VÚD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.05 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_VÚN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.02 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.88 MW	6,25	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.13 MW	9,25	0.02%	
			BRGÇCENTRO_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.31 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.61 MW	5,5	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.08 MW	9	0.02%	
			BRGÇCENTRO_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-2.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_OÚM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.34 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_OÚD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.68 MW	10	0.11%	
BRGÇCENTRO_OÚN26	2026	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-8.4 MW	6	0.07%						
BRGÇCENTRO_OSM26	2026	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.91 MW	8	0.02%						
BRGÇCENTRO OSD26	2026	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-3.32 MW	10	0.02%						
BRGÇCENTRO OSN26	2026	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.5 MW	6	0.01%						
BRGÇCENTRO_ODM26	2026	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.35 MW	8	0.02%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_01	BRGÇCENTRO_ODD26	Recurso à contingência da SE Bragança - BRAGANÇA CENTRO	2026	Outono	Domingo	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-2.8 MW	10	0.02%	0402D3014400,0402D3016400,0402D3017100,0402D3020900,0402D3012400,0402D3011900,0402D3024000,0402D3005100,0402D3018100,0402D3000500,0402D3006800,0402D3023600,0402D3018700,0402D3015800,0402D3013000,0402D3028300,0402D3028300,0402D3028300,0402D3017300,0402D3023300,0402D3016900,0402D3026500,0402D3019300,0402D3017400,0402D3014900,0402D3023700,0402D3011800,0402D3015700,0402D3019200,0402D3023100,0402D3010300,0402D3027700,0402D3000200,0402D3013300,0402D3016800,0402D3018600,0402D3017200,0402D3028900,0402D3028900,0402D3036100,0402C3127800,0402C3083200,0402C3086500,0402C3129400,0402C3001400,0402C3001300,0402C3005700,0402C3084700,0402C3077700,0402C3118900,0402C3112300,0402C3130400,0402C3131100,0402C3035400
			BRGÇCENTRO_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.59 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_IÚM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.18 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_IÚD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.57 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_IÚN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.24 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.48 MW	8	0.02%	
			BRGÇCENTRO_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.62 MW	10	0.02%	
			BRGÇCENTRO_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.27 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.66 MW	8	0.02%	
			BRGÇCENTRO_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.63 MW	10	0.02%	
			BRGÇCENTRO_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_PÚM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.66 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_PÚD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.18 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_PÚN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.88 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.98 MW	23	0.05%	
			BRGÇCENTRO_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.09 MW	36	0.08%	
			BRGÇCENTRO_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.11 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.51 MW	15	0.03%	
			BRGÇCENTRO_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.07 MW	8,75	0.02%	
			BRGÇCENTRO_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-2.79 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VÚM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.39 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.05 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.02 MW	6	0.07%	
			BRGÇCENTRO_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.88 MW	6,25	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.13 MW	9,25	0.02%	
			BRGÇCENTRO_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.31 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.61 MW	5,5	0.01%	
			BRGÇCENTRO_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-1.08 MW	9	0.02%	
			BRGÇCENTRO_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-2.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇCENTRO_OÚM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.34 MW	8	0.09%	
			BRGÇCENTRO_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.68 MW	10	0.11%	
			BRGÇCENTRO_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.4 MW	6	0.07%	
BRGÇCENTRO_OSM27	2027	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.91 MW	8	0.02%						
BRGÇCENTRO OSD27	2027	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-3.32 MW	10	0.02%						
BRGÇCENTRO OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.5 MW	6	0.01%						
BRGÇCENTRO ODM27	2027	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.35 MW	8	0.02%						
BRGÇCENTRO ODD27	2027	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-2.8 MW	10	0.02%						
BRGÇCENTRO ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-5.59 MW	6	0.01%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_02	BRGÇMDLA_IUM25	Recurso à contingência da SE Bragança - MIRANDELA	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-3.83 MW	8	0.09%	0412D3003000,0412D3012300,0412D3011700,0412D3009400,0412D3008400,0412D3007000,0412D3007600,0412D3007500,0412D3007400,0412D3003100,0412D3010900,0412D3010200,0412D3002100,0412D3008800,0412D3008200,0412D3008300,0412D3001000,0412D3010000,0412D3007100,0412D3004300,0412D3000600,0412D3010300,0412D3011500,0412D3010400,0412D3009200,0412D3011100,0412D3010500,0412D3010800,0412D3000900,0412D3004900,0412D3012200,0412D3007200,0412D3007900,0412D3002900,0412D3012100,0412D3006600,0412D3009600,0402D3003400,0402D3019100,0402D3014000,0402D3007000,0402D3028500,0402D3007500,0402D3023500,0402D3000400,0402D3021100,0402D3025300,0402D3025000,0402D3026400,0402D3006400,0402D3007100,0402D3003300,0402D3012500,0402D3016600,0402D3004800,0402D3024700,0402D3016300,0402D3014100,0402D3013700,0402D3025800,0402D3004600,0402D3003200,0402D3024500,0402D3017700,0402D3000600,0402D3013600,0402D3005200,0402D3015500,0402D3002500,0402D3002100,0402D3015900,0402D3002600,0402D3003500,0402D3013800,0402D3016200,0402D3014300,0402D3004900,0402D3019900,0402D3004300,0402D3024600,0402D3020200,0402D3006900,0402D3008700,0402D3025500,0402D3011600,0402D3016700,0402D3015400,0402D3024900,0402D3012900,0402D3022100,0402D3025200,0402D3023400,0402D3014700,0402D3002500,0402D3007200,0402D3012800,0402D3018400,0402D3011700,0402D3024200,0402D3020100,0402D3018500,0402D3014600,0402D3015000,0402D3008800,0402D3024800,0402D3007600,0402D3024400,0402D3022900,0402D3028200,0402D3025400,0402D3002800,0402D3030100,0402D3028700,0402D3028800,0402D3029200,0412D3012600,0402D3030900,0402D3030300,0412D3015400,0412D3015800,0412D3015900,0412D3016000,0402D3035300,0412D3016200,0402D3035800,0412D3014900,0402D3031100,0402D3031600,0402D30302100,0402D3030600,0412D3013700,0412D3013900,0402D3033800,0402D3032700,0402D3032900,0402D30316100,0402D3042900,0412C3067600,0412C300300,0402C3110400,0402C3130700,0402C3115700,0402C3117000,0402C3130600,0412C3100600,0412C3098900,0402C3056400,0402C3002500,0402C3051400,0402C3000400,0402C3002300,0402C3002600,0402C3000600,0402C3053300,0402C3074400,0402C3079200,0402C3079900,0402C3001900,0402C3098100,0402C3115500,0402C3108900
			BRGÇMDLA_IUD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.84 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_IUN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.07 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.37 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.85 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.84 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.41 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.21 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.31 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_PUM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.83 MW	7,5	0.09%	
			BRGÇMDLA_PUD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.04 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_PUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.78 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_PSM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.38 MW	32	0.07%	
			BRGÇMDLA_PSD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.67 MW	40	0.09%	
			BRGÇMDLA_PSN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.97 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_PDM25		2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.4 MW	32	0.07%	
			BRGÇMDLA_PDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.84 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_PDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.87 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_VUM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.52 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_VUD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.36 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_VUN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.43 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_VSM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.14 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_VSD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.53 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_VSN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.76 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_VDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.85 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_VDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.14 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_VDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.36 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_OUM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.66 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_OUD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.62 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_OUN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.01 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_OSM25		2025	Outono	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.21 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA OSD25		2025	Outono	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.68 MW	10	0.02%	
BRGÇMDLA OSN25	2025	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.92 MW	6	0.01%						
BRGÇMDLA_ODM25	2025	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.83 MW	8	0.02%						
BRGÇMDLA_ODD25	2025	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-4.54 MW	10	0.02%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_02	BRGÇMDLA_ODN25	Recurso à contingência da SE Bragança - MIRANDELA	2025	Outono	Domingo	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-6.85 MW	6	0.01%	0412D3003000,0412D3012300,0412D3011700,0412D3009400,0412D3008400,0412D3007000,0412D3007600,0412D3007500,0412D3007400,0412D3003100,0412D3010900,0412D3010200,0412D3002100,0412D3008800,0412D3008200,0412D3008300,0412D3001000,0412D3010000,0412D3007100,0412D3004300,0412D3000600,0412D3010300,0412D3011500,0412D3010400,0412D3009200,0412D3011100,0412D3010500,0412D3010800,0412D3000900,0412D3004900,0412D3012200,0412D3007200,0412D3007900,0412D3002900,0412D3012100,0412D3006600,0412D3009600,0402D3003400,0402D3019100,0402D3014000,0402D3007000,0402D3028500,0402D3007500,0402D3023500,0402D3000400,0402D3021100,0402D3025300,0402D3025000,0402D3026400,0402D3006400,0402D3007100,0402D3003300,0402D3012500,0402D3016600,0402D3004800,0402D3024700,0402D3016300,0402D3014100,0402D3013700,0402D3025800,0402D3004600,0402D3003200,0402D3024500,0402D3017700,0402D3000600,0402D3013600,0402D3005200,0402D3015500,0402D3002500,0402D3002100,0402D3015900,0402D3002600,0402D3003500,0402D3013800,0402D3016200,0402D3014300,0402D3004900,0402D3019900,0402D3004300,0402D3024600,0402D3020200,0402D3006900,0402D3008700,0402D3025500,0402D3011600,0402D3016700,0402D3015400,0402D3024900,0402D3012900,0402D3022100,0402D3025200,0402D3023400,0402D3014700,0402D3002500,0402D3007200,0402D3012800,0402D3018400,0402D3011700,0402D3024200,0402D3020100,0402D3018500,0402D3014600,0402D3015000,0402D3008800,0402D3024800,0402D3007600,0402D3024400,0402D3022900,0402D3028200,0402D3025400,0402D3002800,0402D3030100,0402D3028700,0402D3028800,0402D3029200,0412D3012600,0402D3030900,0402D3030300,0412D3015400,0412D3015800,0412D3015900,0412D3016000,0402D3035300,0412D3016200,0402D3035800,0412D3014900,0402D3031100,0402D3031600,0402D303032100,0402D3030600,0412D3013700,0412D3013900,0402D3033800,0402D3032700,0402D3032900,0402D30316100,0402S3042900,0412C3067600,0412C300300,0402C3110400,0402C3130700,0402C3115700,0402C3117000,0402C3130600,0412C3100600,0412C3098900,0402C3056400,0402C3002500,0402C3051400,0402C3000400,0402C3002300,0402C3002600,0402C3000600,0402C3053300,0402C3074400,0402C3079200,0402C3079900,0402C3001900,0402C3098100,0402C3115500,0402C3108900
			BRGÇMDLA_IJM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.83 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_IJD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.84 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_IJN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.07 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.37 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.85 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.84 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.41 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.21 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.31 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_PJM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.83 MW	7,5	0.09%	
			BRGÇMDLA_PJD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.04 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_PJN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.78 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.38 MW	32	0.07%	
			BRGÇMDLA_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.67 MW	40	0.09%	
			BRGÇMDLA_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.97 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.4 MW	32	0.07%	
			BRGÇMDLA_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.84 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.87 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_VJM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.52 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_VJD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.36 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_VJN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.43 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.14 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.53 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.76 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.85 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.14 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.36 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_OJM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.66 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_OJD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.62 MW	10	0.11%	
BRGÇMDLA_OJN26	2026	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-7.01 MW	6	0.07%						
BRGÇMDLA_OSM26	2026	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-4.21 MW	8	0.02%						
BRGÇMDLA OSD26	2026	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-4.68 MW	10	0.02%						
BRGÇMDLA OSN26	2026	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.92 MW	6	0.01%						
BRGÇMDLA_ODM26	2026	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.83 MW	8	0.02%						



Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_02	BRGÇMDLA_ODD26	Recurso à contingência da SE Bragança - MIRANDELA	2026	Outono	Domingo	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-4.54 MW	10	0.02%	412D3003000,0412D3012300,0412D3011700,0412D3009400,0412D3008400,0412D3007000,0412D3007600,0412D3007500,0412D3007400,0412D3003100,0412D3010900,0412D3010200,0412D3002100,0412D3008800,0412D3008200,0412D3008300,0412D3001000,0412D3010000,0412D3007100,0412D3004300,0412D3000600,0412D3010300,0412D3011500,0412D3010400,0412D3009200,0412D3011100,0412D3010500,0412D3010800,0412D3000900,0412D3004900,0412D3012200,0412D3007200,0412D3007900,0412D3002900,0412D3012100,0412D3006600,0412D3009600,0402D3003400,0402D3019100,0402D3014000,0402D3007000,0402D3028500,0402D3007500,0402D3023500,0402D3000400,0402D3021100,0402D3025300,0402D3025000,0402D3006400,0402D3007100,0402D3003300,0402D3012500,0402D3016600,0402D3004800,0402D3024700,0402D3016300,0402D3014100,0402D3013700,0402D3025800,0402D3004600,0402D3003200,0402D3024500,0402D3017700,0402D3000600,0402D3013600,0402D3005200,0402D3015500,0402D3025700,0402D3002100,0402D3015900,0402D3002600,0402D3003500,0402D3013800,0402D3016200,0402D3014300,0402D3004900,0402D3019900,0402D3004300,0402D3024600,0402D3020200,0402D3006900,0402D3008700,0402D3025500,0402D3011600,0402D3016700,0402D3015400,0402D3024900,0402D3012900,0402D3022100,0402D3025200,0402D3023400,0402D3014700,0402D3004700,0402D3024300,0402D3025100,0402D3002500,0402D3007200,0402D3012800,0402D3018400,0402D3011700,0402D3024200,0402D3020100,0402D3018500,0402D3014600,0402D3015000,0402D3008800,0402D3024800,0402D3007600,0402D3024400,0402D3022900,0402D3028200,0402D3025400,0402D3002800,0402D3030100,0402D3028700,0402D3028800,0402D3029200,0412D3012600,0402D3030900,0402D3030300,0412D3015400,0412D3015800,0412D3015900,0412D3016000,0402D3035300,0412D3016200,0402D3035800,0412D3014900,0402D3031100,0402D3031600,0402D3032100,0402D3030600,0412D3013700,0412D3013900,0402D3033800,0402D3032700,0402D3032900,0402S3016100,0402S3042900,0412C3067600,0412C3000300,0402C3110400,0402C3130700,0402C3115700,0402C3117000,0402C3130600,0412C3100600,0412C3098900,0402C3056400,0402C3002500,0402C3051400,0402C3000400,0402C3002300,0402C3002600,0402C3000600,0402C3053300,0402C3074400,0402C3079200,0402C3079900,0402C3001900,0402C3098100,0402C3115500,0402C3108900
			BRGÇMDLA_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.85 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_ÍUM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.83 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_ÍUD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.84 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_ÍUN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.07 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.37 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.85 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.84 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.41 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.21 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-6.31 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_PÚM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-1.83 MW	7,5	0.09%	
			BRGÇMDLA_PÚD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.04 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_PÚN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.78 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.38 MW	32	0.07%	
			BRGÇMDLA_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.67 MW	40	0.09%	
			BRGÇMDLA_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.97 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.4 MW	32	0.07%	
			BRGÇMDLA_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-2.84 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-3.87 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_VÚM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.52 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_VÚD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.36 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_VÚN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.43 MW	6	0.07%	
			BRGÇMDLA_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.14 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.53 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.76 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.85 MW	8	0.02%	
			BRGÇMDLA_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.14 MW	10	0.02%	
			BRGÇMDLA_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.36 MW	6	0.01%	
			BRGÇMDLA_OÚM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.66 MW	8	0.09%	
			BRGÇMDLA_OÚD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.62 MW	10	0.11%	
			BRGÇMDLA_OÚN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.01 MW	6	0.07%	
BRGÇMDLA_OSM27	2027	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-4.21 MW	8	0.02%						
BRGÇMDLA OSD27	2027	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-4.68 MW	10	0.02%						
BRGÇMDLA OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.92 MW	6	0.01%						
BRGÇMDLA_ODM27	2027	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-3.83 MW	8	0.02%						
BRGÇMDLA_ODD27	2027	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-4.54 MW	10	0.02%						
BRGÇMDLA_ODN27	2027	Outono	Domingo	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-6.85 MW	6	0.01%						




Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_03	BRGÇTRRE_IUM25	Recurso à contingência da SE Bragança - TORRE	2025	Inverno	Útil	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-5.43 MW	8	0.91%	0402D3022600,0402D3009600,0402D3009200,0402D3018300,0402D3004400,0402D3000800,0402D3026700,0402D3002900,0402D3018900,0402D3003000,0402D3009400,0402D3001900,0402D3009700,0402D3012100,0402D3002200,0402D3023800,0402D3012700,0402D3019600,0402D3021400,0402D3001800,0402D3009100,0402D3021000,0402D3002000,0402D3009000,0402D3015300,0402D3021300,0402D3000100,0402D3018000,0402D3010100,0402D3018200,0402D3032400,0402D3013900,0402D3010800,0402D3022800,0402D3006500,0402D3022700,0402D3015600,0402D3022500,0402D3009300,0402D3006600,0402D3020300,0402D3009800,0402D3005300,0402D3027600,0402D3021500,0402D3011400,0402D3021700,0402D3004500,0402D3027300,0402D3017000,0402D3020700,0402D3003700,0402D3022300,0402D3012600,0402D3008900,0402D3005500,0402D3011200,0402D3001400,0402D3006300,0402D3005000,0402D3011300,0402D3026600,0402D3023900,0402D3006700,0402D3001700,0402D3025600,0402D3013200,0402D3012300,0402D3005400,0402D3027000,0402D3018800,0402D3032500,0411D3004300,0411D3000600,0411D3002900,0411D3000400,0411D3001800,0411D3001900,0411D3001700,0411D3000300,0411D3000200,0411D3004900,0411D3003000,0411D3003100,0411D3003700,0411D3004500,0411D3003400,0411D3005200,0411D3000700,0411D3002400,0411D3002800,0411D3004200,0411D3002100,0411D3002000,0411D3004600,0411D3000100,0411D3004800,0411D3005300,0411D3003600,0411D3002200,0411D3002600,0402D3029700,0411D3005400,0402D3029000,0402D3029600,0402D3029900,0402D3029100,0402D3029300,0402D3029400,0411D3005800,0411D3005800,0411D3005700,0411D3005900,0402D3028400,0411D3006200,0402D3030400,0402D3034600,0402D3034700,0411D3006600,0411D3006700,0402D3034800,0411D3006800,0402D3035600,0411D3007100,0402D3036300,0402D3031800,0402D3032300,0402D3033300,0411D3006400,0402D3033900,0402D3033000,0411D3006300,0402S3011000,0411C3069700,0411C3000100,0411C3091500,0402C3117500,0402C3035200,0402C3092900,0402C3123900,0402C3070800,0402C3002100,0402C3005900,0402C3004500,0402C3001700,0402C3053900,0402C3056500,0402C3088100,0402C3056800,0402C3005500,0402C3003500,0402C3001800,0402C3126500,0402C3070900,0402C3088000,0402C3002900,0402C3002800,0402C3058800,0402C3003000,0402C3000700
			BRGÇTRRE_IJD25		2025	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-7.34 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_IJN25		2025	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.63 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_ISM25		2025	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.91 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_ISD25		2025	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.87 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_ISN25		2025	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.83 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IDM25		2025	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.29 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_IDD25		2025	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-6.11 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_IDN25		2025	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.22 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IUM25		2025	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.29 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_IUD25		2025	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.09 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_IUN25		2025	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.48 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_ISM25		2025	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.97 MW	32	0.73%	
			BRGÇTRRE_ISD25		2025	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.71 MW	40	0.91%	
			BRGÇTRRE_ISN25		2025	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.45 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IDM25		2025	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.1 MW	32	0.73%	
			BRGÇTRRE_IDD25		2025	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.95 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_IDN25		2025	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.79 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IUM25		2025	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.15 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_IJD25		2025	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.71 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_IJN25		2025	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.98 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_ISM25		2025	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.95 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_ISD25		2025	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.72 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_ISN25		2025	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.41 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IDM25		2025	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.01 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_IDD25		2025	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.64 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_IDN25		2025	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.46 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IUM25		2025	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.96 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_IJD25		2025	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-7.95 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_IJN25		2025	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-9.93 MW	6	0.68%	
BRGÇTRRE_ISM25	2025	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-5.65 MW	8	0.18%						
BRGÇTRRE_ISD25	2025	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-6.54 MW	10	0.23%						
BRGÇTRRE_ISN25	2025	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-8.95 MW	6	0.14%						
BRGÇTRRE_IDM25	2025	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-5.41 MW	8	0.18%						
BRGÇTRRE_IDD25	2025	Outono	Domingo	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-6.64 MW	10	0.23%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_03	BRGÇTRRE_ODN25	Recurso à contingência da SE Bragança - TORRE	2025	Outono	Domingo	18:00	00:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-8.55 MW	6	0.14%	0402D3022600,0402D3009600,0402D3009200,0402D3018300,0402D3004400,0402D3000800,0402D3026700,0402D3002900,0402D3018900,0402D3003000,0402D3009400,0402D3001900,0402D3009700,0402D3012100,0402D3002200,0402D3023800,0402D3012700,0402D3019600,0402D3021400,0402D3001800,0402D3009100,0402D3021000,0402D3002000,0402D3009000,0402D3015300,0402D3021300,0402D3000100,0402D3018000,0402D3010100,0402D3018200,0402D3032400,0402D3013900,0402D3010800,0402D3022800,0402D3006500,0402D3022700,0402D3015600,0402D3022500,0402D3009300,0402D3006600,0402D3020300,0402D3009800,0402D3005300,0402D3027600,0402D3021500,0402D3011400,0402D3021700,0402D3004500,0402D3027300,0402D3017000,0402D3020700,0402D3003700,0402D3022300,0402D3012600,0402D3008900,0402D3005500,0402D3011200,0402D3001400,0402D3006300,0402D3005000,0402D3011300,0402D3026600,0402D3023900,0402D3006700,0402D3001700,0402D3025600,0402D3013200,0402D3012300,0402D3005400,0402D3027000,0402D3018800,0402D3032500,0411D3004300,0411D3000600,0411D3002900,0411D3000400,0411D3001800,0411D3001900,0411D3001700,0411D3000300,0411D3000200,0411D3004900,0411D3003000,0411D3003100,0411D3003700,0411D3004500,0411D3003400,0411D3005200,0411D3000700,0411D3002400,0411D3002800,0411D3004200,0411D3002100,0411D3002000,0411D3004600,0411D3000100,0411D3004800,0411D3005300,0411D3003600,0411D3002200,0411D3002600,0402D3029700,0411D3005400,0402D3029000,0402D3029600,0402D3029900,0402D3029100,0402D3029300,0402D3029400,0411D3005800,0411D3005800,0411D3005700,0411D3005900,0402D3028400,0411D3006200,0402D3030400,0402D3034600,0402D3034700,0411D3006600,0411D3006700,0402D3034800,0411D3006800,0402D3035600,0411D3007100,0402D3036300,0402D3031800,0402D3032300,0402D3033300,0411D3006400,0402D3033900,0402D3033000,0411D3006300,0402S3011000,0411C3069700,0411C3000100,0411C3091500,0402C3117500,0402C3035200,0402C3092900,0402C3123900,0402C3070800,0402C3002100,0402C3005900,0402C3004500,0402C3001700,0402C3053900,0402C3056500,0402C3088100,0402C3056800,0402C3005500,0402C3003500,0402C3001800,0402C3126500,0402C3070900,0402C3088000,0402C3002900,0402C3002800,0402C3058800,0402C3003000,0402C3000700
			BRGÇTRRE_IJM26		2026	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.43 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_IJD26		2026	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-7.34 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_IJN26		2026	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.63 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_ISM26		2026	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.91 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_ISD26		2026	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.87 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_ISN26		2026	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.83 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IDM26		2026	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.29 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_IDD26		2026	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-6.11 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_IDN26		2026	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.22 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_PUM26		2026	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.29 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_PUD26		2026	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.09 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_PUN26		2026	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.48 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_PSM26		2026	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.97 MW	32	0.73%	
			BRGÇTRRE_PSD26		2026	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.71 MW	40	0.91%	
			BRGÇTRRE_PSN26		2026	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.45 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_PDM26		2026	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.1 MW	32	0.73%	
			BRGÇTRRE_PDD26		2026	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.95 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_PDN26		2026	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.79 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_VUM26		2026	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.15 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_VUD26		2026	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.71 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_VUN26		2026	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.98 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_VSM26		2026	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.95 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_VSD26		2026	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.72 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_VSN26		2026	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.41 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_VDM26		2026	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.01 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_VDD26		2026	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.64 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_VDN26		2026	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.46 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_OUM26		2026	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.96 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_OUD26		2026	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-7.95 MW	10	1.13%	
BRGÇTRRE_OUN26	2026	Outono	Útil	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-9.93 MW	6	0.68%						
BRGÇTRRE_OSM26	2026	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-5.65 MW	8	0.18%						
BRGÇTRRE OSD26	2026	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-6.54 MW	10	0.23%						
BRGÇTRRE OSN26	2026	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-8.95 MW	6	0.14%						
BRGÇTRRE_ODM26	2026	Outono	Domingo	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-5.41 MW	8	0.18%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_03	BRGÇTRRE_ODD26	Recurso à contingência da SE Bragança - TORRE	2026	Outono	Domingo	08:00	18:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-6.64 MW	10	0.23%	0402D3022600,0402D3009600,0402D3009200,0402D3018300,0402D3004400,0402D3000800,0402D3026700,0402D3002900,0402D3018900,0402D3003000,0402D3009400,0402D3001900,0402D3009700,0402D3012100,0402D3002200,0402D3023800,0402D3012700,0402D3019600,0402D3021400,0402D3001800,0402D3009100,0402D3021000,0402D3002000,0402D3009000,0402D3015300,0402D3021300,0402D3000100,0402D3018000,0402D3010100,0402D3018200,0402D3032400,0402D3013900,0402D3010800,0402D3022800,0402D3006500,0402D3022700,0402D3015600,0402D3022500,0402D3009300,0402D3006600,0402D3020300,0402D3009800,0402D3005300,0402D3027600,0402D3021500,0402D3011400,0402D3021700,0402D3004500,0402D3027300,0402D3017000,0402D3020700,0402D3003700,0402D3022300,0402D3012600,0402D3008900,0402D3005500,0402D3011200,0402D3001400,0402D3006300,0402D3005000,0402D3011300,0402D3026600,0402D3023900,0402D3006700,0402D3001700,0402D3025600,0402D3013200,0402D3012300,0402D3005400,0402D3027000,0402D3018800,0402D3032500,0411D3004300,0411D3000600,0411D3002900,0411D3000400,0411D3001800,0411D3001900,0411D3001700,0411D3000300,0411D3000200,0411D3004900,0411D3003000,0411D3003100,0411D3003700,0411D3004500,0411D3003400,0411D3005200,0411D3000700,0411D3002400,0411D3002800,0411D3004200,0411D3002100,0411D3002000,0411D3004600,0411D3000100,0411D3004800,0411D3005300,0411D3003600,0411D3002200,0411D3002600,0402D3029700,0411D3005400,0402D3029000,0402D3029600,0402D3029900,0402D3029100,0402D3029300,0402D3029400,0411D3005800,0411D3005800,0411D3005700,0411D3005900,0402D3028400,0411D3006200,0402D3030400,0402D3034600,0402D3034700,0411D3006600,0411D3006700,0402D3034800,0411D3006800,0402D3035600,0411D3007100,0402D3036300,0402D3031800,0402D3032300,0402D3033300,0411D3006400,0402D3033900,0402D3033000,0411D3006300,0402S3011000,0411C3069700,0411C3000100,0411C3091500,0402C3117500,0402C3035200,0402C3092900,0402C3123900,0402C3070800,0402C3002100,0402C3005900,0402C3004500,0402C3001700,0402C3053900,0402C3056500,0402C3088100,0402C3056800,0402C3055500,0402C3003500,0402C3001800,0402C3126500,0402C3070900,0402C3088000,0402C3002900,0402C3002800,0402C3058800,0402C3003000,0402C3000700
			BRGÇTRRE_ODN26		2026	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.55 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IUM27		2027	Inverno	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.43 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_IUD27		2027	Inverno	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-7.34 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_IUN27		2027	Inverno	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.63 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_ISM27		2027	Inverno	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-4.91 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_ISD27		2027	Inverno	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.87 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_ISN27		2027	Inverno	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-7.83 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_IDM27		2027	Inverno	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.29 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_IDD27		2027	Inverno	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-6.11 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_IDN27		2027	Inverno	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.22 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_PUM27		2027	Primavera	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.29 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_PUD27		2027	Primavera	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-5.09 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_PUN27		2027	Primavera	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-5.48 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_PSM27		2027	Primavera	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.97 MW	32	0.73%	
			BRGÇTRRE_PSD27		2027	Primavera	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.71 MW	40	0.91%	
			BRGÇTRRE_PSN27		2027	Primavera	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.45 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_PDM27		2027	Primavera	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.1 MW	32	0.73%	
			BRGÇTRRE_PDD27		2027	Primavera	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.95 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_PDN27		2027	Primavera	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.79 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_VUM27		2027	Verão	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.15 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_VUD27		2027	Verão	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-4.71 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_VUN27		2027	Verão	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.98 MW	6	0.68%	
			BRGÇTRRE_VSM27		2027	Verão	Sábado	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-2.95 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_VSD27		2027	Verão	Sábado	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.72 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_VSN27		2027	Verão	Sábado	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.41 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_VDM27		2027	Verão	Domingo	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-3.01 MW	8	0.18%	
			BRGÇTRRE_VDD27		2027	Verão	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-3.64 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_VDN27		2027	Verão	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-4.46 MW	6	0.14%	
			BRGÇTRRE_OUM27		2027	Outono	Útil	00:00	08:00		0,4	30	Restore	-5.96 MW	8	0.91%	
			BRGÇTRRE_OUD27		2027	Outono	Útil	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-7.95 MW	10	1.13%	
			BRGÇTRRE_OUN27		2027	Outono	Útil	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-9.93 MW	6	0.68%	
BRGÇTRRE_OSM27	2027	Outono	Sábado	00:00	08:00	0,4	30	Restore	-5.65 MW	8	0.18%						
BRGÇTRRE OSD27	2027	Outono	Sábado	08:00	18:00	0,4	30	Restore	-6.54 MW	10	0.23%						
BRGÇTRRE OSN27	2027	Outono	Sábado	18:00	00:00	0,4	30	Restore	-8.95 MW	6	0.14%						

Projeto	Nº da Ficha do Projeto	Nome Competição	Nome Requisito	Descrição Necessidade	Ano	Estação do Ano	Dias de Serviço	Início da Janela de Serviço (hh:mm)	Fim da Janela de Serviço (hh:mm)	Tipo de Competição	Umin (kV)	Umáx (kV)	Tipo de Necessidade	Capacidade Máxima Requerida	Duração Estimada de Ativação (h)	Prob. de Ativação Anual	Fornecedores de Serviço Flexibilidade Elegíveis
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)		Bragança_03	BRGÇTRRE_ODM27	Recurso à contingência da SE Bragança - TORRE	2027	Outono	Domingo	00:00	08:00	Disponibilidade e Utilização	0,4	30	Restore	-5.41 MW	8	0.18%	0402D3022600,0402D3009600,0402D3009200,0402D3018300,0402D3004400,0402D3000800,0402D3026700,0402D3002900,0402D3018900,0402D3003000,0402D3009400,0402D3001900,0402D3009700,0402D3012100,0402D3002200,0402D3023800,0402D3012700,0402D3019600,0402D3021400,0402D3001800,0402D3009100,0402D3021000,0402D3002000,0402D3009000,0402D3015300,0402D3021300,0402D3000100,0402D3018000,0402D3010100,0402D3018200,0402D3032400,0402D3013900,0402D3010800,0402D3022800,0402D3006500,0402D3022700,0402D3015600,0402D3022500,0402D3009300,0402D3006600,0402D3020300,0402D3009800,0402D3005300,0402D3027600,0402D3021500,0402D3011400,0402D3021700,0402D3004500,0402D3027300,0402D3017000,0402D3020700,0402D3003700,0402D3022300,0402D3012600,0402D3008900,0402D3005500,0402D3011200,0402D3001400,0402D3006300,0402D3005000,0402D3011300,0402D3026600,0402D3023900,0402D3006700,0402D3001700,0402D3025600,0402D3013200,0402D3012300,0402D3005400,0402D3027000,0402D3018800,0402D3032500,0411D3004300,0411D3000600,0411D3002900,0411D3000400,0411D3001800,0411D3001900,0411D3001700,0411D3000300,0411D3000200,0411D3004900,0411D3003000,0411D3003100,0411D3003700,0411D3004500,0411D3003400,0411D3005200,0411D3000700,0411D3002400,0411D3002800,0411D3004200,0411D3002100,0411D3002000,0411D3004600,0411D3000100,0411D3004800,0411D3005300,0411D3003600,0411D3002200,0411D3002600,0402D3029700,0411D3005400,0402D3029000,0402D3029600,0402D3029900,0402D3029100,0402D3029300,0402D3029400,0411D3005800,0411D3005000,0411D3005700,0411D3005900,0402D3028400,0411D3006200,0402D3030400,0402D3034600,0402D3034700,0411D3006600,0411D3006700,0402D3034800,0411D3006800,0402D3035600,0411D3007100,0402D3036300,0402D3031800,0402D3032300,0402D3033300,0411D3006400,0402D3033900,0402D3033000,0411D3006300,0402S3011000,0411C3069700,0411C3000100,0411C3091500,0402C3117500,0402C3035200,0402C3092900,0402C3123900,0402C3070800,0402C3002100,0402C3005900,0402C3004500,0402C3001700,0402C3053900,0402C3056500,0402C3088100,0402C3056800,0402C3005500,0402C3003500,0402C3001800,0402C3126500,0402C3070900,0402C3088000,0402C3002900,0402C3002800,0402C3055800,0402C3003000,0402C3000700
			BRGÇTRRE_ODD27		2027	Outono	Domingo	08:00	18:00		0,4	30	Restore	-6.64 MW	10	0.23%	
			BRGÇTRRE_ODN27		2027	Outono	Domingo	18:00	00:00		0,4	30	Restore	-8.55 MW	6	0.14%	



ANEXO D  
CARACTERIZAÇÃO E  
JUSTIFICAÇÃO DOS  
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS  
NÃO ESPECÍFICOS A REALIZAR NO  
PERÍODO DO PLANO

Ficha n.º 1 (INE) - Subprograma Analytics 4 Distribution

Tipo de investimento: Não Especifico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Analytics 4 Distribution

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	2 870	2 870
Custos Totais (*)	3 758	3 758

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 1 (INE)	Ficha n.º 1 (INE)	Ficha n.º 1 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

A E-REDES tem como objetivos o desenvolvimento de ferramentas e competências na área de analítica, inteligência artificial e machine learning; implementação de novas formas de reporte e KPIs operacionais e qualidade de informação; e uma solução de reporting baseada em dashboards e biblioteca de KPIs, numa lógica de self-service.

Algumas linhas de desenvolvimento:

- analítica de dados comerciais para suporte à ação proativa de disponibilizar informação valiosa para o Cliente.
- desenvolvimento de tecnologia para validação e previsão de dados para planeamento de redes baseado em métodos probabilísticos.
- modelos preditivos de suporte a uma gestão otimizada da vegetação e respetivas faixas de proteção e de gestão de combustível.
- otimização contínua de ativos AT/MT: maximizar a eficiência e longevidade dos ativos através de dados em tempo real, estabelecendo novos padrões de custo-benefício.
- planeamento de redes com tecnologia avançada: utilização de métodos probabilísticos de ponta para garantir uma infraestrutura de rede resiliente e adaptável às demandas futuras.
- avaliação estratégica de Capex e Opex: tomada de decisões informadas para otimizar investimentos a longo prazo, assegurando sustentabilidade e retorno.
- operação otimizada da rede: utilização de previsões precisas para maximizar a eficiência operacional e a resposta às variações na procura de energia.
- análise avançada de incidentes: gestão integrada e preditiva de incidentes na rede, minimizando interrupções e maximizando a fiabilidade.
- co-Piloto para técnico de manutenção: assistente digital para apoiar as equipas de manutenção, fornecendo recomendações em tempo real.
- geração automática de notas de campo: automação da geração de notas de campo, agilizando o processo de documentação e relatórios.
- assistente de serviço em tempo real para Contact Center: assistente de serviço em tempo real para centros de contacto, melhorando a experiência do cliente e a eficiência das operações.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	207	212	677	-
Rede MT	-	502	515	1 646	-
Rede BT	-	474	486	1 554	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 184</b>	<b>1 212</b>	<b>3 877</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 2 (INE) - Subprograma Aquisições Diretas

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Aquisições Diretas

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	2 424	2 424
Custos Totais (*)	3 173	3 173

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 2 (INE)	Ficha n.º 2 (INE)	Ficha n.º 2 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

Para além do investimento no desenvolvimento e implementação de projetos de sistemas que suportam a atividade associada às funções core, é ainda realizado investimento na aquisição direta de equipamento informático diverso (computadores, tablets, monitores, etc). A renovação do parque informático é efetuada com base em critérios de substituição que têm em consideração requisitos técnicos mínimos (memória, velocidade processamento, etc) cujos critérios são anualmente revistos de acordo com a evolução tecnológica e com as necessidades.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	215	213	643	-
Rede MT	-	421	419	1 262	-
Rede BT	-	545	541	1 633	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>1 180</b>	<b>1 173</b>	<b>3 538</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 3 (INE) - Subprograma Assets

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Assets

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	11 557	11 557
Custos Totais (*)	15 132	15 132

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 3 (INE)	Ficha n.º 3 (INE)	Ficha n.º 3 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma de Assets compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão dos ativos da rede de distribuição, desde o levantamento da necessidade até ao abate, incluindo a gestão de imobilizado (informação técnico/contabilística), e terá como principais eixos de atuação os seguintes:

- Otimização contínua do ciclo de vida útil dos ativos AT e MT, com base em informação sobre a sua condição, risco e desempenho, através da reformulação das metodologias de análise do custo do ciclo de vida dos ativos e com base em ferramentas de Analytics, assegurando o suporte tecnológico associado à obtenção da Certificação ISO 55.000.
- Avaliação sistemática das necessidades de longo prazo de investimento e manutenção para diferentes níveis de risco e desempenho, através do desenvolvimento de modelos que avaliem a condição e risco dos ativos críticos, prevendo a evolução temporal da sua condição e risco de falha, e de modelos de avaliação do risco de falha dos ativos e do sistema em regime perturbado.
- Gestão otimizada de faixas de proteção / combustível de linhas aéreas, apoiada em modelos preditivos de avaliação do risco, através de sistema aplicacional contendo modelo de crescimento da vegetação, apoiando a calendarização de intervenções.
- Critérios e metodologias de gestão de ativos BT alinhados com as melhores práticas, através do desenvolvimento de ferramentas de analítica suportada pelos dados recolhidos pelas smartgrids (EMI e DTC), facilitando a identificação de necessidades de intervenção de manutenção/beneficiação de redes BT, e redefinindo os modelos de desenvolvimentos das redes que permita alargar a certificação ISO 55.000 à rede BT.

Será por via deste Subprograma de Assets que se assegurará a continuidade, otimização e inovação nas operações de manutenção, gestão da condição e performance dos ativos, em linha com os níveis e patamares alvo de excelência na qualidade de serviço prestada.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	455	464	2 228	-
Rede MT	-	1 734	1 767	8 484	-
Rede BT	-	2 953	3 008	14 445	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>5 142</b>	<b>5 238</b>	<b>25 157</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.



Ficha n.º 4 (INE) - Subprograma Data Hub

Tipo de investimento: Não Específico  
 Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
 Subprograma: Data Hub  
 Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	7 424	7 424
Custos Totais (*)	9 720	9 720

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 4 (INE)	Ficha n.º 4 (INE)	Ficha n.º 4 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

Com o crescimento exponencial do volume de dados torna-se imperativo garantir a segurança dos dados, criar soluções de integração de informação de uma forma estruturada e normalizada, garantir uma Gestão de Dados ajustada à realidade da empresa e o cumprimento de imposições regulamentares, assegurando a proteção de dados em linha com RGPD e regulamento ICS/ICV. Este Subprograma constitui o instrumento de gestão da arquitetura de informação (Modelo de Dados Unificado) e dos controlos para a coerência, consistência e a qualidade dos dados, sendo o veículo de definição e implementação da estratégia, políticas e procedimentos de gestão e governo de dados.

Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:

- Recolha e processamento de dados, internos e externos, relevantes para a atividade do ORD.
- Fornecimento de informação pública para a promoção da eficiência energética através de plataformas de open data.
- Facilitação de serviços de rede através de plataformas de dados dedicadas.
- Plataforma de partilha de dados bidirecional com o ORT para a gestão global do sistema.
- Consolidação de informação core através de armazenamento, processamento e qualidade de dados.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	472	402	1 221	-
Rede MT	-	1 719	1 464	4 443	-
Rede BT	-	2 390	2 035	6 179	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>4 581</b>	<b>3 901</b>	<b>11 842</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 5 (INE) - Subprograma Digital Efficiency

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Digital Efficiency

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	979	979
Custos Totais (*)	1 282	1 282

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 5 (INE)	Ficha n.º 5 (INE)	Ficha n.º 5 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma Digital Efficiency compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte aos processos corporativos e transversais com foco na eficiência empresarial.  
No âmbito da digitalização e automação de fluxos de trabalho uma das áreas de intervenção será na otimização de processos com RPA (robotic process automation) e ferramentas de process mining para monitorizar processos críticos (identificar comportamentos, tendências e padrões).  
Enquadrado neste Subprograma está ainda prevista a implementação de um conjunto de iniciativas de incorporação de ferramentas digitais nos sistemas, nomeadamente: agile management, design thinking, ferramentas colaborativas e de produtividade, comunidades virtuais.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	74	73	221	-
Rede MT	-	183	182	549	-
Rede BT	-	238	236	712	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>495</b>	<b>492</b>	<b>1 482</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 6 (INE) - Subprograma Digital Platforms

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Digital Platforms

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	2 997	2 997
Custos Totais (*)	3 924	3 924

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 6 (INE)	Ficha n.º 6 (INE)	Ficha n.º 6 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

Este Subprograma pretende ser o veículo de implementação de produtos digitais ágeis via mVPs (minimum viable products), aplicações low-code, APIs e outras, em várias temáticas e com forte impacto na estratégia digital da organização e com potencial para a sua transformação. Principais linhas de desenvolvimento e respetivos objetivos:

- Plataforma de gestão de multi-serviços interativos para reforço da cooperação com os municípios no tema smart cities.
- Desenvolvimento de API para disponibilização de webservices aos stakeholders, fornecendo informação valiosa de forma proativa.
- Modelos preditivos e analítica avançada para otimização de operações com vista à digitalização da troca de informação no terreno.
- Ferramentas de assistentes virtuais para otimização de operações de gestão de vegetação.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	227	225	679	-
Rede MT	-	560	556	1 677	-
Rede BT	-	1 287	1 278	3 853	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>2 073</b>	<b>2 060</b>	<b>6 209</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 7 (INE) - Subprograma EnergyHub

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: EnergyHub

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	54	54
Custos Totais (*)	71	71

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 7 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma EnergyHub, anteriormente incorporado no Subprograma Markets, foi criado dada a crescente relevância e preponderância da gestão eficiente dos dados de energia no ecossistema de funcionamento do mercado energético e dos seus diferentes players, estando o ORD posicionado numa área crítica neste setor. Este Subprograma compreende assim, principalmente, o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão dos dados de energia e serviços de mercado (receção, processamento, certificação e disponibilização de dados aos diversos players/agentes de mercado (clientes, produtores, autoconsumidores, comercializadores, entidades terceiras, etc...), sendo de notar também a crescente exigência e volume de informação alavancada pela transição e regulação energética e novos serviços daí decorrentes.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	2	2	6	-
Rede MT	-	12	12	37	-
Rede BT	-	2 281	2 267	6 837	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2 295</b>	<b>2 281</b>	<b>6 880</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento

Realizou-se uma alteração aos Subprogramas descritos no PDIRD-E 2020, tendo-se procedido ao desdobramento do Subprograma Markets em dois Subprogramas distintos, Markets e EnergyHub.

Ficha n.º 8 (INE) - Subprograma Field Services

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Field Services  
Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	5 769	5 769
Custos Totais (*)	7 545	7 545

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 7 (INE)	Ficha n.º 7 (INE)	Ficha n.º 8 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma de Field Services compreende o desenvolvimento dos sistemas de suporte à gestão das operações no terreno (field workforce management) tendo em vista maximizar a sua eficiência através da digitalização e automação de fluxos de trabalho tendo como principais eixos de atuação:

- Modelos preditivos e analítica avançada para otimização de operações, através da incorporação numa única aplicação de diferentes fontes de informação, com vista à otimização de agendamentos com clientes e rotas de execução de Ordens de Trabalho.
- Agilização da execução de operações por via da robotização e desmaterialização, através de: acesso, recolha e atualização de informação no terreno automatizada, georreferenciada, com imagens e integrada diretamente nos sistemas centrais, eliminando a documentação física no terreno; suporte do backoffice através de novas ferramentas de interação e assistência virtual em tempo real; orçamentação de forma automática de pedidos de ligação à rede; utilização de ambientes simulados para efeitos de formação e certificação de trabalhadores de operações de terreno complexas.
- Monitorização em tempo real de execução das operações através de: monitorização automática do desempenho das equipas; monitorização das equipas no terreno em tempo real (via utilização de câmaras, sensores de queda) para assegurar o cumprimento de regras de segurança; controlo de acesso às instalações técnicas; rastreabilidade de materiais e equipamentos.

No terreno, os equipamentos móveis como smartphones e tablets oferecem elevada funcionalidade, portabilidade e performance (captura de dados, integração com o sistema) a um custo cada vez mais reduzido, tendo passado a ser a forma standard de manter o fluxo da informação. A combinação destas capacidades com um desenvolvimento aplicacional inovador e uma arquitetura de software e infraestrutura modernas constituem oportunidades de melhorar a utilização de recursos, a colaboração, a segurança e os níveis de satisfação do trabalho.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	853	1 046	997	-
Rede MT	-	1 369	1 680	1 600	-
Rede BT	-	2 788	3 421	3 259	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>5 010</b>	<b>6 147</b>	<b>5 856</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 9 (INE) - Subprograma Markets

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Markets

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	14 053	14 053
Custos Totais (*)	18 402	18 402

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 8 (INE)	Ficha n.º 8 (INE)	Ficha n.º 9 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma Markets compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de gestão do ciclo comercial do ORD nomeadamente ao nível da vertente do acesso à rede, faturação, cobrança e gestão da dívida. O objetivo é gerir de forma eficiente a relação com os agentes do setor elétrico, prestando-lhes apoio nas vertentes técnica e comercial do negócio elétrico, reforçando o papel de facilitador de mercado.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

Investimento (k€)	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
	Rede AT	-	787	783	4 640
Rede MT	-	1 546	1 537	9 109	-
Rede BT	-	2 192	2 179	12 915	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>4 525</b>	<b>4 498</b>	<b>26 663</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

**Fundamentação de alterações  
ao projeto de investimento**

Realizou-se uma alteração aos Subprogramas descritos no PDIRD-E 2020, tendo-se procedido ao desdobramento do Subprograma Markets em dois Subprogramas distintos, Markets e EnergyHub.



Ficha n.º 10 (INE) - Subprograma Network Operations

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Network Operations

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	3 911	3 911
Custos Totais (*)	5 120	5 120

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 9 (INE)	Ficha n.º 9 (INE)	Ficha n.º 10 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma Network Operations compreende principalmente o desenvolvimento dos sistemas de suporte à atividade de planeamento da rede e à atividade de condução da rede.

No âmbito do planeamento da rede pretendemos continuar a aprofundar o planeamento com base em métodos probabilísticos, incorporar mecanismos de flexibilidade, automatizar o processo de viabilidade de ligações de produção e consumo, e evoluir para a identificação automática de redes problemáticas e oportunidades de melhoria (e.g. sistema de georeferenciação de avarias, realização sistemática de balanços de energia nas redes).

No domínio da condução da rede temos como principais vetores de atuação os seguintes:

- Desenvolvimento de modelos de previsão para exploração otimizada da rede, através: de utilização de previsões de consumo, produção distribuída e outras fontes de dados relevantes (ex.: condições meteorológicas); de mecanismos de controlo distribuído de regulação de tensão e QEE; de mecanismos de otimização do fluxo de potência reativa e de Self-Healing na rede MT.
- Incorporação de mecanismos de gestão de procura e produção como fontes de flexibilidade para gestão da rede, através da: gestão integrada de recursos distribuídos, do controlo em tempo real da nova produção distribuída em AT, MT e BT; do controlo em tempo real da nova potência de carregamento de veículos elétricos na rede pública; do controlo de potência de carga (gestão da procura); algoritmos de contratualização em mercado das flexibilidades para gestão da rede.
- Monitorização e automatização para gestão ativa e integrada das redes AT, MT e BT, através: sistema integrado de gestão da rede AT/MT/BT com capacidades de DMS, OMS e WFM (ADMS); sistema DERMS (Distributed Energy Resources Management System ) permitindo em tempo real a interação com recursos distribuídos; análise avançada e automática de incidentes na rede; sistema de treino de operadores em ambiente Smart-Grid.
- Plataforma de partilha bidireccional de informação com o TSO: partilha de dados agregados de previsão, e em tempo real, de geração e carga; partilha bidireccional de dados sobre indisponibilidades de ativos; comunicação em tempo real sobre necessidades da rede de transporte em emergência; treino conjunto de operadores; monitorização da estabilidade dinâmica e transitória da rede.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	99	99	297	-
Rede MT	-	928	922	2 775	-
Rede BT	-	1 494	1 484	4 469	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>2 522</b>	<b>2 505</b>	<b>7 541</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 11 (INE) - Subprograma Plataformas, Segurança e Risco

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Plataformas, Segurança e Risco

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	1 202	1 202
Custos Totais (*)	1 574	1 574

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 10 (INE)	Ficha n.º 10 (INE)	Ficha n.º 11 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

O Subprograma Plataformas, Segurança e Risco compreende fundamentalmente o desenvolvimento das plataformas tecnológicas no âmbito do processo de convergência das atividades IT/OT e dos sistemas necessários ao cumprimento dos regulamentos sobre cibersegurança.

Neste contexto pretende-se promover tecnologias, plataformas, aplicações e infraestruturas que assegurem a agilidade, a performance, eficiência e segurança do ecossistema IT/OT.

Por seu lado, com as crescentes preocupações de prevenção e segurança contra ciberataques, o tema da cibersegurança constitui cada vez mais uma fonte de iniciativas de adaptação dos sistemas de informação, assente nos seguintes princípios:

- Security and privacy by design em todas as novas soluções e tecnologias, através de: adoção dos critérios definidos e divulgados pela Organização para o envolvimento da Equipa de Cibersegurança (ECS) nos projetos e iniciativas, garantindo sistematização na análise de risco e na incorporação de segurança nas soluções e tecnologias; arquiteturas de referência, projetos tipo, sistemas de qualificação e concursos suportados nos requisitos de Cibersegurança;
- Detecção e resposta a incidentes, ameaças e vulnerabilidades de Cibersegurança, através de: gestão de ameaças e incidentes com base em threat intelligence e information sharing com parceiros nacionais e internacionais; plataforma de monitorização transversal direcionada a tecnologias operacionais com recurso a machine learning/ artificial intelligence (AI) e analítica avançada para apoio / automatização das capacidades de previsão, deteção, decisão e reação.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	43	43	129	-
Rede MT	-	272	271	816	-
Rede BT	-	144	143	431	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>459</b>	<b>456</b>	<b>1 376</b>	<b>-</b>

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 12 (INE) - Subprograma Selfcare & Channels

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Sistemas Informáticos  
Subprograma: Selfcare & Channels

Concelhos: Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	41	41
Custos Totais (*)	54	54

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Ficha n.º 11 (INE)	Ficha n.º 11 (INE)	Ficha n.º 12 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

A digitalização da relação com os clientes e stakeholders desempenha um papel crucial na transformação digital do setor, oferecendo uma base sólida para a evolução contínua da empresa em direção à Utility Digital.

Os nossos sistemas são evoluídos, segundo práticas e metodologias de desenvolvimento ágil, enquanto produtos, escaláveis, seguros, flexíveis e adequados a um processo de inovação contínua. Essa abordagem permite que a empresa não apenas atenda às necessidades atuais, mas também se antecipe às necessidades futuras, fortalecendo a competitividade e a resiliência no mercado.

No Subprograma Selfcare & Channels iremos implementar uma visão da relação com os nossos Clientes através da oferta de serviços de eficiência energética, contribuir para proporcionar novas tarifas numa lógica de self-service em serviços web, disponibilizar informação ao cliente, em tempo real, sobre o estado da sua ordem de serviço e aprofundar o conhecimento dos clientes por via da análise comportamental e do seu feedback.

Este Subprograma tem vindo a transformar a interação com os stakeholders, promovendo uma experiência mais digital e imersiva. Através da implementação de aplicativos móveis e áreas reservadas no site corporativo, a empresa assegura que seus clientes e stakeholders têm acesso a informações e serviços de maneira conveniente e acessível, reforçando o compromisso com a excelência no atendimento e na gestão da relação com todos os envolvidos.

A digitalização da relação com os clientes e stakeholders não é apenas uma tendência, mas uma necessidade estratégica para a empresa se posicionar como líder na transição energética e na inovação digital no setor elétrico.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	-	0	0	1	-
Rede MT	-	11	11	32	-
Rede BT	-	2 635	2 617	7 879	-
<b>TOTAL</b>	-	<b>2 646</b>	<b>2 627</b>	<b>7 912</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

**Ficha n.º 13 (INE) - Subprograma Smartgrids**

**Tipo de investimento:** Não Específico  
**Programa de Investimento:** Sistemas Informáticos  
**Subprograma:** Selfcare & Channels  
**Concelhos:** Nacional

Investimento (k€)	Total	2026-2030
<b>Custos Primários (*)</b>	7 655	7 655
<b>Custos Totais (*)</b>	10 018	10 018

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
<b>Incluído</b>	Ficha n.º 12 (INE)	Ficha n.º 12 (INE)	Ficha n.º 13 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

<b>Motivação</b>	
	<p>O Subprograma Smartgrids desempenha um papel fundamental na transição energética, ao focar-se na gestão e operação da infraestrutura AMI (Advanced Metering Infrastructure) para a recolha de dados de energia e sistemas conexos. É central para a criação de uma rede elétrica mais inteligente e adaptável, que é essencial para apoiar a integração de fontes de energia renováveis e a evolução para um sistema energético mais sustentável e eficiente.</p>
	<p>Os projetos de TI que suportam o desenvolvimento e a implementação das smartgrids têm como principais objetivos maximizar os benefícios em diversas frentes cruciais: desde o planeamento, gestão e supervisão da infraestrutura de redes inteligentes até a gestão de operações remotas, sejam elas comerciais ou técnicas. Além disso, esses projetos são vitais para o tratamento e certificação de dados de medição para faturação, deteção de fraude, simulações e previsão de consumos, todos elementos essenciais para a eficiência e transparência do sistema energético</p>
	<p>A evolução aplicacional associada às smartgrids prevê efetuar a adequação das atuais soluções em produção e futuras de modo a garantir a sua resiliência, flexibilidade, escalabilidade e maior eficiência e disponibilidade. Adicionalmente, garantir agilidade para suporte a projetos pilotos de âmbito nacional, europeu e/ou internacional.</p>

**Resumo de Investimentos**

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030	
<b>Investimento (k€)</b>	Rede AT	-	2 470	3 058	4 329	-
	Rede MT	-	40	50	71	-
	Rede BT	-	157	195	276	-
	<b>TOTAL</b>	-	<b>2 668</b>	<b>3 302</b>	<b>4 676</b>	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 14 (INE) - Projeto Adaptação logística E-REDES

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Edifícios e outras construções  
Subprograma:

Concelhos: Santarém

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	8 995	8 829
Custos Totais (*)	8 995	8 829

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 14 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

A capacidade de funcionamento dos armazéns de logística são fundamentais para o desempenho da atividade do ORD.

O aumento da complexidade da rede tem-se refletido na necessidade de gerir um número crescente de materiais e equipamentos. A E-REDES é proprietária de um armazém na Lousã e arrendatária de outro em Sacavém, ambos com operação manual e sem automatização. A construção de um novo armazém tecnológico, a implantar na zona de Santarém, permitirá obter muitos ganhos em termos de eficiência operacional.

A construção de um novo armazém tecnológico na zona de Santarém, em terreno E-REDES, substituindo o armazém de Sacavém e a operação do armazém da Lousã, mas mantendo este último como reserva estratégica para redução de riscos em caso de eventos extremos, será a solução que se deseja prosseguir. A consumação deste projeto depende ainda de uma avaliação mais aprofundada de eventuais alternativas.

Alguns dos benefícios associados a um novo armazém tecnológico são:

- 1) Agilidade.
- 2) Automatização da receção e expedição.
- 3) Aumento da eficiência da operação.
- 4) Aumento da capacidade de armazenamento por unidade de área.
- 5) Eliminação de renda.

Resumo de Investimentos

Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	74	2 629	1 287	-	-
Rede MT	92	3 298	1 615	-	-
Rede BT	34	1 223	599	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>200</b>	<b>7 150</b>	<b>3 500</b>	-	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.

Ficha n.º 15 (INE) - Projeto Novo edifício Braga

Tipo de investimento: Não Específico  
Programa de Investimento: Edifícios e outras construções  
Subprograma:

Concelhos: Braga

Investimento (k€)	Total	2026-2030
Custos Primários (*)	3 150	1 658
Custos Totais (*)	3 150	1 658

PDIRD-E	2020	2020 Atual.	2024
Incluído	Não	Não	Ficha n.º 15 (INE)

(\*) Valores referentes apenas ao investimento AT e MT

Motivação

A realização deste projeto visa a concentração de serviços atualmente na Avenida do Sol 18 para a SE Ponte em Braga, reduzindo os custos das rendas e manutenção. Este novo edifício de Braga é essencial para a concretização da concentração das equipas E-REDES de Braga.

Com base nas opções tomadas ao nível organizacional, o projecto do edifício foi sendo revisto.

Os benefícios associados ao novo edifício são a redução das rendas anuais e manutenção do edifício da Avenida do Sol. A renda anual atual das instalações de Braga, incluindo os lugares de estacionamento e custos da infraestrutura é de 280k€ ano, acresce os custos de manutenção por volta de 100k€ por ano, o que corresponde a um OPEX de 3,8M€ em 10 anos.

Resumo de Investimentos

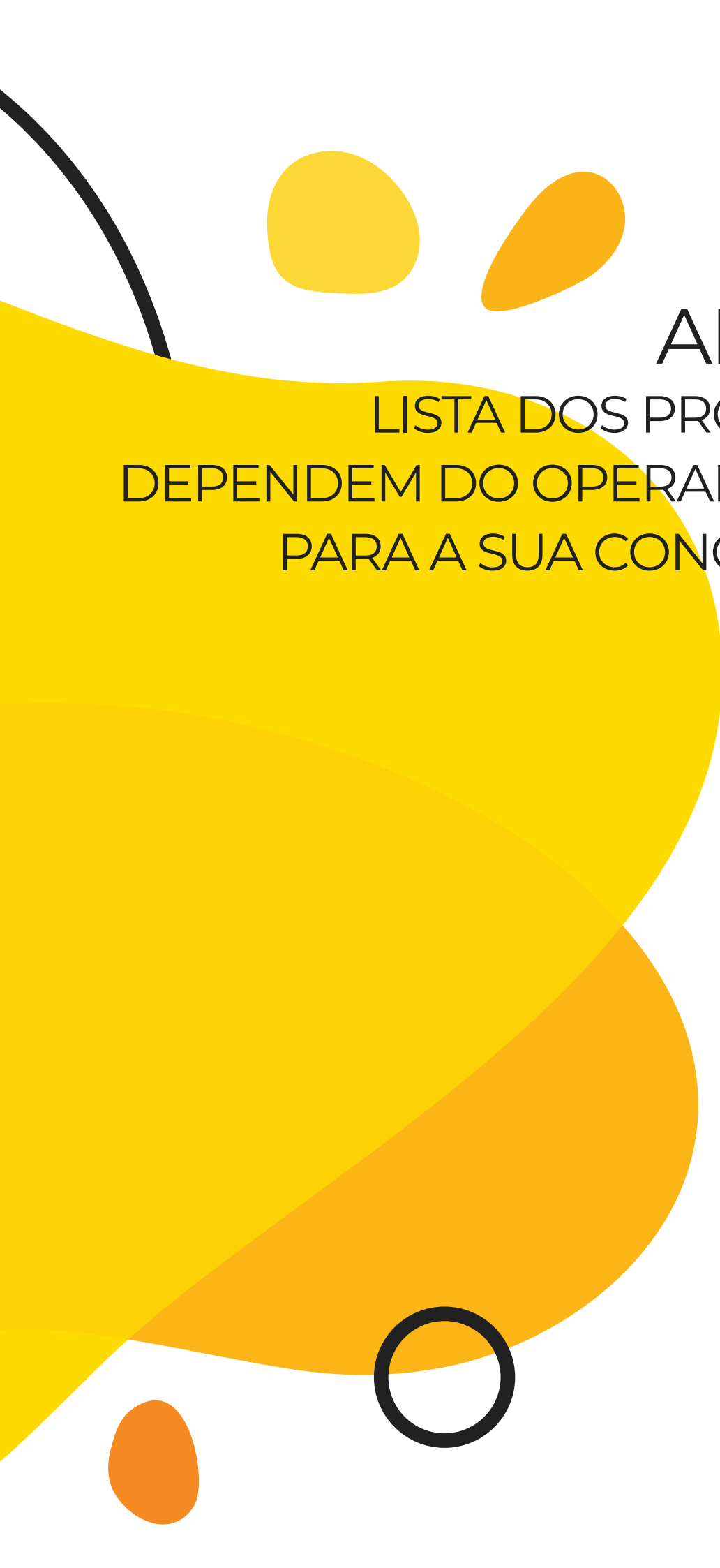
Tabela 1. Calendarização do Investimento a Custos Totais

	Até 2025	2026	2027	2028-30	Após 2030
Investimento (k€)					
Rede AT	662	735	-	-	-
Rede MT	830	923	-	-	-
Rede BT	308	342	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1 800</b>	<b>2 000</b>	-	-	-

Nota: Os projetos do investimento não específico têm impacto em todos os níveis de tensão (AT, MT e BT) apresentando-se na tabela os valores parcelares resultantes da aplicação da chave de repartição conforme explicado no capítulo 9.2.



# ANEXO E RESUMO DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS




# ANEXO E.1

## LISTA DOS PROJETOS QUE DEPENDEM DO OPERADOR DA RNT PARA A SUA CONCRETIZAÇÃO



Projetos	Ficha	Total	Total 2026-2030	< 2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	Ano entrada em exploração
Ligação ao PdE - V N Famacão (fase 2)	Ficha n.º 50	2 734 200 €	841 281 €	1 892 919 €	482 162 €	359 119 €	- €	- €	- €	- €	2027
Nova SE 60/30/15 kV em Santo André	Ficha n.º 44	5 563 244 €	4 561 380 €	1 001 864 €	1 829 178 €	2 732 202 €	- €	- €	- €	- €	2027
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Ficha n.º 37	4 832 446 €	3 709 939 €	1 122 507 €	1 441 496 €	2 268 443 €	- €	- €	- €	- €	2027
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Ficha n.º 39	3 447 168 €	2 338 704 €	1 108 464 €	900 000 €	1 438 704 €	- €	- €	- €	- €	2027
<b>Total</b>		<b>16 577 058 €</b>	<b>11 451 304 €</b>	<b>5 125 753 €</b>	<b>4 652 836 €</b>	<b>6 798 469 €</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>	<b>- €</b>	

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários



# ANEXO E.2

## LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2024 A CUSTOS PRIMÁRIOS

Nome	N.º da Ficha	Programa de Investimento	Valor total PDIRD-E 2024*	<2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2026 - 2030	Valor total PDIRD-E 2020 Atualização
Alimentação AT da SE Amaranite	Ficha n.º 82	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	1.294.080 €	- €	64.704 €	258.816 €	459.913 €	510.647 €	- €	- €	60.120 €	1.233.960 €	
Aumento de potência na SE Moura	Ficha n.º 35	Desenvolvimento de Rede	3.500.000 €	1.445.455 €	1.300.000 €	754.545 €	- €	- €	- €	- €	1.866.500 €	1.866.500 €	1.633.500 €
Conversão 30 KV Trens-a-Marmalhas-Fase 2	Ficha n.º 98	Melhoria da Qualidade do Serviço Técnico	698.940 €	- €	246.496 €	391.744 €	58.700 €	- €	- €	- €	36.915 €	662.025 €	
Conversão da rede 60KV SE Quintanilha	Ficha n.º 107	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	639.310 €	191.733 €	447.517 €	- €	- €	- €	- €	- €	179.310 €	461.000 €	
Inst. 48FO Castro D'Aires-Bustelo-V. Sotelo	Ficha n.º 79	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecom.	446.875 €	- €	- €	- €	46.875 €	400.000 €	- €	- €	293.195 €	153.680 €	
Ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2)	Ficha n.º 50	Desenvolvimento de Rede	2.734.200 €	1.892.919 €	882.162 €	359.119 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.734.200 €	
Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Ficha n.º 80	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecom.	1.621.640 €	1.021.640 €	300.000 €	300.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	3.750.000 €	
Modif LN60 Carreiras-Vila Nova Gaia	Ficha n.º 70	Promoção Ambiental	1.444.433 €	300.000 €	286.108 €	286.108 €	286.108 €	286.108 €	- €	- €	412.695 €	1.031.738 €	
Modif LN60 Caricão-Amaral-Ci. Cadeira	Ficha n.º 71	Promoção Ambiental	6.769.984 €	2.733.493 €	1.794.530 €	1.241.961 €	- €	- €	- €	- €	1.345.084 €	4.424.900 €	
Modif LN60 Coira-Ci. Barreiro e Barreiro	Ficha n.º 72	Promoção Ambiental	3.296.092 €	787.285 €	1.538.805 €	970.002 €	- €	- €	- €	- €	679.432 €	2.616.660 €	
Modif LN60 Custóias-PCC(unavalação) I II	Ficha n.º 73	Promoção Ambiental	4.302.130 €	1.045.036 €	968.432 €	825.144 €	495.086 €	- €	- €	- €	1.229.180 €	3.072.950 €	
Modif LN60 Vermoim-Custóias-Amieira	Ficha n.º 74	Promoção Ambiental	6.643.096 €	1.310.555 €	1.925.722 €	1.838.770 €	1.568.048 €	- €	- €	- €	1.199.555 €	5.443.541 €	
Modif LN60 Vermoim-Guifões-Alfena	Ficha n.º 75	Promoção Ambiental	10.633.638 €	974.273 €	2.414.841 €	2.414.841 €	2.414.841 €	2.414.841 €	- €	- €	3.038.182 €	7.595.456 €	
Modif LN60 Vermoim-Haja I e II	Ficha n.º 76	Promoção Ambiental	5.109.555 €	1.609.597 €	1.982.125 €	1.517.834 €	- €	- €	- €	- €	1.636.758 €	3.472.900 €	
Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso	Ficha n.º 77	Promoção Ambiental	2.042.000 €	500.000 €	385.502 €	385.502 €	385.502 €	385.502 €	- €	- €	583.431 €	1.458.578 €	
Nova alimentação AT para SE Sabugueiro	Ficha n.º 84	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.362.000 €	57.810 €	550.006 €	1.754.184 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.633.080 €	
Nova LN60 Estremoz/REN-Aronches	Ficha n.º 36	Desenvolvimento de Rede	7.765.000 €	515.000 €	1.200.000 €	2.402.019 €	3.000.000 €	647.981 €	- €	- €	2.264.700 €	5.500.300 €	
Nova saída 30 KV da SE Aljeituga	Ficha n.º 61	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	718.100 €	- €	266.852 €	384.435 €	- €	- €	- €	- €	116.070 €	602.300 €	
Nova saída 30 KV Montemor-Vale Figueira	Ficha n.º 62	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	762.000 €	- €	232.251 €	363.115 €	106.634 €	- €	- €	- €	111.620 €	650.440 €	
Nova SE 60/15 KV Portelas	Ficha n.º 63	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnico	4.500.900 €	1.286.080 €	1.614.956 €	1.589.864 €	- €	- €	- €	- €	1.517.900 €	2.983.000 €	
Nova SE 60/30 KV em Castro Verde	Ficha n.º 37	Desenvolvimento de Rede	4.832.446 €	1.122.507 €	1.441.496 €	2.268.443 €	- €	- €	- €	- €	2.205.216 €	2.627.230 €	
Nova SE 60/30 KV em Louzal	Ficha n.º 38	Desenvolvimento de Rede	3.225.000 €	1.243.369 €	1.119.010 €	862.621 €	- €	- €	- €	- €	1.319.000 €	1.906.000 €	
Nova SE 60/30 KV em Ourique	Ficha n.º 39	Desenvolvimento de Rede	3.447.183 €	1.108.484 €	900.000 €	1.438.704 €	- €	- €	- €	- €	1.213.598 €	2.233.500 €	
Nova SE 60/30 KV em Portel	Ficha n.º 40	Desenvolvimento de Rede	2.025.000 €	768.621 €	1.256.379 €	- €	- €	- €	- €	- €	1.192.000 €	1.192.000 €	833.000 €
Nova SE 60/30 KV em Souzel	Ficha n.º 41	Desenvolvimento de Rede	5.325.186 €	817.048 €	1.800.000 €	2.708.138 €	- €	- €	- €	- €	1.888.586 €	3.436.600 €	
Nova SE 60/30 KV em Vila Flor	Ficha n.º 42	Desenvolvimento de Rede	3.245.000 €	806.788 €	1.108.610 €	1.329.602 €	- €	- €	- €	- €	974.300 €	2.270.700 €	
Nova SE 60/30 KV na Zona Ind. Portalegre	Ficha n.º 43	Desenvolvimento de Rede	3.953.000 €	1.538.369 €	2.413.608 €	- €	- €	- €	- €	- €	1.559.000 €	2.394.000 €	
Nova SE 60/30 KV em Santo André	Ficha n.º 39	Desenvolvimento de Rede	1.663.244 €	1.001.894 €	1.029.174 €	637.104 €	- €	- €	- €	- €	1.786.530 €	1.345.000 €	
Nova SE 60/30KV Marvão (substitui atual)	Ficha n.º 45	Desenvolvimento de Rede	6.220.000 €	1.139.665 €	2.571.460 €	1.033.592 €	1.475.282 €	- €	- €	- €	1.391.280 €	4.828.720 €	
Nova substituição AT/MT Capadize	Ficha n.º 55	Desenvolvimento de Rede	4.371.703 €	- €	- €	- €	600.000 €	1.461.511 €	561.511 €	- €	- €	4.390.577 €	
Nova subestação AT/MT Pena (ex. Martin Moniz)	Ficha n.º 56	Desenvolvimento de Rede	4.716.483 €	1.923.058 €	2.003.621 €	789.804 €	- €	- €	- €	- €	1.088.419 €	3.628.064 €	
Reforço Eixo LN60 - Fátima/REN-Béja	Ficha n.º 46	Desenvolvimento de Rede	8.845.000 €	259.092 €	2.700.000 €	2.700.000 €	3.246.144 €	1.439.764 €	- €	- €	1.865.420 €	6.350.420 €	
Reforço LN60 Sines/REN-Santiago	Ficha n.º 47	Desenvolvimento de Rede	3.516.592 €	1.740.066 €	578.729 €	718.983 €	478.574 €	- €	- €	- €	720.728 €	2.795.884 €	
Reforço Rede AT PortoAlto(REN)-Carrascal	Ficha n.º 48	Desenvolvimento de Rede	2.021.267 €	743.172 €	639.048 €	639.047 €	- €	- €	- €	- €	- €	4.445.400 €	
Reforço Rede MT Eixo Béja - Mértola	Ficha n.º 57	Desenvolvimento de Rede	1.653.457 €	- €	- €	- €	300.000 €	500.000 €	353.457 €	- €	287.877 €	1.365.580 €	
Renov. andar 60KV/SE S. João da Madreira	Ficha n.º 109	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.276.250 €	- €	- €	- €	765.750 €	510.500 €	- €	- €	426.250 €	850.000 €	
Renov. andar 60KV/SE M. Canaveães	Ficha n.º 112	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.680.000 €	626.400 €	1.053.600 €	- €	- €	- €	- €	- €	365.000 €	1.325.000 €	
Renov. SPPC SE Sobreda	Ficha n.º 65	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	810.000 €	601.000 €	209.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	310.000 €	500.000 €	
Renov. andar 60 KV e 15 KV-SE Albufeira	Ficha n.º 122	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.300.000 €	792.500 €	920.000 €	587.500 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.300.000 €	
Renovação andar 15 KV SE Matosinhos	Ficha n.º 133	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.309.375 €	- €	- €	692.813 €	1.039.219 €	577.344 €	- €	- €	621.875 €	1.687.500 €	
Renovação Andar 30 KV SE Sanchaia	Ficha n.º 135	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	700.000 €	266.000 €	434.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	310.000 €	390.000 €	
Renovação andar 60 KV SE 15 KV-SE Taveira	Ficha n.º 140	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.600.000 €	517.104 €	882.896 €	- €	- €	- €	- €	- €	663.896 €	964.000 €	
Renovação andar 60KV SE MacedoCavaleiros	Ficha n.º 142	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.918.750 €	- €	575.625 €	863.438 €	479.688 €	- €	- €	- €	518.750 €	1.400.000 €	
Renovação andar AT da SE Aveiro	Ficha n.º 143	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.727.500 €	- €	- €	818.250 €	1.227.375 €	681.875 €	- €	- €	1.627.500 €	1.100.000 €	
Renovação andar AT e MT da SE Candosa	Ficha n.º 145	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.250.000 €	297.760 €	852.240 €	- €	- €	- €	- €	- €	280.000 €	970.000 €	
Renovação andar AT e SPPC da SE Pevimim	Ficha n.º 146	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.210.000 €	770.000 €	884.000 €	556.000 €	- €	- €	- €	- €	320.000 €	1.890.000 €	
Renovação da LN60/15KV de Gaião - Açócor	Ficha n.º 148	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	6.563.244 €	1.001.894 €	1.029.174 €	637.104 €	508.120 €	623.472 €	- €	- €	917.000 €	680.000 €	
Renovação da LN AT Caricão-Luz/Colombo	Ficha n.º 85	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.415.926 €	151.102 €	550.000 €	714.824 €	- €	- €	- €	- €	230.926 €	1.185.000 €	
Renovação do andar 10 KV da SE Venda Nova (AMD)	Ficha n.º 152	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.647.500 €	- €	- €	794.250 €	1.191.375 €	661.875 €	- €	- €	1.052.500 €	1.595.000 €	
Renovação do andar 15 KV da SE Aldeia Nova	Ficha n.º 153	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.925.000 €	- €	- €	1.155.000 €	770.000 €	- €	- €	- €	825.000 €	1.100.000 €	
Renovação do andar 15 KV da SE Alfaiates	Ficha n.º 154	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.156.500 €	- €	- €	- €	693.300 €	462.200 €	- €	- €	302.500 €	853.000 €	
Renovação do andar 15 KV da SE Portagem	Ficha n.º 155	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.663.244 €	1.001.894 €	1.029.174 €	637.104 €	508.120 €	623.472 €	- €	- €	917.000 €	680.000 €	
Renovação do andar 15 KV da SE Seixal	Ficha n.º 156	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.820.000 €	- €	- €	1.092.000 €	728.000 €	- €	- €	- €	545.000 €	1.275.000 €	
Renovação do andar 30 KV da SE Marinha Grande	Ficha n.º 157	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.660.000 €	882.500 €	1.064.000 €	713.500 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.660.000 €	
Renovação do andar 60 KV da SE Azóia	Ficha n.º 158	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	952.500 €	- €	- €	- €	571.500 €	381.000 €	- €	- €	272.500 €	680.000 €	
Renovação do andar 60 KV da SE S. Jargue	Ficha n.º 162	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.385.000 €	379.476 €	970.530 €	- €	- €	- €	- €	- €	300.000 €	1.350.000 €	
Renovação do andar 60 KV da SE Seia	Ficha n.º 163	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3.275.250 €	- €	- €	- €	982.575 €	1.473.963 €	818.813 €	- €	775.250 €	2.500.000 €	
Renovação do andar 60 KV do PC Piedade	Ficha n.º 164	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.700.000 €	105.000 €	875.000 €	720.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	1.700.000 €	
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha n.º 166	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	825.000 €	- €	- €	- €	495.000 €	330.000 €	- €	- €	520.000 €	305.000 €	
Renovação do andar AT da SE Entrocamento	Ficha n.º 167	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.650.000 €	627.000 €	1.023.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	400.000 €	1.250.000 €	
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhal	Ficha n.º 168	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3.450.000 €	- €	1.035.000 €	1.552.500 €	862.500 €	- €	- €	- €	990.000 €	2.460.000 €	
Renovação do Andar MT da SE Esigueira	Ficha n.º 169	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.455.000 €	- €	- €	- €	436.500 €	654.750 €	363.750 €	- €	- €	1.480.000 €	
Renovação do SPPC da SE Carrasças	Ficha n.º 86	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.200.000 €	156.042 €	1.043.958 €	- €	- €	- €	- €	- €	734.682 €	465.318 €	
Renovação do SPPC da SE Porto de Lagos	Ficha n.º 66	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	950.000 €	558.453 €	391.547 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	950.000 €	
Renovação do SPPC da SE Taveira	Ficha n.º 67	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	825.000 €	275.000 €	550.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	165.000 €	660.000 €	
Renovação do SPPC do PC Taveira	Ficha n.º 64	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	1.700.000 €	700.830 €	999.170 €	- €	- €	- €	- €	- €	400.000 €	1.700.000 €	
Renovação do SPPC SE Campo 24 de Agosto	Ficha n.º 68	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	934.000 €	342.000 €	592.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	292.000 €	642.000 €	
Renovação LN15KV CDS-O. Hospital I	Ficha n.º 92	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	629.945 €	304.201 €	316.745 €	- €	- €	- €	- €	- €	15.111 €	605.834 €	
Renovação LN15KV CDS-O. Hospital II	Ficha n.º 93	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	888.910 €										

Nome	N.º da Ficha	Programa de Investimento	Valor total PDIRD-E 2024*							Investimento proposto p/ aprovação no período	Investimento proposto p/ aprovação no período	Valor total PDIRD-E 2020 Atualização	
			-2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030				
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas) (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)	32.996.900 €	- €	6.599.380 €	6.599.380 €	6.599.380 €	6.599.380 €	6.599.380 €	- €	32.996.900 €	32.996.900 €	- €
Investimento Obrigatório (Só Eq. de Contagem) (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento Obrigatório (Só Eq. de Contagem)	18.353.698 €	- €	3.113.389 €	3.109.894 €	3.412.225 €	4.553.814 €	4.164.376 €	- €	18.353.698 €	18.353.698 €	- €
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros) (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)	118.243.840 €	- €	24.136.540 €	23.907.306 €	23.816.004 €	23.352.839 €	23.031.198 €	- €	118.243.840 €	118.243.840 €	- €
Manutenção Extraord GIS PC Moscaide	Ficha n.º 186	Beneficiações Extraordinárias	2.019.302 €	- €	- €	- €	2.019.302 €	- €	- €	- €	2.019.302 €	2.019.302 €	- €
Manutenção Extraord GIS PC Zambual	Ficha n.º 187	Beneficiações Extraordinárias	2.000.000 €	- €	2.000.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	2.000.000 €	2.000.000 €	- €
Melhoria da Resistência de Terras em Instalações de AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 31	Beneficiações Extraordinárias	4.200.000 €	- €	950.000 €	950.000 €	900.000 €	700.000 €	700.000 €	- €	4.200.000 €	4.200.000 €	- €
Melhoria das Redes MT de Alimentação a PDe com oior GST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 4	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	43.534.415 €	- €	7.282.920 €	8.801.053 €	9.450.441 €	10.000.000 €	10.000.000 €	- €	43.534.415 €	43.534.415 €	- €
Modernização das Redes Móveis AT/MT	Ficha n.º 61	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecom.	4.049.083 €	- €	- €	4.049.083 €	3.256.874 €	3.518.021 €	1.327.621 €	- €	12.151.588 €	12.151.588 €	- €
ModLN60 8152/6153 FAHÕES-VALOR SUL	Ficha n.º 83	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	2.826.724 €	- €	- €	141.336 €	848.017 €	989.353 €	- €	- €	2.826.724 €	2.826.724 €	- €
Novo saída 15 kV Lamas-Sande	Ficha n.º 59	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	566.815 €	- €	221.625 €	345.291 €	- €	- €	- €	- €	566.815 €	566.815 €	- €
Novo saída 15 kV Marco Canavesses-Campelo	Ficha n.º 60	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	516.850 €	- €	75.000 €	144.488 €	297.352 €	- €	- €	- €	516.850 €	516.850 €	- €
Novo SE 60/10 kV Ericeira	Ficha n.º 51	Desenvolvimento de Rede	5.920.511 €	- €	- €	- €	500.000 €	2.278.153 €	1.768.204 €	1.376.153 €	5.920.511 €	4.944.358 €	- €
Novo SE 60/15 kV Ermida	Ficha n.º 62	Desenvolvimento de Rede	3.759.564 €	- €	- €	- €	566.347 €	1.262.336 €	1.483.115 €	446.766 €	3.759.564 €	3.311.738 €	- €
Novo SE 60/15 kV Parque Industrial Baja	Ficha n.º 53	Desenvolvimento de Rede	3.653.115 €	- €	500.000 €	1.202.646 €	1.950.469 €	- €	- €	- €	3.653.115 €	3.653.115 €	- €
Novo SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)	Ficha n.º 54	Desenvolvimento de Rede	4.081.701 €	- €	375.257 €	1.823.260 €	1.883.184 €	- €	- €	- €	4.081.701 €	4.081.701 €	- €
PowerLines4Birds	Ficha n.º 78	Promocão Ambiental	3.531.500 €	- €	2.632.068 €	899.442 €	- €	- €	- €	- €	3.531.500 €	899.442 €	- €
Promocão Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	-	Promocão Ambiental	7.000.558 €	- €	1.100.558 €	1.500.000 €	1.600.000 €	1.400.000 €	1.400.000 €	- €	7.000.558 €	7.000.558 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	8.873.198 €	- €	835.296 €	599.848 €	692.070 €	1.641.336 €	2.010.647 €	- €	8.873.198 €	8.873.198 €	- €
Renov andar 15kV e SPCC SE Ov. Hospital	Ficha n.º 108	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	992.500 €	- €	- €	- €	595.500 €	397.000 €	- €	- €	992.500 €	992.500 €	- €
Renov andar 60/10 kV e SPCC SE Arroja	Ficha n.º 110	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.384.500 €	- €	- €	- €	830.700 €	553.800 €	- €	- €	1.384.500 €	1.384.500 €	- €
Renov andar 60/15 kV e SPCC SE Monte Fale	Ficha n.º 111	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.777.500 €	- €	833.250 €	1.249.875 €	694.375 €	- €	- €	- €	2.777.500 €	2.777.500 €	- €
Renov andar 60/15 kV e SPCC SE Monte Fale	Ficha n.º 112	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.219.600 €	- €	729.960 €	488.640 €	- €	- €	- €	- €	1.219.600 €	1.219.600 €	- €
Renov andares 60 e 30kV e SPCC PElores	Ficha n.º 114	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.477.500 €	- €	- €	- €	886.500 €	591.000 €	- €	- €	1.477.500 €	1.477.500 €	- €
Renov andares 60 e 30kV e SPCC SE Baveler	Ficha n.º 115	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3.000.000 €	- €	- €	- €	900.000 €	1.350.000 €	750.000 €	- €	3.000.000 €	2.250.000 €	- €
Renov andares 60-15 kV+SPCC SE Verdinho	Ficha n.º 116	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.400.000 €	- €	- €	720.000 €	1.080.000 €	600.000 €	- €	- €	2.400.000 €	2.400.000 €	- €
Renov andares 60-15 kV+SPCC SE Abenagaria	Ficha n.º 117	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.384.500 €	- €	- €	- €	830.700 €	553.800 €	- €	- €	1.384.500 €	1.384.500 €	- €
Renov andar 15 kV e SPCC SE Terena	Ficha n.º 118	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.028.525 €	- €	- €	- €	1.217.115 €	811.410 €	- €	- €	2.028.525 €	2.028.525 €	- €
Renov andar 60kV da SE Venda Nova(EME2)	Ficha n.º 119	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3.600.000 €	- €	- €	- €	1.080.000 €	1.620.000 €	900.000 €	- €	3.600.000 €	2.700.000 €	- €
Renov andar 60kV PS Central do Barreiro	Ficha n.º 120	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.024.000 €	- €	- €	- €	1.214.400 €	809.600 €	- €	- €	2.024.000 €	2.024.000 €	- €
Renov LN60 1122 V.Nova de Gaia-Andros	Ficha n.º 121	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	540.000 €	- €	- €	27.000 €	324.000 €	189.000 €	- €	- €	540.000 €	540.000 €	- €
Renov andar 60 kV e SPCC da SE Trancoso	Ficha n.º 123	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	928.750 €	- €	- €	- €	557.250 €	371.500 €	- €	- €	928.750 €	928.750 €	- €
Renov andar 60-15 kV e SPCC SE V.N. Gaia	Ficha n.º 124	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.237.500 €	- €	701.250 €	1.051.875 €	584.375 €	- €	- €	- €	1.237.500 €	1.237.500 €	- €
Renov andares 60-15 kV e SPCC SE Fafe	Ficha n.º 125	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.428.750 €	- €	728.625 €	1.092.938 €	607.188 €	- €	- €	- €	2.428.750 €	2.428.750 €	- €
Renov andares 60-15 kV+SPCC SE Requião	Ficha n.º 126	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.728.750 €	- €	818.625 €	1.227.938 €	682.188 €	- €	- €	- €	2.728.750 €	2.728.750 €	- €
Renov andares 60-15kV e SPCC SE Felizosa	Ficha n.º 127	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.280.000 €	- €	684.000 €	1.028.000 €	670.000 €	- €	- €	- €	2.280.000 €	2.280.000 €	- €
Renov andares 60-30 kV+SPCC SE Montemor	Ficha n.º 128	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3.368.000 €	- €	1.005.000 €	1.507.500 €	837.500 €	- €	- €	- €	3.368.000 €	3.368.000 €	- €
Renov do andar 10 kV+SPCC SE Retolera	Ficha n.º 129	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.740.000 €	- €	- €	- €	822.000 €	1.233.000 €	685.000 €	- €	2.740.000 €	2.740.000 €	- €
Renov do andar 10 kV+SPCC SE V. Escuro	Ficha n.º 130	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.990.000 €	- €	- €	- €	1.194.000 €	796.000 €	- €	- €	1.990.000 €	1.990.000 €	- €
Renovação 60/15kV+SPCC SE Bragança	Ficha n.º 131	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.950.000 €	- €	885.000 €	1.327.500 €	737.500 €	- €	- €	- €	2.950.000 €	2.950.000 €	- €
Renovação andar 15 kV e SPCC SE Belmonte	Ficha n.º 132	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.557.500 €	- €	- €	- €	623.000 €	- €	- €	- €	1.557.500 €	1.557.500 €	- €
Renovação andar 30 kV e SPCC SE Póvoa	Ficha n.º 133	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.462.500 €	- €	38.250 €	738.750 €	1.108.125 €	615.325 €	- €	- €	2.462.500 €	2.462.500 €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Vale do Gaio	Ficha n.º 136	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	832.500 €	- €	- €	- €	499.500 €	333.000 €	- €	- €	832.500 €	832.500 €	- €
Renovação andar 60 kV e SPCC SE Portimão	Ficha n.º 138	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	825.000 €	- €	- €	- €	495.000 €	330.000 €	- €	- €	825.000 €	825.000 €	- €
Renovação andar 60 kV e SPCC SE São Vicente	Ficha n.º 139	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.012.500 €	- €	- €	- €	1.207.500 €	805.000 €	- €	- €	2.012.500 €	2.012.500 €	- €
Renovação andar 60 kV e SPCC SE Valença	Ficha n.º 140	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.070.000 €	- €	- €	- €	642.000 €	428.000 €	- €	- €	1.070.000 €	1.070.000 €	- €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Ficha n.º 141	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.280.000 €	- €	- €	- €	758.000 €	522.000 €	- €	- €	1.280.000 €	1.280.000 €	- €
Renovação andar AT da SE Guarda	Ficha n.º 144	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	559.000 €	- €	- €	- €	335.400 €	223.600 €	- €	- €	559.000 €	559.000 €	- €
Renovação andares 60 kV e 15 kV SE Ovar	Ficha n.º 147	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.500.000 €	- €	- €	- €	750.000 €	1.125.000 €	625.000 €	- €	2.500.000 €	2.500.000 €	- €
Renovação andares 60/15kV+SPCC SE Chaves	Ficha n.º 148	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.758.750 €	- €	827.625 €	1.241.438 €	689.688 €	- €	- €	- €	2.758.750 €	2.758.750 €	- €
Renovação CS&O Alto Mira -Quejuel	Ficha n.º 149	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	765.000 €	- €	38.250 €	535.500 €	191.250 €	- €	- €	- €	765.000 €	765.000 €	- €
Renovação de Rede de Fibras Ópticas (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação de Rede de Fibras Ópticas (Projetos não descritos individualmente)	12.819.000 €	- €	970.500 €	1.849.750 €	2.498.611 €	3.500.000 €	4.000.000 €	- €	12.819.000 €	12.819.000 €	- €
Renovação de Ativos Avo de Incêndios (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	17.129.253 €	- €	1.201.253 €	3.982.000 €	3.982.000 €	3.982.000 €	3.982.000 €	- €	17.129.253 €	17.129.253 €	- €
Renovação de Ativos com Degradação Acelerada (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	15.000.000 €	- €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	3.000.000 €	- €	15.000.000 €	15.000.000 €	- €
Renovação de Disjuntores AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.250.000 €	- €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	250.000 €	- €	1.250.000 €	1.250.000 €	- €
Renovação de Equipamentos Acessórios em Subestações (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	5.500.000 €	- €	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €	- €	5.500.000 €	5.500.000 €	- €
Renovação de O&M na SE Sado	Ficha n.º 151	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2.087.500 €	- €	- €	- €	1.252.500 €	835.000 €	- €	- €	2.087.500 €	2.087.500 €	- €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	5.500.000 €	- €	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €	1.100.000 €	- €	5.500.000 €	5.500.000 €	- €
Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	54.700.000 €	- €	2.560.000 €	7.220.000 €	20.070.000 €	13.850.000 €	11.000.000 €	- €	54.700.000 €	54.700.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Mira	Ficha n.º 159	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.004.500 €	- €	602.700 €	401.800 €	- €	- €	- €	- €	1.004.500 €	1.004.500 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Ficha n.º 160	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.725.000 €	- €	- €	- €	1.035.000 €	690.000 €	- €	- €	1.725.000 €	1.725.000 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Matacães	Ficha n.º 161	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	618.750 €	- €	- €	- €	371.250 €	247.500 €	- €	- €	618.750 €	618.750 €	- €
Renovação do andar 60 kV e SPCC da SE V. Conde	Ficha n.º 165	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	907.500 €	- €	544.500 €	363.000 €	- €	- €	- €	- €	907.500 €	907.500 €	- €
Renovação do SPCC da SE Arada	Ficha n.º 170	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	831.875 €	- €	- €	- €	499.125 €	332.750 €	- €	- €	831.875 €	831.875 €	- €
Renovação do SPCC da SE Esqueira	Ficha n.º 87	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	978.752 €	- €	- €	- €	586.051 €	390.701 €	- €	- €	978.752 €	978.752 €	- €
Renovação do SPCC da SE São	Ficha n.º 88	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1.100.000 €	- €	- €	- €	440.000 €	660					

Nome	N.º da Ficha	Programa de Investimento	Valor total PDIRD-E 2024 <sup>a</sup>	Anos							Investimento proposto p/ aprovação total	Investimento proposto p/ aprovação no período 2026 - 2030	Valor total PDIRD-E 2020 Atualização	
				<2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030				
Substituição do TP2_60/30 SE Vale Gaio	Ficha n.º 33	Desenvolvimento de Rede	700 000 €	- €	190 000 €	510 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	700 000 €	700 000 €	- €
Substituição do TP2_60/30 SE Aljustrel	Ficha n.º 34	Desenvolvimento de Rede	950 000 €	- €	285 000 €	665 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	950 000 €	950 000 €	- €
Travessias de rede AT e MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 29	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 750 000 €	- €	550 000 €	550 000 €	550 000 €	550 000 €	550 000 €	550 000 €	- €	2 750 000 €	2 750 000 €	- €
Unidades Móveis de Reserva (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	Desenvolvimento de Rede	3 700 000 €	- €	840 000 €	1 240 000 €	540 000 €	540 000 €	540 000 €	540 000 €	- €	3 700 000 €	3 700 000 €	- €
<b>Investimentos específicos sem valor aprovado no PDIRD-E 2020 Atualização</b>			<b>1 097 292 467 €</b>	<b>2 632 058 €</b>	<b>171 049 833 €</b>	<b>197 797 625 €</b>	<b>340 025 344 €</b>	<b>242 172 790 €</b>	<b>239 141 898 €</b>	<b>4 472 920 €</b>		<b>1 097 292 467 €</b>	<b>1 090 187 489 €</b>	<b>- €</b>
<b>Total</b>			<b>1 288 020 482 €</b>	<b>45 056 030 €</b>	<b>225 883 705 €</b>	<b>244 498 719 €</b>	<b>266 975 888 €</b>	<b>257 645 110 €</b>	<b>242 573 141 €</b>	<b>5 387 887 €</b>		<b>1 145 784 125 €</b>	<b>1 138 290 270 €</b>	<b>147 103 784 €</b>

## Notas:

<sup>a</sup> Os valores indicados referem-se a investimento específico a custos primários.

<sup>b</sup> O Valor Total refere-se ao valor total do projeto, no caso de projetos individuais, e ao investimento total no período deste plano, no caso dos grupos de projetos não descritos individualmente.

<sup>c</sup> Projeto incluído no PDIRD-E 2020 Atualização, mas não descrito individualmente por estar avaliado em menos 500 k€.

<sup>d</sup> Projeto financiado pela EU, que passou para a fase de Grant Agreement em setembro de 2022



# ANEXO E.3

## LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2024 A CUSTOS TOTAIS

Nome	N.º da Ficha	Programa de Investimento	Valor total								
			PDIRD-E 2024*	<2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030	
Alimentação AT da SE Amarante	Ficha n.º 82	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	1 540 807 €	- €	77 529 €	307 793 €	546 072 €	609 413 €	- €	- €	- €
Aumento de potência na SE Moura	Ficha n.º 35	Desenvolvimento de Rede	4 371 617 €	1 916 608 €	1 557 676 €	897 332 €	- €	- €	- €	- €	- €
Conversão 30 kV Terena-A Marmelos-Fase 2	Ficha n.º 58	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	839 927 €	- €	295 355 €	465 876 €	69 697 €	- €	- €	- €	- €
Conversão da rede 6kV SE Quimipaí	Ficha n.º 107	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	790 529 €	254 309 €	536 220 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Inst 48FO Castelo D'Almeida-Buáto-V. Sousel	Ficha n.º 79	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecom.	533 022 €	- €	- €	- €	55 659 €	- €	- €	- €	- €
Ligação ao PRIE - V N Farnalhão (fase 2)	Ficha n.º 50	Desenvolvimento de Rede	3 514 735 €	2 509 925 €	577 733 €	427 077 €	- €	- €	- €	- €	- €
Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Ficha n.º 80	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecom.	2 070 883 €	1 354 648 €	359 484 €	356 771 €	- €	- €	- €	- €	- €
Modif LN60 Canelas-Via Nova Gaia	Ficha n.º 70	Promoção Ambiental	1 762 008 €	397 786 €	342 819 €	340 250 €	339 707 €	341 445 €	- €	- €	- €
Modif LN60 Carriche-Arroja-QT Caldeira	Ficha n.º 71	Promoção Ambiental	7 251 701 €	3 624 488 €	2 150 229 €	1 476 985 €	- €	- €	- €	- €	- €
Modif LN60 Coia-Ct Barreiro e Barreiro	Ficha n.º 72	Promoção Ambiental	4 041 281 €	1 043 905 €	1 843 815 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Modif LN60 Custóias-PC/Circunvalação I II	Ficha n.º 73	Promoção Ambiental	5 268 319 €	1 385 671 €	1 160 387 €	1 151 694 €	979 724 €	590 843 €	- €	- €	- €
Modif LN60 Vermoim-Custóias-Armeira	Ficha n.º 74	Promoção Ambiental	8 093 696 €	1 737 737 €	2 307 424 €	2 186 732 €	1 981 802 €	- €	- €	- €	- €
Modif LN60 Vermoim-Gueifães-Afena	Ficha n.º 75	Promoção Ambiental	12 806 288 €	1 291 842 €	2 893 493 €	2 871 811 €	2 867 232 €	2 861 904 €	- €	- €	- €
Modif LN60 Vermoim-Maia I e II	Ficha n.º 76	Promoção Ambiental	6 314 324 €	2 134 253 €	2 375 007 €	1 805 064 €	- €	- €	- €	- €	- €
Modif LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso	Ficha n.º 77	Promoção Ambiental	2 501 129 €	662 977 €	461 914 €	458 453 €	457 721 €	460 064 €	- €	- €	- €
Nova alimentação AT para SE Sabugueiro	Ficha n.º 84	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 821 817 €	76 653 €	659 024 €	2 086 139 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova LN60 Estremoz(REN)-Arronches	Ficha n.º 36	Desenvolvimento de Rede	9 312 612 €	682 867 €	1 437 855 €	2 856 568 €	3 562 013 €	773 309 €	- €	- €	- €
Nova Salda 30 kV da SE Ajustrel	Ficha n.º 61	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	856 221 €	- €	319 745 €	433 399 €	103 076 €	- €	- €	- €	- €
Nova salda 30 kV Montemor-Vale Figueira	Ficha n.º 62	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	908 690 €	- €	350 179 €	431 830 €	126 682 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Portelas	Ficha n.º 63	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	5 544 328 €	1 718 544 €	1 935 061 €	1 890 724 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Castro Verde	Ficha n.º 37	Desenvolvimento de Rede	5 179 441 €	1 488 394 €	1 727 219 €	2 897 715 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Loustal	Ficha n.º 38	Desenvolvimento de Rede	4 015 323 €	1 648 651 €	1 340 812 €	1 025 861 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Ourique	Ficha n.º 39	Desenvolvimento de Rede	4 259 123 €	1 469 773 €	1 078 391 €	1 710 959 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Portel	Ficha n.º 40	Desenvolvimento de Rede	2 524 566 €	1 019 157 €	1 505 409 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Sousel	Ficha n.º 41	Desenvolvimento de Rede	4 460 767 €	1 083 369 €	2 156 782 €	3 220 616 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV em Vila Flor	Ficha n.º 42	Desenvolvimento de Rede	3 979 326 €	1 069 764 €	1 328 350 €	1 581 211 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30 kV na Zona Ind Portalegre	Ficha n.º 43	Desenvolvimento de Rede	4 933 187 €	2 041 172 €	2 892 016 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV em Santo André	Ficha n.º 44	Desenvolvimento de Rede	6 769 144 €	1 328 426 €	1 217 214 €	3 249 234 €	823 183 €	- €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV Marvão (substitui atual)	Ficha n.º 45	Desenvolvimento de Rede	7 573 144 €	1 511 144 €	3 081 156 €	1 229 186 €	- €	- €	- €	- €	- €
Nova subestação AT/MT Capadare	Ficha n.º 55	Desenvolvimento de Rede	5 228 914 €	- €	- €	- €	712 403 €	1 744 187 €	2 098 489 €	673 836 €	- €
Nova subestação AT/MT Pena (ex- Martin Moniz)	Ficha n.º 56	Desenvolvimento de Rede	5 889 915 €	2 549 888 €	2 400 763 €	939 264 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço Exo LN60 F Alentejo (REN)-Beja	Ficha n.º 46	Desenvolvimento de Rede	10 564 839 €	343 544 €	1 437 855 €	3 210 938 €	3 854 269 €	1 718 234 €	- €	- €	- €
Reforço LN60 Sines(REN)-Santiago	Ficha n.º 47	Desenvolvimento de Rede	4 424 318 €	2 307 965 €	693 440 €	854 683 €	568 229 €	- €	- €	- €	- €
Reforço Rede AT PortoAlto(REN)-Carrascal	Ficha n.º 48	Desenvolvimento de Rede	2 511 106 €	985 413 €	785 715 €	759 978 €	- €	- €	- €	- €	- €
Reforço Rede MT Exo Beja - Mértola	Ficha n.º 57	Desenvolvimento de Rede	1 977 091 €	- €	- €	- €	356 201 €	586 707 €	600 020 €	424 163 €	- €
Renov andar 60 kV SE S. João da Madeira	Ficha n.º 109	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 518 441 €	- €	- €	- €	909 204 €	609 238 €	- €	- €	- €
Renov andar 60kV e 15kV SE M. Canaveses	Ficha n.º 112	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 093 015 €	830 578 €	1 262 437 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov SPPC SE Sobreira	Ficha n.º 65	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	1 047 325 €	796 899 €	250 426 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov/ andar 60 kV e 15 kV-SE Albufeira	Ficha n.º 122	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 851 851 €	1 050 819 €	1 102 355 €	698 676 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 15 kV SE Matosinhos	Ficha n.º 133	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 746 831 €	- €	- €	823 918 €	1 233 903 €	689 010 €	- €	- €	- €
Renovação Andar 30 kV SE Sancheira <sup>3</sup>	Ficha n.º 135	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	872 728 €	352 704 €	520 024 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 60 kV e 15 kV-SE Tavira	Ficha n.º 137	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 863 375 €	685 657 €	1 177 718 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar 60kV SE MacaçoCavaleiros	Ficha n.º 142	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 286 103 €	- €	689 721 €	- €	569 551 €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar AT da Aveiro	Ficha n.º 143	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 244 168 €	- €	973 093 €	- €	1 457 308 €	813 759 €	- €	- €	- €
Renovação andar AT e MT da SE Candosa	Ficha n.º 145	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 538 802 €	394 816 €	1 140 986 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação andar AT e SPPC da SE Pevidém	Ficha n.º 146	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 741 420 €	1 020 985 €	1 059 220 €	661 215 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação da linha AT Vale do Gaio - Alcácer	Ficha n.º 150	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 877 658 €	- €	79 082 €	451 201 €	603 315 €	744 060 €	- €	- €	- €
Renovação da LN AT Carriche-Luz/Colombo	Ficha n.º 85	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 709 466 €	200 354 €	659 017 €	850 094 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 10 kV da SE Venda Nova (AMD)	Ficha n.º 152	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 149 006 €	- €	- €	944 551 €	1 414 564 €	789 891 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Aldéia Nova	Ficha n.º 153	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 287 818 €	- €	- €	1 373 568 €	914 250 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Alfaiates	Ficha n.º 154	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 374 777 €	- €	- €	- €	823 183 €	551 596 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Portagem	Ficha n.º 155	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 707 317 €	- €	- €	- €	1 022 298 €	685 019 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 15 kV da SE Sejal	Ficha n.º 156	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 163 028 €	- €	- €	1 298 646 €	864 382 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 30 kV da SE Marinha Grande	Ficha n.º 157	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 293 573 €	1 170 155 €	1 274 898 €	848 520 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Azóia	Ficha n.º 158	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 133 254 €	- €	- €	- €	678 563 €	454 691 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE S. Jorge	Ficha n.º 162	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 666 061 €	503 160 €	1 162 901 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Seia	Ficha n.º 163	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 908 184 €	- €	- €	- €	1 166 648 €	1 758 927 €	982 608 €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV do PC Paredes	Ficha n.º 164	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 043 911 €	139 225 €	1 048 436 €	856 250 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT da SE Custóias	Ficha n.º 166	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	729 559 €	- €	- €	- €	587 732 €	393 626 €	- €	- €	- €
Renovação do andar AT da SE Entroncamento	Ficha n.º 167	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 057 145 €	831 374 €	1 225 771 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar AT e MT da SE Pinhão	Ficha n.º 168	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	4 110 518 €	- €	1 240 150 €	1 846 289 €	1 024 079 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do Andar MT da SE Esqueira	Ficha n.º 169	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 736 175 €	- €	- €	- €	518 273 €	781 387 €	436 515 €	- €	- €
Renovação do SPPC da SE Carrasças <sup>3</sup>	Ficha n.º 86	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 457 788 €	206 904 €	1 250 884 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPPC da SE Porto de Lagos	Ficha n.º 66	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	1 209 640 €	740 483 €	469 157 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPPC da SE Tavira	Ficha n.º 67	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	1 023 654 €	364 638 €	659 017 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPPC do PC Tróvão	Ficha n.º 64	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	2 126 487 €	929 269 €	1 197 218 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPPC SE Camões 24 de Agosto	Ficha n.º 68	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	1 163 842 €	453 477 €	709 342 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN15kV CDS-O Hospital I	Ficha n.º 92	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	783 884 €	403 356 €	379 528 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN15kV CDS-O Hospital II	Ficha n.º 93	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 133 865 €	713 739 €	420 126 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN15kV CDS-V Pouca Beira	Ficha n.º 94	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 482 949 €	1 061 926 €	421 023 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN30kV BGC, Macedo	Ficha n.º 173	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	716 135 €	327 172 €	388 963 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho Boi	Ficha n.º 179	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 025 832 €	1 505 643 €	426 065 €	94 124 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60 Póvoa-Sobralinho	Ficha n.º 180	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 427 386 €	1 191 540 €	756 320 €	479 526 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação LN60kV 1238 Avançada-Bamiso	Ficha n.º 91	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	734 621 €	307 587 €	311 535 €	115 499 €	- €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPPC SE Francos <sup>3</sup>	Ficha n.º 69	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	729 194 €	430 935 €	291 924 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
<b>Investimentos específicos com valor aprovado no PDIRD-E 2020 Atualização</b>			<b>233 473 338 €</b>	<b>66 252 272 €</b>	<b>65 702 634 €</b>	<b>55 638 635 €</b>	<b>31 999 392 €</b>	<b>18 464 876 €</b>	<b>4 117 632 €</b>	<b>1 097 999 €</b>	
Abertura e Restabelecimento da RSFGC (Projetos não descritos individualmente)	-	Abertura e Restabelecimento da RSFGC	114 835 814 €	- €	21 927 289 €	22 952 260 €	22 203 212 €	24 600 834 €	- €	- €	- €
Aquisição de SE Móvel 30/15 kV-10 MVA	Ficha n.º 49	Desenvolvimento de Rede	1 188 736 €	- €	59 911 €	535 156 €	593 669 €	- €	- €	- €	- €
Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo (Projetos não descritos individualmente)	-	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	7 986 403 €	- €	1 233 030 €	1 472 274 €	1 588 658 €	1 596 787 €	1 605 654 €	- €	- €
Automação e Telecomando da Rede MT (Projetos não descritos individualmente)	-	Automação e Telecomando da Rede MT	48 350 463 €	- €	7 189 275 €	8 324 654 €	9 498 700 €				



Nome	N.º da Ficha	Programa de Investimento	Valor total PDIRD-E 2024*	<2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030
Expansão da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 14	Sist. Intl. de Supervisão e Oper. e Telecom.	1 854 274 €	- €	479 285 €	475 694 €	419 279 €	- €	480 016 €	- €
Fixação Antissísmica de Transformadores de Potência (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 7	Mitigação do Risco Op. Infraestruturas Críticas	1 507 998 €	- €	398 870 €	398 870 €	287 098 €	270 666 €	232 328 €	- €
Infraestruturas e Plataformas Digitais (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 15	Sist. Intl. de Supervisão e Oper. e Telecom.	4 774 592 €	- €	958 570 €	951 389 €	945 871 €	954 731 €	960 033 €	- €
Instalação de Segunda Geração de DTC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 16	Sist. Intl. de Supervisão e Oper. e Telecom.	11 080 793 €	- €	172 764 €	- €	2 913 260 €	2 256 326 €	3 243 434 €	- €
Integração de Autocombustor (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 1	Desenvolvimento de Rede	9 019 713 €	- €	- €	- €	2 493 409 €	2 506 188 €	4 020 136 €	- €
Integração Paisagística de Redes Aéreas (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 5	Promoção Ambiental	11 936 481 €	- €	2 396 425 €	2 378 472 €	2 374 675 €	2 386 827 €	2 400 081 €	- €
Investimento de Coordenação com a Rede BT (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento de Coordenação com a Rede BT	61 613 516 €	- €	12 608 387 €	12 241 346 €	12 147 788 €	12 185 122 €	12 430 872 €	- €
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas) (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)	39 386 686 €	- €	7 907 460 €	7 848 222 €	7 835 692 €	7 875 789 €	7 919 524 €	- €
Investimento Obrigatório (Só Eq. de Contagem) (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento Obrigatório (Só Eq. de Contagem)	21 120 514 €	- €	3 576 994 €	3 551 921 €	3 896 497 €	5 269 484 €	4 825 618 €	- €
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros) (Projetos não descritos individualmente)	-	Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)	141 137 691 €	- €	28 920 703 €	28 431 435 €	28 277 634 €	27 869 591 €	27 638 327 €	- €
Manutenção Extraord. GIS PC Moscovide	Ficha n.º 186	Beneficiações Extraordinárias	2 401 427 €	- €	- €	2 401 427 €	- €	- €	- €	- €
Manutenção Extraord. GIS PC Zambujal	Ficha n.º 187	Beneficiações Extraordinárias	2 395 425 €	- €	- €	2 396 425 €	- €	- €	- €	- €
Melhoria da Resistência de Terras em Instalações de AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 31	Beneficiações Extraordinárias	5 012 098 €	- €	- €	1 138 302 €	- €	1 068 604 €	835 389 €	840 028 €
Melhoria das Redes MT de Alimentação a PdC com pior QST (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 4	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	51 969 950 €	- €	8 726 486 €	8 088 059 €	11 220 864 €	11 934 134 €	12 200 407 €	- €
Modernização das Redes Móveis AT/MT	Ficha n.º 81	Sist. Intl. de Supervisão e Oper. e Telecom.	14 473 977 €	- €	4 815 316 €	- €	3 867 009 €	4 198 453 €	1 593 199 €	- €
Modif LN60 6152/6153 Fanhões-Valor Sul	Ficha n.º 83	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	3 374 284 €	- €	- €	168 082 €	1 006 883 €	1 012 035 €	1 187 264 €	- €
Nova saída 15 kV Lamas-Sande	Ficha n.º 59	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	676 065 €	- €	265 433 €	- €	410 632 €	- €	- €	- €
Nova saída 15 kV Marco Canavesses-Campelo	Ficha n.º 60	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	614 765 €	- €	89 866 €	- €	171 843 €	353 057 €	- €	- €
Nova SE 60/10 kV Eliceira	Ficha n.º 51	Desenvolvimento de Rede	7 083 418 €	- €	- €	- €	593 669 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/15 kV Ermida	Ficha n.º 52	Desenvolvimento de Rede	4 494 869 €	- €	- €	- €	672 445 €	2 716 302 €	2 121 917 €	1 651 440 €
Nova SE 60/15 kV Parque Industrial Beja	Ficha n.º 53	Desenvolvimento de Rede	4 345 202 €	- €	599 106 €	1 430 230 €	2 315 865 €	- €	- €	- €
Nova SE 60/30kV em Bragança (Bragança B)	Ficha n.º 54	Desenvolvimento de Rede	4 853 900 €	- €	449 638 €	- €	2 235 975 €	- €	- €	- €
Power.Ines4Birds	Ficha n.º 78	Promoção Ambiental	4 567 713 €	3 489 990 €	- €	1 077 722 €	- €	- €	- €	- €
Promoção Ambiental (Projetos não descritos individualmente)	-	Promoção Ambiental	8 353 133 €	- €	1 318 703 €	1 783 854 €	1 899 740 €	1 670 779 €	1 680 057 €	- €
Redução de Perdas Técnicas AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	7 027 414 €	- €	1 120 683 €	713 361 €	821 720 €	1 958 792 €	2 412 858 €	- €
Renov. andar 15kV e SPCC SE Ov. Hospital	Ficha n.º 108	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 187 094 €	- €	- €	- €	- €	710 678 €	476 416 €	- €
Renov. andar 60kV e SPCC SE Amadã	Ficha n.º 110	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 647 234 €	- €	- €	- €	- €	896 321 €	- €	- €
Renov. andar 60kV e SPCC SE Fonte Boa	Ficha n.º 111	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 300 285 €	- €	- €	998 411 €	1 486 397 €	824 458 €	- €	- €
Renov. andar 60kV e SPCC SE Monte Feio	Ficha n.º 113	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 453 377 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Renov. andares 60 e 30kV e SPCC Pegões	Ficha n.º 114	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 767 185 €	- €	- €	- €	- €	1 057 961 €	709 224 €	- €
Renov. andares 60 e 30kV e SPCC SE Belver	Ficha n.º 115	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 594 157 €	- €	- €	- €	- €	1 074 072 €	1 620 055 €	900 030 €
Renov. andares 60-15 kV+SPCC SE Verdinho	Ficha n.º 116	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 854 623 €	- €	- €	856 250 €	1 282 325 €	716 048 €	- €	- €
Renov. andares 60-15 kV+SPCC SE Albergaria	Ficha n.º 117	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 655 951 €	- €	- €	- €	- €	991 369 €	664 583 €	- €
Renov. andar 15 kV e SPCC SE Terena	Ficha n.º 118	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 426 246 €	- €	- €	- €	- €	1 452 521 €	973 725 €	- €
Renov. andar 60kV e SPCC SE V. Nova (EME2)	Ficha n.º 119	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 716 533 €	- €	- €	- €	- €	1 283 867 €	1 844 666 €	1 080 037 €
Renov. andar 60kV PS Central do Barreiro	Ficha n.º 120	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 420 834 €	- €	- €	- €	- €	1 449 281 €	971 553 €	- €
Renov. LN60 1122 V Nova de Gala-Pedroso	Ficha n.º 121	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	642 362 €	- €	- €	32 109 €	384 697 €	225 555 €	- €	- €
Renov/ andar 60 kV e SPCC da SE Trancoso	Ficha n.º 123	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 110 845 €	- €	- €	- €	- €	665 030 €	445 815 €	- €
Renov/ andar 60-15 kV e SPCC SE V.N.Gaia	Ficha n.º 124	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 785 025 €	- €	840 247 €	1 250 928 €	693 850 €	- €	- €	- €
Renov/ andares 60-15 kV e SPCC SE Fafe	Ficha n.º 125	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 893 745 €	- €	873 048 €	1 299 761 €	720 937 €	- €	- €	- €
Renov. andares 60-15 kV+SPCC SE Requião	Ficha n.º 126	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 251 181 €	- €	980 887 €	1 480 308 €	809 987 €	- €	- €	- €
Renov. andares 60-15kV e SPCC SE Felizosa	Ficha n.º 127	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 819 627 €	- €	819 627 €	1 220 156 €	676 782 €	- €	- €	- €
Renov. andares 60-30 kV+SPCC SE Montemor	Ficha n.º 128	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 991 372 €	- €	1 204 204 €	1 792 174 €	994 385 €	- €	- €	- €
Renov/ do andar 10 kV+SPCC SE Rebolera	Ficha n.º 129	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 269 498 €	- €	- €	- €	975 991 €	1 471 479 €	822 028 €	- €
Renov/ do andar 10 kV+SPCC SE V. Escuro	Ficha n.º 130	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 367 638 €	- €	- €	- €	1 417 681 €	949 957 €	- €	- €
Renovação 60/15kV+SPCC SE Bragança	Ficha n.º 131	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 514 791 €	- €	1 060 418 €	1 578 711 €	875 661 €	- €	- €	- €
Renovação andar 15 kV e SPCC SE Belmonte	Ficha n.º 132	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 853 064 €	- €	- €	- €	1 109 567 €	743 497 €	- €	- €
Renovação andar 30 kV e SPCC SE Póvoa	Ficha n.º 134	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 928 962 €	- €	- €	878 548 €	1 315 718 €	734 695 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV da SE Vale do Gaião	Ficha n.º 136	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	985 724 €	- €	- €	- €	- €	595 710 €	399 614 €	- €
Renovação andar 60 kV e SPCC SE Portimão	Ficha n.º 138	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	981 559 €	- €	- €	- €	587 732 €	393 826 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV e SPCC SE São Vicente	Ficha n.º 139	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 394 408 €	- €	- €	- €	1 433 710 €	960 698 €	- €	- €
Renovação andar 60 kV e SPCC SE Valença	Ficha n.º 140	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 279 789 €	- €	- €	- €	- €	766 171 €	513 617 €	- €
Renovação andar 60kV da SE Cruz do Campo	Ficha n.º 141	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 530 962 €	- €	- €	- €	- €	916 542 €	614 421 €	- €
Renovação andar AT da SE Guarda	Ficha n.º 144	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	668 600 €	- €	- €	- €	- €	400 271 €	268 329 €	- €
Renovação andares 60 kV e 15 kV SE Ovar	Ficha n.º 147	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 983 119 €	- €	- €	- €	890 503 €	1 342 590 €	750 025 €	- €
Renovação andares 60/15kV+SPCC SE Chaves	Ficha n.º 148	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 286 925 €	- €	991 671 €	1 476 362 €	818 892 €	- €	- €	- €
Renovação C360 Alta Mira - Quejuel	Ficha n.º 149	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	4 908 748 €	- €	45 832 €	636 836 €	227 078 €	- €	- €	- €
Renovação da Rede de Fibra Óptica (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 19	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	15 306 625 €	- €	1 162 973 €	2 199 849 €	2 969 695 €	4 176 947 €	4 800 163 €	- €
Renovação de Ativos Ano de Incêndios (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 20	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	20 433 607 €	- €	1 439 356 €	4 735 539 €	4 727 978 €	4 752 172 €	4 778 562 €	- €
Renovação de Ativos com Degradação Acelerada (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 21	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	17 904 721 €	- €	3 594 637 €	3 567 709 €	3 562 013 €	3 580 240 €	3 600 122 €	- €
Renovação de Disjuntores AT e MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 22	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 492 060 €	- €	299 553 €	297 309 €	296 834 €	296 353 €	300 010 €	- €
Renovação de Equipamentos Acessórios em Subestações (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 23	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	6 565 064 €	- €	1 318 034 €	1 308 160 €	1 306 071 €	1 312 755 €	1 320 045 €	- €
Renovação de QMMT na SE Sado	Ficha n.º 151	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 496 784 €	- €	- €	- €	1 494 750 €	1 002 034 €	- €	- €
Renovação de Sistemas de Alimentação em Corrente Contínua (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 24	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	6 565 064 €	- €	1 318 034 €	1 308 160 €	1 306 071 €	1 312 755 €	1 320 045 €	- €
Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 25	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	65 212 798 €	- €	3 107 424 €	8 586 286 €	23 829 864 €	16 528 776 €	13 200 447 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Maia	Ficha n.º 159	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 199 998 €	- €	722 163 €	- €	477 835 €	- €	- €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE Maranhão	Ficha n.º 160	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 063 211 €	- €	- €	- €	- €	1 235 183 €	828 028 €	- €
Renovação do andar 60 kV da SE MATAÇÃES	Ficha n.º 161	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	740 065 €	- €	- €	- €	- €	443 055 €	297 010 €	- €
Renovação do andar 60 kV e SPCC da SE V. Conde	Ficha n.º 165	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 084 119 €	- €	652 427 €	431 693 €	- €	- €	- €	- €
Renovação do SPCC da SE Arada	Ficha n.º 170	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	994 976 €	- €	- €	- €	- €	595 662 €	399 314 €	- €
Renovação do SPCC da SE Esigueira	Ficha n.º 87	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 162 108 €	- €	- €	- €	- €	695 841 €	466 268 €	- €
Renovação do SPCC da SE Sado	Ficha n.º 88	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 311 989 €	- €	- €	- €	- €	528 192 €	792 027 €	- €
Renovação do SPCC da SE São Sebastião	Ficha n.º 89	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	2 682 894 €	- €	- €	- €	- €	1 068 604 €	1 074 072 €	- €
Renovação do SPCC do PC Aljezur	Ficha n.º 90	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 427 721 €	- €	- €	- €	- €	854 883 €	572 838 €	- €
Renovação do SPCC SE Rebordosa	Ficha n.º 171	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	822 294 €	- €	- €	- €	- €	492 283 €	330 011 €	- €
Renovação dos Equipamentos de Telecomando da Rede Aérea MT (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 26	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	6 565 064 €	- €	1 318 034 €	1 308 160 €	1 306 071 €	1 312 755 €	1 320 045 €	- €
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Projetos não descritos individualmente)	-	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	158 698 429 €	- €	11 335 980 €	13 600 139 €	41 307 406 €	42 491 937 €	49 962 967 €	- €
Renovação FO LN60 Maranhão-Atcovora	Ficha n.º 106	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	523 854 €	- €	5 284 €	119 163 €	399 407 €	- €	- €	- €
Renovação LN 15 kV Viso-Satão I	Ficha n.º 172	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	892 633 €	- €	179 732 €	312 402 €	400 725 €	- €	- €	- €
Renovação LN60 1207 Inha-Arcos I	Ficha n.º 174	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 784 395 €	- €	- €	17 073 €	- €	532 538 €	- €	- €
Renovação LN60 1306 Vila Chã (REN)-Seia I	Ficha n.º 175	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 322 282 €	- €	27 929 €	1 057 945 €	236 388 €	- €	- €	- €



Nome	N.º da Ficha	Programa de Investimento	Valor total PDIRD-E 2024 <sup>a</sup>	<2026	2026	2027	2028	2029	2030	>2030
Renovação SPCC SE Fanhões	Ficha n.º 99	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 487 210 €	- €	- €	- €	890 503 €	596 707 €	- €	- €
Renovação SPCC SE Gondomar	Ficha n.º 100	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 194 622 €	- €	718 927 €	475 694 €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC SE Lordeiro	Ficha n.º 101	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 137 520 €	- €	- €	- €	- €	453 487 €	684 023 €	- €
Renovação SPCC SE Portelinhos	Ficha n.º 102	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 254 333 €	- €	754 874 €	499 479 €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC SE São Brás de Alportel	Ficha n.º 103	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 499 972 €	- €	- €	600 564 €	899 408 €	- €	- €	- €
Renovação SPCC SE Senhor Roubado	Ficha n.º 104	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 134 891 €	- €	682 981 €	451 910 €	- €	- €	- €	- €
Renovação SPCC SE Tunes	Ficha n.º 105	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	1 388 588 €	- €	- €	555 968 €	832 620 €	- €	- €	- €
Reposição da Capacidade de Receção da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 2	Desenvolvimento de Rede	423 321 €	- €	170 724 €	252 597 €	- €	- €	- €	- €
Segurança Integrada Ciber-Física da RND (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 17	Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecom.	11 936 557 €	- €	2 755 889 €	2 735 243 €	2 137 208 €	2 148 144 €	2 160 073 €	- €
Sistemas de Detecção de Defeitos Resistivos (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 8	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	12 730 257 €	- €	2 555 787 €	2 536 641 €	2 532 591 €	2 545 551 €	2 559 687 €	- €
Substituição de Disjuntores AT - SE Évora	Ficha n.º 185	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	871 489 €	- €	- €	403 151 €	268 338 €	- €	- €	- €
Substituição de Rede Subterránea com Elevadas Taxas de Avarias (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 27	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10 444 421 €	- €	2 098 872 €	2 081 163 €	2 077 841 €	2 088 474 €	2 100 071 €	- €
Substituição do TP2 60/30 SE Chegasças	Ficha n.º 32	Desenvolvimento de Rede	953 543 €	- €	287 571 €	665 972 €	- €	- €	- €	- €
Substituição do TP2 60/30 SE Vale Gaio	Ficha n.º 33	Desenvolvimento de Rede	834 171 €	- €	227 660 €	606 510 €	- €	- €	- €	- €
Substituição do TP2 60/30 SE Ajustrel	Ficha n.º 34	Desenvolvimento de Rede	1 132 333 €	- €	341 491 €	790 842 €	- €	- €	- €	- €
Travessias de rede AT e MT sobre AE, IP e IC (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 29	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	3 282 532 €	- €	659 017 €	654 080 €	653 036 €	656 377 €	660 022 €	- €
Unidades Móveis de Reserva (Projetos não descritos individualmente)	Ficha n.º 3	Desenvolvimento de Rede	4 414 779 €	- €	1 006 498 €	1 474 653 €	641 162 €	644 443 €	648 022 €	- €
<b>Investimentos específicos sem valor aprovado no PDIRD-E 2020 Atualização</b>			<b>1 309 231 340 €</b>	<b>3 488 950 €</b>	<b>204 800 539 €</b>	<b>235 081 626 €</b>	<b>284 636 135 €</b>	<b>288 847 165 €</b>	<b>286 808 189 €</b>	<b>5 367 685 €</b>
<b>Total</b>			<b>1 542 404 776 €</b>	<b>59 742 263 €</b>	<b>270 503 170 €</b>	<b>290 620 260 €</b>	<b>316 635 528 €</b>	<b>307 312 040 €</b>	<b>290 925 631 €</b>	<b>6 465 684 €</b>

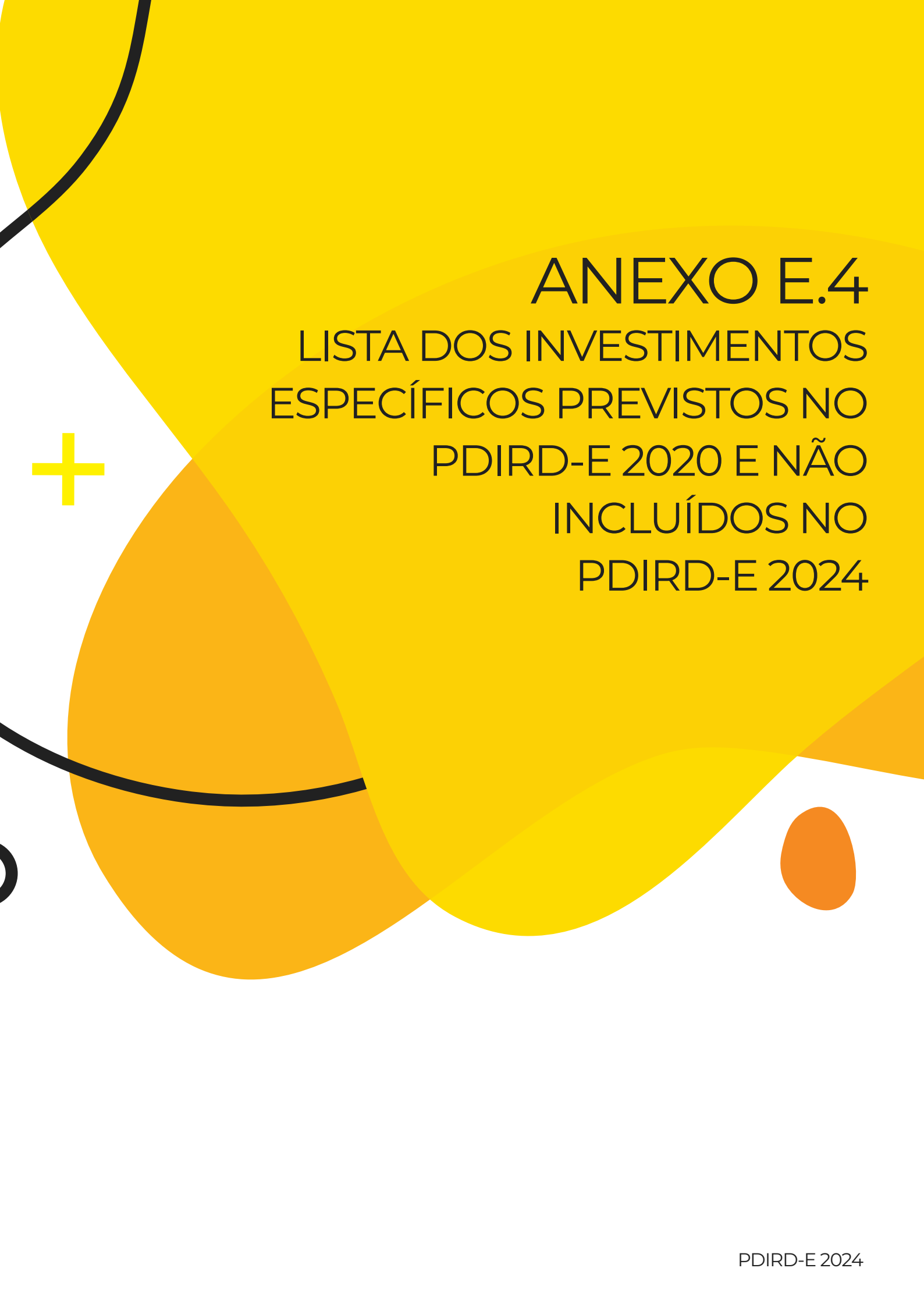
## Notas:

- Os valores indicados referem-se a investimento específico a custos totais.

<sup>a</sup> O Valor Total refere-se ao valor total do projeto, no caso de projetos individuais, e ao investimento total no período deste plano, no caso dos grupos de projetos não descritos individualmente.

<sup>b</sup> Projeto incluído no PDIRD-E 2020 Atualização, mas não descrito individualmente.

<sup>c</sup> Projeto financiado pela EU, que passou para a fase de Grant Agreement em setembro de 2022



# ANEXO E.4

## LISTA DOS INVESTIMENTOS ESPECÍFICOS PREVISTOS NO PDIRD-E 2020 E NÃO INCLUÍDOS NO PDIRD-E 2024

Nome	Programa Investimento	Subprograma	Total	PDIRD-E 2020	PDIRD-E 2020 Atualização	PDIRD-E 2024	Justificação para não inclusão no PDIRD-E 2024
Nova SE 60/15 kV Parque Indust Estarreja	Desenvolvimento de Rede		2 024 018 €	Ficha n.º 28	Ficha n.º 29	Retirado n.º 1	Este projeto foi revisto para o PDIRD-E 2024, tendo sido realizada uma análise à rede considerando o cenário superior de consumos e recorrendo à metodologia probabilística. Nesta análise, não foi identificada potência não garantida, quer em regime N quer em regime N-1 de exploração, até 2032. Paralelamente, os resultados técnico-económicos do estudo apresentaram indicadores económicos sem mérito (B/C < 1). Face aos resultados obtidos, o projeto foi retirado do Plano.
Nova SE 60/10 kV em Caxias	Desenvolvimento de Rede		4 649 466 €	Ficha n.º 31	Ficha n.º 32	Retirado n.º 2	Este projeto foi revisto para o PDIRD-E 2024, tendo sido realizada uma análise à rede considerando o cenário superior de consumos e recorrendo à metodologia probabilística. Nesta análise, não foi identificada potência não garantida, quer em regime N quer em regime N-1 de exploração, até 2032. Paralelamente, os resultados técnico-económicos do estudo apresentaram indicadores económicos sem mérito (B/C < 1). Face aos resultados obtidos, o projeto foi retirado do Plano.
Nova Saída 15 kV da SE Oleiros	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	509 900 €	Ficha n.º 57	Ficha n.º 55	Retirado n.º 3	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalenderização do projeto.
Nova saída 30 kV VN Milfontes-Cercal	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	Melhoria das redes MT de alimentação a pontos de entrega com pior QST	694 420 €	Não	Ficha n.º 62	Retirado n.º 4	A necessidade de garantir o alinhamento com as verbas globais previstas por programa de investimento para o período desta proposta de atualização do Plano, associada ao aparecimento de outras instalações cujo índice de criticidade é superior ao desta instalação, conduziu à recalenderização do projeto.
Renovação LN30kV MCD, Bragança	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		587 798 €	Ficha n.º 116	Ficha n.º 99	Retirado n.º 5	Atendendo-se a um conjunto de intervenções já realizadas sobre a linha de média tensão Macedo-Bragança, decidiu-se retirar este projeto do Plano. Em substituição, foram criados 3 novos projetos, de menor valor, que prevêm remodelações mais específicas e de menor extensão sobre os troços que ainda apresentam um nível de risco inaceitável. Esses novos projetos, estão listados no Anexo C.3 deste Plano.
Renovação LN30kV MCD, Moncorvo	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		556 200 €	Ficha n.º 117	Ficha n.º 100	Retirado n.º 6	No âmbito da elaboração do PDIRD-E 2024, foi realizada uma reavaliação da condição dos troços da Linha de MT Macedo-Moncorvo, que estavam inicialmente previstos para intervenção. Após essa análise, verificou-se que esses troços apresentam um nível de risco moderado pelo que se decidiu retirar o projeto do Plano.
Renovação do andar 60 kV da SE Carrascal	Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT		670 000 €	Não	Ficha n.º 124	Retirado n.º 7	No âmbito da elaboração do PDIRD-E 2024, foi realizada uma reavaliação da condição do andar de AT da SE Carrascal e verificou-se que os seus componentes apresentam um nível de risco moderado e aceitável pelo que se decidiu retirar o projeto do Plano.

NOTA: Valores de investimento específico a custos primários



# ANEXO F

## RESUMO DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS

ANEXO F - RESUMO DOS INVESTIMENTOS NÃO ESPECÍFICOS

Projetos	Total	Total 2026-2030	< 2026	2026	2027	2028	2029	2030	> 2030	Programa Investimento	Subprograma de Investimento	Ficha n.º
Adaptação logística E-REDES	10 850 000 €	10 650 000 €	200 000 €	7 150 000 €	3 500 000 €	- €	- €	- €	- €	-	Edifícios e Outras Construções	Ficha n.º 14 (INE)
Analytics 4 Distribution (Projetos não descritos individualmente)	2 870 089 €	2 870 089 €	- €	540 702 €	557 080 €	574 761 €	591 503 €	606 043 €	- €	Sistemas Informáticos	Analytics 4 Distribution	Ficha n.º 1 (INE)
Aquisições Diretas (Projetos não descritos individualmente)	2 423 680 €	2 423 680 €	- €	484 736 €	484 736 €	484 736 €	484 736 €	484 736 €	- €	Sistemas Informáticos	Aquisições Diretas	Ficha n.º 2 (INE)
Assets (Projetos não descritos individualmente)	11 557 204 €	11 557 204 €	- €	1 689 537 €	1 711 158 €	3 010 915 €	2 585 305 €	2 580 285 €	- €	Sistemas Informáticos	Assets	Ficha n.º 3 (INE)
Data Hub (Projetos não descritos individualmente)	7 423 865 €	7 423 865 €	- €	1 670 707 €	1 431 322 €	1 444 260 €	1 441 175 €	1 436 401 €	- €	Sistemas Informáticos	Data Hub	Ficha n.º 4 (INE)
Digital Efficiency (Projetos não descritos individualmente)	979 470 €	979 470 €	- €	196 006 €	195 951 €	195 948 €	195 962 €	195 604 €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Efficiency	Ficha n.º 5 (INE)
Digital Platforms (Projetos não descritos individualmente)	2 997 275 €	2 997 275 €	- €	599 871 €	599 709 €	599 599 €	599 643 €	598 453 €	- €	Sistemas Informáticos	Digital Platforms	Ficha n.º 6 (INE)
Edifícios e Outras Construções (Projetos não descritos individualmente)	9 069 504 €	9 069 504 €	- €	632 067 €	1 598 280 €	2 279 719 €	2 279 719 €	2 279 719 €	- €	Edifícios e Outras Construções		
EnergyHub (Projetos não descritos individualmente)	54 253 €	54 253 €	- €	10 851 €	10 851 €	10 851 €	10 851 €	10 851 €	- €	Sistemas Informáticos	EnergyHub	Ficha n.º 7 (INE)
Equipamentos de Transporte (Projetos não descritos individualmente)	23 778 390 €	23 778 390 €	- €	5 776 665 €	5 631 650 €	3 851 755 €	4 794 412 €	3 723 909 €	- €	Equipamentos de Transporte		
Field Services (Projetos não descritos individualmente)	5 768 553 €	5 768 553 €	- €	1 694 182 €	2 091 525 €	722 614 €	722 759 €	537 473 €	- €	Sistemas Informáticos	Field Services	Ficha n.º 8 (INE)
Markets (Projetos não descritos individualmente)	14 053 116 €	14 053 116 €	- €	1 779 335 €	1 779 335 €	3 641 911 €	3 326 267 €	3 326 267 €	- €	Sistemas Informáticos	Markets	Ficha n.º 9 (INE)
Network Operations (Projetos não descritos individualmente)	3 910 596 €	3 910 596 €	- €	783 365 €	782 815 €	782 638 €	782 781 €	778 998 €	- €	Sistemas Informáticos	Network Operations	Ficha n.º 10 (INE)
Novo edifício Braga	3 800 000 €	2 000 000 €	1 800 000 €	2 000 000 €	- €	- €	- €	- €	- €	Edifícios e Outras Construções		Ficha n.º 15 (INE)
Outros (Projetos não descritos individualmente)	6 893 927 €	6 893 927 €	- €	1 378 785 €	1 378 785 €	1 378 785 €	1 378 785 €	1 378 785 €	- €	Outros		
Plataformas, Segurança e Risco (Projetos não descritos individualmente)	1 201 985 €	1 201 985 €	- €	240 397 €	240 397 €	240 397 €	240 397 €	240 397 €	- €	Sistemas Informáticos	Plataformas, Segurança e Risco	Ficha n.º 11 (INE)
Sellcare & Channels (Projetos não descritos individualmente)	41 219 €	41 219 €	- €	8 257 €	8 251 €	8 250 €	8 252 €	8 210 €	- €	Sistemas Informáticos	Sellcare & Channels	Ficha n.º 12 (INE)
Smartgrids (Projetos não descritos individualmente)	7 655 480 €	7 655 480 €	- €	1 914 125 €	2 383 909 €	1 120 676 €	1 120 863 €	1 115 907 €	- €	Sistemas Informáticos	Smartgrids	Ficha n.º 13 (INE)
<b>Total</b>	<b>115 328 606 €</b>	<b>113 328 606 €</b>	<b>2 000 000 €</b>	<b>28 529 587 €</b>	<b>24 385 754 €</b>	<b>20 547 815 €</b>	<b>20 563 411 €</b>	<b>19 302 040 €</b>	<b>- €</b>			

NOTA: Valores de investimento não específico a custos primário



# ANEXO G

## ESTUDOS DE FUNDAMENTAÇÃO



# ANEXO G.1

## AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2024 NA ECONOMIA PORTUGUESA



**E-REDES**



PDIRD-E 2024

# **Avaliação do Impacto do PDIRD-E 2024 na Economia Portuguesa**

Setembro 2024



\*\*\*

*Este documento é confidencial e não deve ser utilizado, reproduzido ou divulgado sem a devida autorização da E-REDES. A análise apresentada baseia-se em pressupostos, considerando a melhor informação à data e não constituindo uma garantia de resultados futuros.*

## Índice

Índice .....	2
Abreviaturas .....	3
1. Enquadramento .....	4
2. Racional de Investimento .....	5
3. Benchmarking .....	8
4. Análise de impacto económico .....	10
4.1 Contexto e objetivo .....	10
4.2 Metodologia .....	10
4.2.1 Modelo Input-Output (I-O) .....	10
4.2.2 Análise de mercado .....	11
4.3 Resultados e conclusões .....	12
5. Notas Finais .....	14
Bibliografia .....	16

## Abreviaturas

<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>CAE-Rev.3</b>	(Sistema de) Classificação das Atividades Económicas, revisão 3
<b>CPA 2008</b>	(Sistema de) Classificação de Produtos por Atividade, base de 2008
<b>DGEG</b>	Direção-Geral de Energia e Geologia
<b>ENEDIS</b>	ENEDIS – Électricité de France, S.A.
<b>ENEL</b>	ENEL Italia, S.p.a.
<b>E-REDES</b>	E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A.
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>ESG</b>	<i>Environmental, Social, and Governance</i>
<b>IBERDROLA</b>	IBERDROLA , S.A.
<b>INE</b>	Instituto Nacional de Estatística
<b>I-O</b>	Input-Output – Ferramenta analítica que descreve as interações entre diferentes setores econômicos.
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>PDIRD-E</b>	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Energia  O PDIRD-E 2018 corresponde ao plano com referência ao período 2019-2023.  O PDIRD-E 2020 corresponde ao plano com referência ao período 2021-2025.  O PDIRD-E 2024 corresponde ao plano com referência ao período 2026-2030.
<b>SABI</b>	Sistema de Análise de Balanços Ibéricos. Base de dados com informação detalhada sobre empresas em Portugal e Espanha, e.g. dados financeiros e demonstrações de resultados.
<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index
<b>VAB</b>	Valor Acrescentado Bruto

# 1. Enquadramento

As ambições e necessidade futuras da sociedade, apontam para a crescente eletrificação da economia, resultando numa pressão acrescida para a Rede Nacional de Distribuição.

Este contexto impõe o compromisso de ter uma estratégia de investimento robusta para o futuro, por forma assegurar que a Rede Nacional de Distribuição continua a garantir a excelência operacional dos serviços, a segurança das pessoas e a resposta aos desafios da transição energética.

Esta necessidade materializa-se no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E), que é um instrumento de planeamento determinante para que a distribuição da eletricidade seja um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional.

O objetivo final do PDIRD-E é garantir a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em conta a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, e aumentar a eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em concordância com as boas práticas ambientais.

A E-REDES, enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição, apresenta a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede à DGEG e à ERSE. Este plano quinquenal é objeto de atualização nos anos pares, cumprindo as alterações introduzidas pela Lei de Base do Setor Elétrico, materializado no DL15/2022.

Neste sentido, a E-REDES apresentará em outubro de 2024 à DGEG e à ERSE uma proposta do PDIRD-E 2024, sujeita ao parecer da DGEG, da ERSE e do operador da Rede Nacional de Transporte. Estes pareceres são considerados para a elaboração da proposta final que, após discussão em Assembleia da República, é submetida à aprovação por resolução do Conselho de Ministros.

Os projetos de investimento que integram o PDIRD-E 2024 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em Alta e Média Tensão para o período de 2026-2030.

Tal como elaborado para o PDIRD-E 2020, em resposta a recomendações da DGEG e da ERSE a PDIRD-E anteriores, que visavam a realização de uma análise mais detalhada dos impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos no plano, a E-REDES manteve o alinhamento com o PDIRD-E anterior e integrou na proposta do PDIRD-E 2024 o presente estudo, que tem como objetivo realizar a avaliação e quantificação dos impactos económicos associados à concretização dos investimentos previstos no Plano.

Neste sentido, a elaboração desta análise consistiu:

- na elaboração de um exercício de benchmarking relativo aos racionais de investimento nas redes de distribuição nas diferentes geografias;
- na avaliação dos impactos económicos associados à concretização do PDIRD-E 2024.

Este estudo foi realizado tendo por referência a metodologia utilizada para o PDIRD-E 2020, mas desenvolvida com equipas internas da E-REDES.

## 2. Racional de Investimento

A transição energética, caracterizada pela substituição de energias de origem fóssil por fontes renováveis, pela maior eficiência e pela crescente eletrificação dos consumos, é um objetivo consensual, fundamentado pelas políticas energéticas, europeias e nacionais, que só será alcançado impondo uma transformação ao sistema elétrico.

No âmbito da estratégia de descarbonização da economia, as redes elétricas desempenham um papel fundamental à medida que a importância da eletricidade nos sistemas elétricos aumenta. Preparar e adaptar as redes antecipadamente é essencial para descarbonizar o fornecimento de eletricidade, integrar eficazmente as energias renováveis e distribuídas e responder à crescente complexidade do sistema energético.

**Figura 1: Evolução dos sistemas energéticos**



*Fonte: Eurelectric in cooperation with EY, Grids for speed (2024)*

Em concreto, a E-REDES, enquanto concessionária das redes de distribuição em Portugal Continental, assume um papel central enquanto facilitadora da transição energética em Portugal e está comprometida em preparar a rede de distribuição para responder à crescente complexidade do sistema energético, mantendo padrões de qualidade, segurança e fiabilidade na distribuição de energia elétrica.

A ambição de liderar esta transição implica estabelecer uma estratégia de investimento significativo na modernização, expansão, resiliência e digitalização das redes de distribuição, que acompanhe o rápido crescimento das principais tecnologias de energia verde, da eletrificação do consumo e da mobilidade elétrica.

No PDIRD-E 2024, plano que irá definir a estratégia de investimento da Rede Nacional de Distribuição para o horizonte temporal 2026-2030, pretende-se assegurar o desenvolvimento futuro da Rede Nacional de Distribuição de acordo com as necessidades identificadas no âmbito do planeamento das redes e com os objetivos que se pretendem alcançar.

Alinhando a sua estratégia com o setor e, por forma a dar resposta aos desafios impostos, este plano propõe um aumento significativo do investimento nas redes de distribuição face ao plano de investimento anterior, impulsionado fortemente pela renovação da infraestrutura elétrica, digitalização e transição energética.

O PDIRD-E 2024, no sentido de garantir a resposta aos objetivos estratégicos delineados para o período 2026-2030, assenta em 5 (cinco) Pilares Estratégicos de Investimento:

- Modernização;
- Eletrificação e Descarbonização;
- Transformação Digital;

- Resiliência e Ambiente; e
- Suporte.

Como reiterado no *EU Grids Action Plan*, cerca de 40% das redes de distribuição europeias têm mais de 40 anos e estima-se que seja necessário reforçar de forma significativa o seu investimento nos próximos anos para se atingirem as metas de descarbonização estabelecidas.

Na Europa e, em particular, em Portugal, é prioritário dar resposta às necessidades identificadas de renovação dos ativos que atingem o fim da sua vida útil, conscientes que as ambiciosas metas de descarbonização apenas serão alcançadas caso exista um investimento significativo na modernização da rede de distribuição, tirando em simultâneo partido da capacidade dos ativos existentes. Torna-se essencial controlar o risco, modelar o investimento ao longo dos próximos anos e gerir os custos operacionais. Neste contexto, o **Pilar Estratégico da Modernização da Rede representa 45%** do investimento total, o que reforça a importância que este Pilar Estratégico tem no plano de investimento proposto.

Em linha com as metas da União Europeia, estabeleceram-se também para Portugal, no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030), metas e objetivos ambiciosos para o horizonte de 2030. O PDIRD-E 2024 está alinhado com os objetivos da política energética nacional e das diretrizes europeias, contemplando um conjunto de investimentos que continuam a dar resposta às necessidades da transição energética e da expansão da rede previstas, ao preparar a Rede Nacional de Distribuição para a proliferação da geração distribuída sustentada em fontes renováveis, garantindo a ligação de produtores e consumidores e assegurando a receção e entrega de energia elétrica, conforme os padrões de segurança e regulamentares. Neste sentido, o **Pilar Estratégico da Eletrificação e Descarbonização representa 20%** do investimento total do plano.

Num contexto em que se perspetiva uma crescente dependência elétrica da sociedade é fundamental continuar a garantir a qualidade e a fiabilidade do fornecimento de energia e, simultaneamente, promover a redução de assimetrias dos níveis de serviço no território nacional. A esta preocupação acresce a necessidade de adaptar as infraestruturas críticas às alterações climáticas. Assim, o PDIRD-E 2024 engloba um conjunto de investimentos que promovem a manutenção dos atuais níveis de qualidade de serviço e uma maior resiliência da rede, pelo que o **Pilar Estratégico da Resiliência e Ambiente representa 17%** do investimento total.

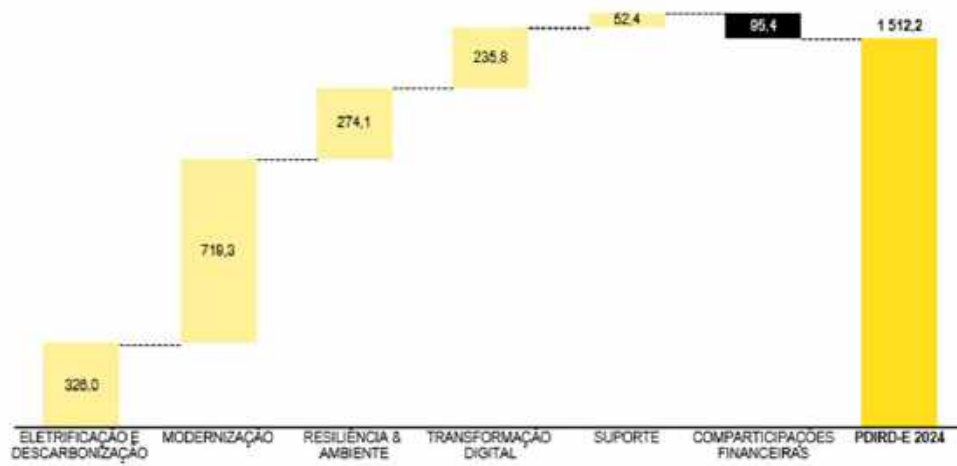
A proliferação de recursos distribuídos ligados à rede de distribuição e a previsível participação mais ativa do consumidor do setor elétrico exigem a definição de uma estratégia que promova um desenvolvimento progressivo, articulado e de perímetro holístico dos ecossistemas de tecnologias de informação e tecnologias de operação, focado na construção de um *Digital Twin* integrado da rede nos 3 níveis de tensão, na modernização e reforço da infraestrutura de contagem inteligente e na continuidade do investimento em inteligência e automação da rede. Investimentos que mitiguem os riscos de segurança no domínio cibernético, com potenciais efeitos adversos para os consumidores e a sociedade em geral são também considerados neste plano. Estes investimentos integram o **Pilar Estratégico da Transformação Digital que representa 15%** do investimento total do plano.

Por fim, investimentos em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos integram o **Pilar Estratégico Suporte que representa 3%** do investimento global.

A figura seguinte representa a divisão por Pilar Estratégico do investimento total definido no PDIRD-E 2024 (2026-2030) a custos totais líquido de participações financeiras.

**Figura 2: Detalhe do PDIRD-E 2024 (2026-2030) por Pilar Estratégico de investimento**

Valores em milhões de euros



Fonte: E-REDES, Direção de Gestão de Ativos e Planeamento de Rede

### 3. Benchmarking

De acordo com a visão dos diferentes operadores de distribuição europeus, os volumes de investimento previstos visam principalmente a manutenção, modernização e expansão das redes de forma a suportar a transição energética, que trouxe desafios acrescidos devido ao crescente volume de novas conexões.

Nos últimos anos, o foco principal dos operadores europeus analisados tem sido a manutenção da operabilidade da rede, com investimento na reposição e reforço da qualidade de serviço e a substituição de equipamentos obsoletos, elevando a resiliência da rede.

No entanto, a preocupação em servir a transição energética, coloca um peso significativo em investimentos em tecnologias de rede, como contadores inteligentes e a digitalização. O uso de dados em tempo real e a inteligência artificial são outras estratégias emergentes que permitem melhorar a eficiência e resiliência da rede, assim como permitem dar proactivamente uma resposta eficaz ao aumento da procura, na medida em que a necessidade de incentivar e suportar novas ligações exige uma rede mais robusta e eficiente e reflete uma das maiores preocupações atuais.

Não obstante as limitações na comparação entre os diferentes operadores de distribuição, seja pela metodologia apresentada, organização da informação ou pelas nomenclaturas aplicadas, verifica-se bem presente em todos os planos de investimento a relevância da transição energética e o compromisso comum de elevar a qualidade da rede, mantendo-a operável, eficiente e modernizada.

Tendo em consideração os montantes de investimento das diferentes empresas europeias e o total de clientes foi calculado o valor de investimento por cliente para comparar as diferentes congéneres. Pela dificuldade de desagregação dos volumes de investimento por AT/MT e BT na informação recolhida, os volumes de investimento da E-REDES apresentados foram acrescidos do valor da BT para que seja realizada uma comparação justa.

**Tabela 1: Nível de investimento por cliente**

Operador	País	Horizonte	Investimento /ano (milhões de euros)	Nº Clientes (milhões, em 2023)	Investimento por Cliente (euros por cliente)	Energia Distribuída (TWh, em 2023)	Investimento por Energia Distribuída (euros por TWh)
ENEDIS	França	2027-2032	5000	37	135,1	322	15,53
ORES	Bélgica	2024-2026	300	1,5	214,3	12,12	24,75
IBERDROLA	Espanha	2024-2026	750	11,5	65,21	87,87	8,54
ENEL	Itália e Espanha	2024-2026	5000	44,3	112,87	347,06	14,41
PDIRD-E 2024	Portugal	2026-2030	532 <sup>1</sup>	6,4	83,13	46	11,57
PDIRD-E 2020	Portugal	2021-2025	388 <sup>2</sup>	6,3 <sup>3</sup>	61,59	46	8,43

Os drivers de investimento da E-REDES, quando comparados com as suas congéneres europeias, refletem um alinhamento estratégico com as principais tendências do setor de distribuição de energia elétrica. Ainda que o investimento proposto no PDIRD-E 2024 seja superior ao inscrito no PDIRD-E 2020, o valor investido por cliente pela E-REDES continua a ser inferior face à maioria das suas congéneres, à exceção de quando comparada com a IBERDROLA, sendo cerca de 50% menor do que a média das

<sup>1</sup> PDIRD E-2024 a propor (inclui AT, MT e BT). Deduzido de participações financeiras.

<sup>2</sup> PDIRD E-2020, atualizado aos preços de 2024 (inclui AT, MT e BT). Deduzido de participações financeiras.

<sup>3</sup> Nº Clientes à data do PDIRD-E 2020 (milhões)



empresas analisadas (122,12€/cliente vs 83,13€/cliente). Considerando a dimensão da energia distribuída em 2023 em vez do número de clientes, a conclusão revela-se a mesma. A E-REDES apresenta um investimento por unidade de energia distribuída inferior à maioria das suas congéneres, sendo cerca de 30% menor que a média das empresas comparadas (14,96€/TWh vs 11,57€/TWh).

Tendo em consideração o desfasamento de períodos regulatórios entre a E-REDES e as congéneres e a expectativa crescente de investimento das redes a nível europeu, é expectável que as congéneres atinjam volumes de investimento superiores num próximo período regulatório evidenciando a distância da E-REDES aos restantes parceiros europeus.

De forma transversal, o maior volume de investimento das diferentes empresas do setor, cerca de 30-40%, será direcionado para a Modernização, tendo em vista a preocupação com o envelhecimento das infraestruturas e o conseqüente aumento do risco de falhas. Em seguida, aproximadamente 20-30% do investimento será alocado para a eletrificação e descarbonização, impulsionado pela necessidade de renovação das redes existentes e a construção de novas infraestruturas, impulsionado pelo crescimento da procura e a mobilidade elétrica, a descarbonização e o desenvolvimento das energias renováveis. Adicionalmente, 20-25% será destinado à transformação digital, com o objetivo de gerir de forma mais eficiente a crescente complexidade das redes elétricas, mitigando a vulnerabilidade das infraestruturas digitais e comunicações. Por fim, 15-20% do investimento será aplicado em Resiliência e Ambiente, visando sustentar o aumento da fiabilidade das redes e a melhoria global da qualidade de serviço.

Particularmente, à semelhança da E-REDES, os principais drivers de investimento da congénere francesa ENEDIS estão relacionados com a modernização contínua da rede, ligação de consumidores e construção de infraestruturas que permitam o carregamento de veículos elétricos, sendo este último fator impulsionador de aumento de investimento até 2027.

No caso da belga ORES, com uma dimensão quatro vezes inferior à E-REDES, prevê um aumento de 50 a 100% do investimento até 2029 relacionado com o *roll out* de instalação de *smart meters*.

Os investimentos em Espanha, pela IBERDROLA, visam aumentar a base de ativos em aproximadamente 38% até 2026. Traduzindo-se num crescimento significativo da infraestrutura de distribuição através da substituição de equipamentos obsoletos, de forma a melhorar a eficiência e a capacidade das suas redes em resposta à expansão da eletrificação. A aposta da IBERDROLA, também passa pelo crescimento de 72% para 86% a digitalização da rede de média e alta tensão, com foco na melhoria da qualidade de serviço e eficiência, à semelhança das restantes congéneres europeias, com um potencial de efeito de redução de 12% da tarifa e melhoria da qualidade de serviço (~11%).

Em Itália e Espanha, a ENEL está também focada na expansão e modernização da infraestrutura de redes elétricas para integrar maiores quantidades de energia renovável. Investimentos significativos estão a ser direcionados para a digitalização das redes elétricas, que inclui a implementação de tecnologias avançadas como redes inteligentes, sensores e sistemas de automação para melhorar a eficiência e a resiliência das redes, tendo vista não só a melhoria da qualidade como também incentivar as novas ligações. Espera-se que estes investimentos conduzam à melhoria da qualidade de serviço (redução de 4% do SAIDI) e um aumento dos volumes de eletricidade distribuída.

Em resumo, a E-REDES está alinhada com as tendências europeias no que diz respeito aos principais drivers de investimento, refletindo um compromisso com a modernização, digitalização e eficiência das infraestruturas de distribuição de energia elétrica. Este alinhamento estratégico com as congéneres europeias demonstra a capacidade da E-REDES de se adaptar e evoluir num contexto de transformação do setor energético, garantindo a qualidade do serviço, a resiliência das redes e a integração de fontes de energia renovável.

## 4. Análise de impacto económico

### 4.1 Contexto e objetivo

A par dos argumentos técnicos que justificam o PDIRD-E apresentado, importa caracterizar os impactos dos investimentos previstos ao nível da economia portuguesa.

Neste contexto foram realizadas duas análises: uma análise tendo por base o Modelo I-O e com o objetivo de estimar financeiramente os impactos; e uma análise descritiva do mercado em que a maioria dos investimentos irá incidir, com recurso a informação extraída da base de dados SABI.

Para reforçar a robustez desta análise, os investimentos previstos no PDIRD-E para o período 2026-2030, que totalizam 1.608 milhões de euros, foram desagregados por setor de atividade de forma não extensiva e tendo em conta a materialidade das despesas, conforme Tabela 2. Este exercício teve por objetivo evitar negligenciar diferenças nos níveis de impacto decorrentes das características dos vários setores, evidentes nos multiplicadores do Modelo I-O.

**Tabela 2: Investimento em PDIRD-E por ano e setor de atividade considerado**

*Valores em milhões de euros*

CAE	Setor de Atividade	2026	2027	2028	2029	2030	Total
02	Produtos da silvicultura, da exploração florestal e serviços relacionados	18,3	19,3	18,7	19,4	20,5	<b>96,2</b>
35	Eletricidade, gás, vapor e água quente e fria e ar frio	65,0	61,8	61,1	61,7	59,3	<b>309,0</b>
42	Trabalhos engenharia civil	196,7	208,3	231,8	221,0	206,5	<b>1 064,3</b>
43	Trabalhos de construção especializados	3,6	5,5	5,9	6,4	6,9	<b>28,2</b>
62	Consultoria e programação informática e serviços relacionados	18,9	23,7	23,6	23,0	20,6	<b>109,7</b>
<b>Total</b>		<b>302,5</b>	<b>318,6</b>	<b>341,2</b>	<b>331,5</b>	<b>313,8</b>	<b>1 607,6</b>

*Fonte: E-REDES, Direção de Gestão de Ativos e Planeamento de Rede*

### 4.2 Metodologia

#### 4.2.1 Modelo Input-Output (I-O)

As estimativas de impacto económico dos investimentos previstos no PDIRD-E foram calculadas com base na metodologia I-O, que se apresenta como uma abordagem robusta e amplamente utilizada para análises desta natureza.

A metodologia I-O baseia-se em matrizes que refletem as relações intersectoriais de uma economia, e permite identificar e quantificar os efeitos diretos, indiretos e induzidos do aumento da despesa num setor nas diferentes variáveis económicas com recurso aos multiplicadores que resultam deste modelo.

Nesta análise foi utilizado o Modelo I-O para a economia portuguesa, desenvolvido pelo INE e com referência a 2017. As matrizes que constituem o modelo refletem uma desagregação da economia em 82 atividades económicas em linha com a CPA 2008.

Os impactos são analisados em termos das seguintes variáveis macroeconómicas: VAB, Excedente Bruto de Exploração, Remunerações (salários), Impostos e Importações. Estas variáveis macroeconómicas traduzem as três óticas de análise do PIB, nomeadamente, a ótica da produção, da despesa e do rendimento e ilustram o impacto económico da realização dos investimentos previstos no PDIRD-E de forma compreensiva.

Tendo em consideração a natureza dos investimentos previstos no PDIRD-E, para efeito desta análise, foram considerados os 5 principais setores de atividade em que estes investimentos se irão repercutir, nomeadamente: Produtos da silvicultura, da exploração florestal e serviços relacionados; Eletricidade, gás, vapor e água quente e fria e ar frio; Trabalhos engenharia civil; Trabalhos de construção especializados; e Consultoria e programação informática e serviços relacionados. Os setores de atividade foram selecionados tendo por base as descrições de atividades económicas segundo CAE-Rev.3 (compatível com CPA 2008), o conhecimento interno da E-REDES sobre o teor das suas atividades e a materialidade da natureza dos investimentos considerados.

Os efeitos agregados provocados nos 5 setores de atividade considerados representam uma estimativa dos impactos dos investimentos previstos no PDIRD-E na economia portuguesa para o período considerado.

A tabela seguinte apresenta os multiplicadores considerados para os setores de atividade.

**Tabela 3: Multiplicadores da despesa por setor de atividade**

Indicadores macroeconómicos		Produtos da silvicultura, da exploração florestal e serviços relacionados	Eletricidade, gás, vapor e água quente e fria e ar frio	Trabalhos engenharia civil	Trabalhos de construção especializados	Consultoria e programação informática e serviços relacionados
(a)	VAB	0,910	0,687	0,739	0,710	0,854
(b)	Excedente Bruto de Exploração	0,734	0,544	0,316	0,241	0,258
(c)	Remunerações (salários)	0,177	0,121	0,413	0,464	0,596
(d)	Impostos líquidos de subsídios (à produção)	-0,001	0,022	0,010	0,005	0,000
(e)	Impostos líquidos de subsídios aos produtos (CI)	0,065	0,019	0,087	0,084	0,024
(f)	Importações	-0,194	-0,344	-0,265	-0,252	-0,231
<b>(g)</b>	<b>PIB<sup>4</sup></b>	<b>0,943</b>	<b>0,697</b>	<b>0,782</b>	<b>0,752</b>	<b>0,866</b>

Fonte: INE, Modelo I-O 2020

## 4.2.2 Análise de mercado

Para efeitos da análise ao mercado mais diretamente impactado pelos investimentos previstos no PDIRD-E, foi conduzida uma pesquisa na base de dados SABI. Os critérios utilizados tiveram como objetivo refletir a potencial base de fornecedores que suportará a maior componente dos investimentos previstos no que respeita à mão-de-obra / serviços, nomeadamente:

- I. Geografia: Portugal
- II. CAE Rev.3:
  - 42220 - Redes de transporte e distribuição de eletricidade e redes de telecomunicações; e
  - 43210 - Instalação elétrica.

Posteriormente foram apenas consideradas as empresas que apresentavam resultados disponíveis nos anos de 2022 e 2023.

De acordo com a análise realizada, este mercado é composto por 1.194 empresas e 28 mil postos de trabalho, apresentando um valor de proveitos operacionais anuais de cerca de 3 mil milhões de euros.

<sup>4</sup> Ótica da despesa: (g) = (a)+(e); Ótica da produção: (g) = (a)+(e); Ótica dos rendimentos: (g) = (b) + (c) + (d) + (e).

### 4.3 Resultados e conclusões

A tabela infra apresenta os impactos financeiros nos indicadores macroeconómicos subjacentes a cada uma das óticas, detalhados por setor de atividade.

**Tabela 4: Impactos financeiros subjacentes ao Modelo I-O**

Valores em milhões de euros

Indicadores macroeconómicos	Quantificação do impacto					Total
	Produtos da silvicultura, da exploração florestal e serviços relacionados	Electricidade, gás, vapor e água quente e fria e ar frio	Trabalhos engenharia civil	Trabalhos de construção especializados	Consultoria e programação informática e serviços relacionados	
<b>Ótica da despesa<sup>5</sup></b>						
Despesa final	96,2	309,0	1 064,3	28,2	109,7	1 607,6
Importações	- 18,7	- 106,2	- 282,2	- 7,1	- 25,3	- 439,6
<b>Ótica dos rendimentos</b>						
Excedente Bruto de Exploração	70,7	168,0	336,7	6,8	28,3	610,5
Remunerações (salários)	17,0	37,5	439,8	13,1	65,4	572,8
Impostos líquidos de subsídios (à produção)	- 0,1	6,9	10,2	0,2	0,0	17,2
Impostos líquidos de subsídios aos produtos (CI)	3,1	3,0	46,1	1,2	1,3	54,7
<b>Ótica da produção</b>						
VAB	87,6	212,4	786,8	20,1	93,7	1 200,5
Impostos líquidos de subsídios aos produtos (CI)	3,1	3,0	46,1	1,2	1,3	54,7
<b>PIB</b>	<b>90,7</b>	<b>215,4</b>	<b>832,8</b>	<b>21,3</b>	<b>95,1</b>	<b>1 255,2</b>

De forma agregada, estima-se que o investimento de 1,61 mil milhões de euros previsto no PDIRD-E terá um reflexo no PIB Português de aproximadamente 1,26 mil milhões de euros, no horizonte de 5 anos.

De acordo com a ótica do rendimento, o impacto nos salários e nas receitas fiscais (líquidas de subsídios) rondará os 572,8 milhões de euros e 71,9 milhões de euros, respetivamente. O Excedente Bruto de Exploração representa a maior parcela com impacto de 610,5 milhões de euros.

Por outro lado, de acordo com a ótica da produção, o impacto no VAB rondará os 1,20 mil milhões de euros, o que representa um acréscimo de 66% face ao projetado no PDIRD-E 2020 aprovado (2021-2025), que se situou nos 723,4 milhões de euros.

Ademais, e não obstante o significativo impacto nos indicadores macroeconómicos supra detalhado, importa também refletir sobre o impacto do PDIRD-E no tecido empresarial que suportará a execução deste investimento, em particular, no que respeita aos setores: Trabalhos engenharia civil e Trabalhos de construção especializados sobre os quais cerca de 70% dos investimentos recairão e onde operam praticamente a totalidade das empresas parceiras da E-REDES.

De acordo com a análise realizada, conduzida com recurso à base de dados SABI, este setor representa um universo de 1194 Empresas, 28 mil empregos e apresenta um valor de proveitos operacionais anuais de cerca de 3 mil milhões de euros.

<sup>5</sup> O desvio no valor do PIB obtido pela ótica da despesa, face às demais, resulta da aplicação direta do modelo.

Assim, o investimento anual do PDIRD-E 2024 representa cerca de 5% dos proveitos operacionais totais do setor, um investimento relevante para a sustentabilidade, estabilidade e dinâmica de crescimento desenvolvimento do setor.

Quando considerado o *subset* de empresas parceiras da E-REDES no âmbito desta atividade, os investimentos previstos no PDIRD-E representam aproximadamente 27% dos seus proveitos operacionais anuais. Estas empresas suportam cerca de 19% dos empregos no setor.

## 5. Notas Finais

Os investimentos previstos no PDIRD-E 2024 assumem um papel determinante no futuro do setor energético em Portugal, especialmente no contexto da transição energética e descarbonização da economia e está alinhado com as metas ambiciosas estabelecidas pelas políticas europeias e nacionais e de reforço da segurança, eficiência e resiliência da infraestrutura.

A atual proposta destaca-se pela sua abordagem estratégica, centrada em quatro pilares fundamentais: Modernização, Transformação Digital, Eletrificação e Descarbonização, e Resiliência e Ambiente. Estes pilares não são apenas uma resposta às necessidades imediatas da rede, mas também uma preparação para os desafios futuros, como a crescente eletrificação da economia, a integração de fontes de energia renovável, e a necessidade de uma infraestrutura resiliente face às mudanças climáticas.

De acordo com a análise realizada, os investimentos previstos no PDIRD-E 2024 terão um impacto de 1,26 mil milhões de euros na economia portuguesa, no horizonte de 5 anos e representam uma aposta crucial na sustentabilidade e crescimento dos principais setores de suporte à transição energética onde operam mais de mil empresas e que atualmente suportam 28 mil postos de trabalho em Portugal.

De facto, o atual contexto tecnológico e o perfil dos investimentos previstos na atual estratégia de modernização e expansão das infraestruturas elétricas resultam num incremento do potencial de criação de empregos qualificados, como demonstram os multiplicadores das remunerações para os principais sectores de atividade em que os investimentos se refletem (entre 0,4 e 0,6). Este efeito reflete não só os impactos diretos do aumento da intensidade tecnológica e do aumento da complexidade técnica da atividade de distribuição de eletricidade que, por si só já requer profissionais capacitados para responder aos desafios de operação de uma infraestrutura com estas características, mas também os efeitos indiretos derivados de atividades de suporte cruciais a esta dinâmica. Entre estes destacam-se o fornecimento de equipamentos com especificações técnicas e características ao nível de ESG cada vez mais rigorosas, e um conjunto variado de serviços de apoio também caracterizados por uma forte componente tecnológica e com elevado potencial de integração de inovação.

Acresce ainda referir que o plano de investimentos proposto vai ao encontro das expectativas e das ambições dos agentes económicos do(s) setor(es) e será um elemento fundamental não só para a estabilidade e retorno dos investimentos próprios que estes estão a realizar para se capacitarem para o horizonte de desafios, mas, sobretudo, para o alavancar do crescimento e desenvolvimento do tecido empresarial.

Para além destes impactos, investir na rede de distribuição gera também diversas externalidades positivas, que beneficiam a sociedade em geral, das quais se destacam:

- Manutenção dos atuais níveis de Qualidade de Serviço – no PDIRD-E 2024 é prevista a manutenção dos atuais bons níveis de qualidade de serviço global, que contribui para a atratividade e fixação de empresas, para a produtividade e para a qualidade de vida das pessoas;
- Coesão Social e Territorial - o foco na redução de assimetrias de qualidade de serviço contribui para a coesão social e territorial ao contribuir para que todas as comunidades e setores da sociedade tenham acesso a um serviço de energia elétrica de qualidade;
- Redução de Perdas Técnicas – o investimento previsto no PDIRD-E 2024 contribui para a redução das perdas técnicas de energia, tornando o sistema mais eficiente. Isso pode resultar em economia de recursos naturais e menores custos para consumidores e fornecedores; e
- Apoio à Sustentabilidade e Energia Renovável – os investimentos previstos no PDIRD-E 2024 aumentam a capacidade de receção da rede de distribuição, o que possibilita uma maior integração de fontes de energia renovável, facilitam a transição para uma matriz energética mais limpa. Isso contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e a mitigação das alterações climáticas.

Dado o contexto de política energética e climática e da imposição de maior celeridade na transição energética, o PDIRD-E constitui, assim, um instrumento fundamental para a segurança e acessibilidade do abastecimento elétrico no desenvolvimento das diversas atividades económicas, sendo determinante

na resposta do setor aos prementes compromissos assumidos de descarbonização da economia nacional e de independência energética europeia.

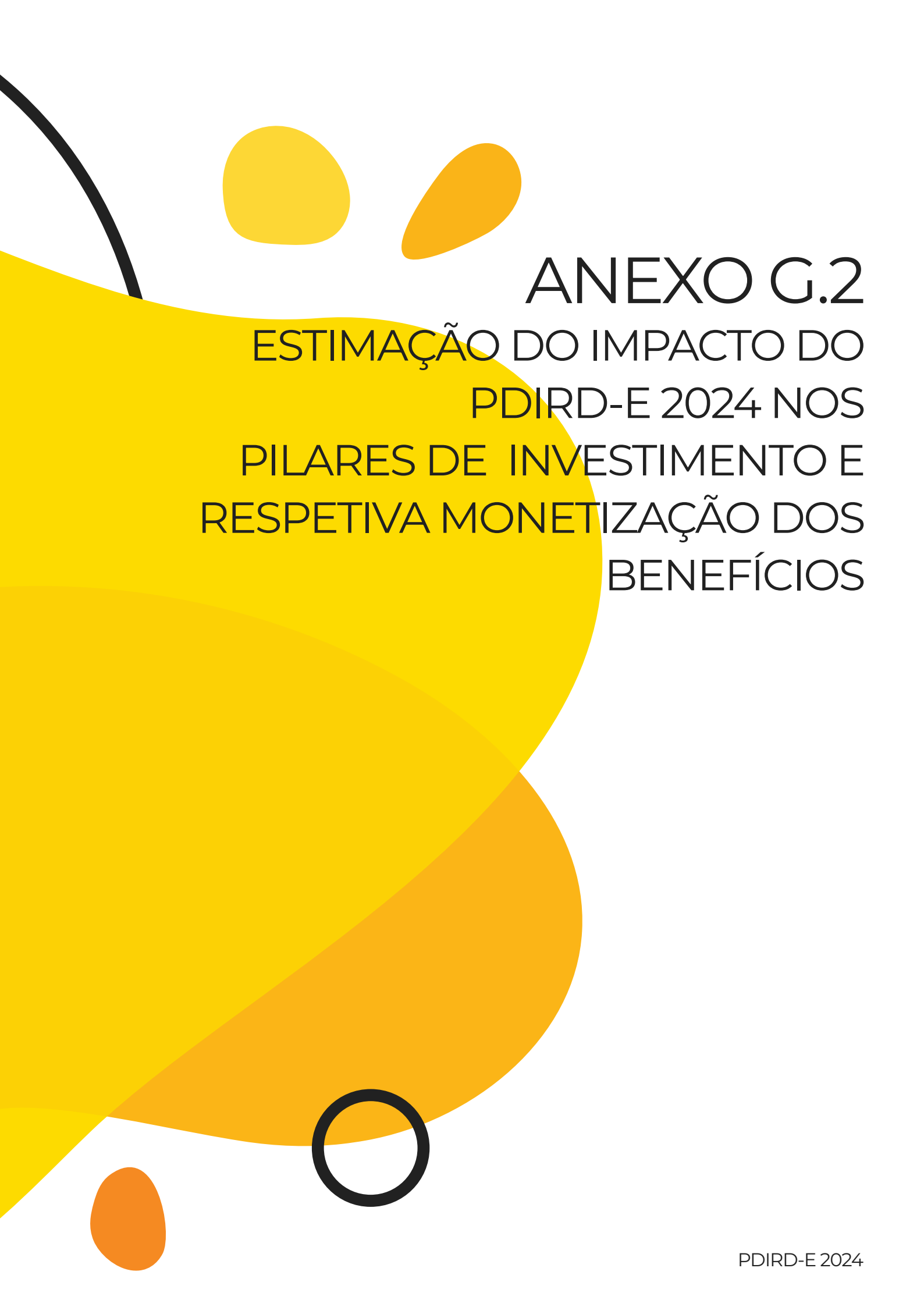
Ainda assim, é notório verificar que, apesar da ambição significativa que este plano reflete, quando comparada com congéneres europeias, o valor investido por cliente é inferior sendo aproximadamente 50% abaixo face à média das mesmas. Esta realidade está alinhada com as limitações económicas do país e sublinha a relevância de uma gestão eficiente dos recursos e de prioridades.

Assim, reforça-se a importância do presente plano pelas razões técnicas apresentadas e, também, pela criação de condições que permitam o desenvolvimento de novas dinâmicas económicas, impulsionadas pela constante inovação tecnológica no setor energético. A E-REDES aposta na adoção de uma atitude proativa e pretende preparar a infraestrutura de distribuição para o futuro e garantir um posicionamento competitivo e sustentável para o setor energético e para a economia portuguesa.

## Bibliografia

<b>Matrizes Input-Output 2020</b>	<a href="https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&amp;xpgid=ine_destaquas&amp;DESTAQUE_Sdest_boui=427464212&amp;DESTAQUESmodo=2&amp;xlang=pt">https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&amp;xpgid=ine_destaquas&amp;DESTAQUE_Sdest_boui=427464212&amp;DESTAQUESmodo=2&amp;xlang=pt</a>
<b>CAE Ver.3</b>	<a href="https://www.ine.pt/ine_novidades/semin/cae/CAE_REV_3.pdf">https://www.ine.pt/ine_novidades/semin/cae/CAE_REV_3.pdf</a>
<b>EU Grids Action Plan</b>	<a href="https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2023:757:FIN">https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2023:757:FIN</a>
<b>PNEC 2030 (Atualização/Revisão -versão julho 2024)</b>	República Portuguesa, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030),” Julho 2024
<b>ENEL Investor Presentation 2024</b>	Results presentation (enel.com)
<b>ENEDIS Network Development Plan</b>	<a href="#">network-development-plan-2023-preliminary-document.pdf</a> (enedis.fr)
<b>IBERDROLA Integrated Report April-2024</b>	Iberdrola Integrated Report April 2024
<b>ORES Investor Presentation</b>	<a href="https://media.ores.be/ores-cms/k2ajsipd/pr%C3%A9sentation-investisseurs-ores-2023.pdf?_gl=1*1iqnn63*_gcl_au*MTE4MTQyMTkzMj4xNzI0MzQyNTU3*_ga*MTU4NTM2NzU1Ny4xNzI0MzQyNTU3*_ga_4T96FSKSXZ*MTcyNDM0MjU1Ny4xLjEuMTcyNDM0MjkxOS42MC4wLjA">https://media.ores.be/ores-cms/k2ajsipd/pr%C3%A9sentation-investisseurs-ores-2023.pdf?_gl=1*1iqnn63*_gcl_au*MTE4MTQyMTkzMj4xNzI0MzQyNTU3*_ga*MTU4NTM2NzU1Ny4xNzI0MzQyNTU3*_ga_4T96FSKSXZ*MTcyNDM0MjU1Ny4xLjEuMTcyNDM0MjkxOS42MC4wLjA</a> .
<b>Eurelectric</b>	<i>Eurelectric in cooperation with E.DSO – Connecting the dots (2021)</i> <i>Eurelectric in cooperation with EY – Grids for speed (2024)</i>





# ANEXO G.2

## ESTIMAÇÃO DO IMPACTO DO PDIRD-E 2024 NOS PILARES DE INVESTIMENTO E RESPECTIVA MONETIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS



# Estimação do impacto do PDIRD-E 2024 nos Pilares de Investimento e respetiva monetização de benefícios

Sumário Executivo

Pedro Macedo  
Nuno Fidalgo

Setembro 2024

# Índice

1	Introdução .....	3
2	Metodologia .....	5
2.1	Estimação dos índices propostos .....	7
2.2	Matriz de Contribuições .....	8
3	Resultados .....	9
3.1	Vetor Segurança de Abastecimento .....	9
3.2	Vetor Qualidade de Serviço Técnica .....	10
3.2.1	Margens de confiança .....	10
3.2.2	Monetização dos benefícios .....	13
3.3	Vetor Eficiência da Rede .....	14
3.3.1	Monetização dos benefícios .....	15
3.4	Vetor Eficiência Operacional .....	16
3.4.1	Monetização dos benefícios .....	17
3.5	Vetor Acesso Novos Serviços .....	18
3.5.1	Monetização dos benefícios .....	20
3.6	Transição de benefícios por Pilares de Investimento .....	21
3.6.1	Monetização dos benefícios do pilar Modernização .....	21
3.6.2	Monetização dos benefícios do pilar Resiliência e Ambiente .....	22
3.6.3	Monetização dos benefícios do pilar Eletrificação e Descarbonização .....	22
3.6.4	Monetização dos benefícios do pilar Transformação Digital .....	23
3.6.5	Monetização geral do PDIRD-E 2024 .....	23
4	Conclusões .....	24
5	Referências .....	25

# 1 Introdução

A análise do impacto dos diferentes cenários de investimento constitui uma peça fundamental para a antecipação do estado da rede de distribuição, a médio/longo prazo. Na mesma perspetiva, a análise de benefício/custo constitui um importante contributo para ajudar à decisão no estabelecimento dum plano de investimentos harmonizado.

De forma a dar resposta às exigências do paradigma atual, a E-REDES atualizou a sua estratégia de comunicação e apresentação do plano de investimentos. Desta forma, desprendendo-se dos tradicionais vetores estratégicos, passou a classificar os investimentos na rede de distribuição de acordo com os seus potenciais impactos, segundo os seguintes Pilares de Investimento:

- Modernização
- Resiliência e Ambiente
- Eletrificação e Descarbonização
- Transformação Digital
- Suporte à Atividade

A caracterização dos impactos dos investimentos nestes pilares é fundamental para a tomada de decisão sobre os cenários de investimento mais adequados, de modo a evidenciar a racionalidade técnico-económica dos planos propostos.

Este relatório descreve sucintamente a metodologia e os principais resultados dos estudos realizados pelo INESC-TEC para estimação do impacto dos cenários de investimento nestes pilares.

O protocolo estabelecido entre a E-REDES e o INESC TEC especifica a necessidade de desenvolver uma metodologia, com uma ferramenta associada para estimar o impacto dos investimentos nestes pilares, em função de cenários de investimentos. Refira-se que o pilar “Suporte à Atividade”, foi descartado desta análise uma vez que esta somente contempla a rubrica de “investimento específico” estipulado para o PDIRD-E 2024.

Os cenários são definidos pelos montantes atribuídos aos diversos programas de investimento, em cada ano, e definidos pelo ORD ao selecionar um conjunto de projetos a realizar no horizonte temporal definido no planeamento (2026-2030). De acordo com a nova estratégia, o investimento alocado a cada pilar é caracterizado por um leque de programas de investimento com uma contribuição total, em detrimento da anterior estratégia que caracteriza o investimento por vetores de acordo com uma matriz de contribuição que dita a respetiva contribuição que cada programa tem no referido Vetor, perfazendo um total de 100% [1]-[2].

A presente versão do sumário executivo reflete a transição da metodologia desenvolvida e adotada anteriormente nos projetos [1]-[2], para dar resposta à nova abordagem por Pilares de Investimento. Nesta fase de transição, até que a estimação do impacto de investimentos seja viável de ser caracterizada com base em projetos individuais, numa análise desagregada de custo-benefício, como sugerido em estudos/edições anteriores em detrimento de uma análise de alto nível por pilares/vetores, optou-se por seguir a mesma metodologia já consolidada e aprovada pela comunidade científica [3]-[5]. Desta forma, estimou-se a evolução dos índices com base nos modelos anteriormente desenvolvidos, recorrendo aos investimentos por vetores.

Posteriormente, desagregaram-se os benefícios apurados por vetor em função do rácio de investimentos por programa de investimentos, permitindo assim determinar a monetização por Pilar de acordo com o leque de programas de investimento correspondentes.

Os estudos e resultados reportados neste documento têm em conta os investimentos considerados na proposta do PDIRD-E 2024 para o horizonte 2026-2030. Este Plano, refere-se aos níveis AT e MT, tanto em montantes de investimento, como em benefícios técnicos e respetiva monetização. Esta versão considera o cenário central de consumos do estudo de Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031 [6], realizado pela E-REDES, conforme proposta do PDIRD-E 2024, assim como a atualização dos modelos adotados para caracterizar a evolução dos índices e respetiva monetização, de forma a incluir os dados históricos mais recentes.

## 2 Metodologia

Um dos pilares da metodologia proposta consiste na adoção de índices objetivos e mensuráveis para caracterização da Rede Nacional de Distribuição (RND), relativa à quantificação dos impactos nos cenários de investimento para os vetores Segurança de Abastecimento (SA), Qualidade de Serviço Técnica (QST), Eficiência da Rede (ER), Eficiência Operacional (EO) e Acesso a Novos Serviços (ANS), sendo descartado desta análise os investimentos afetos ao vetor “Outros”.

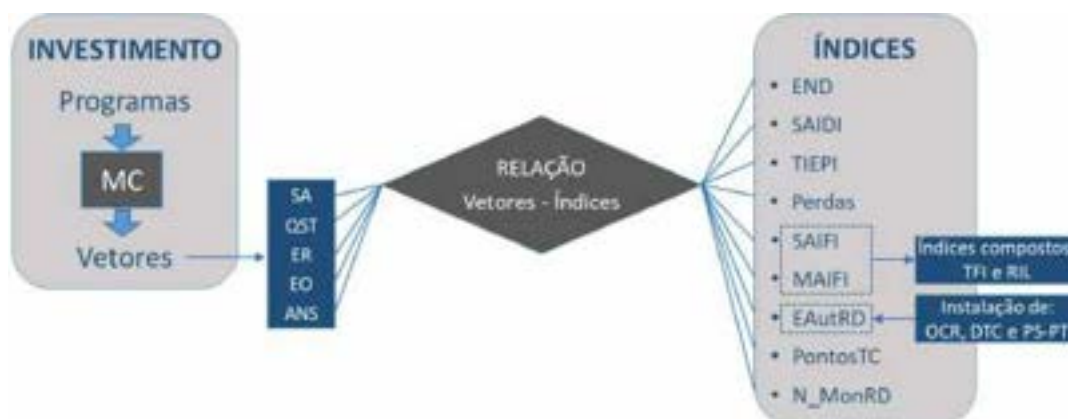


Figura 1 – Esquematisação das interações previstas na metodologia proposta.

A Figura 1 esquematiza as interações entre as grandezas consideradas na abordagem implementada, a qual pode ser dividida em três fases principais.

A primeira fase requer a inferência de relações entre os vetores de investimento e os objetivos estratégicos, ou seja, os índices selecionados para classificar o estado da RND. Isto permite estimar a evolução do estado da RND ao longo do plano, em função do investimento previsto no Plano. A parte final desta fase consiste na determinação dos intervalos de confiança associados às projeções dos índices QST.

Neste estudo considerou-se que a caracterização da SA seria feita através do indicador Energia Não Distribuída (END), assumindo-se que os eventuais problemas neste vetor se traduzirão em falhas na provisão da energia.

A QST será sobretudo caracterizada pelos índices SAIDI e TIEPI para o nível de tensão MT. Os indicadores SAIFI e MAIFI são, neste ponto, considerados como índices complementares, que também contribuirão para caracterizar a qualidade de serviço em termos latos.

A ER será representada pelas perdas técnicas na rede de distribuição.

O vetor EO é caracterizado pelos seguintes indicadores: EAuTRD – Indicador de automatização da rede MT da RND, representado pelo número de elementos de controlo instalados na rede. No cálculo deste indicador considerou-se o número de PontosTC – Indicador dos pontos com capacidade de telecomando instalados na rede aérea e subterrânea da RD; TFI – Total da frequência de interrupções longas e curtas, dado pela soma dos dois índices estimados no estudo do vetor QST (SAIFI+MAIFI); RIL – Rácio entre as interrupções longas e o total de interrupções (SAIFI/TFI). Por último, o vetor ANS analisa os benefícios decorrente da instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede, os quais permitirão, entre

outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede e exercer ações de controlo locais.

De forma a mensurar o nível de monitorização da rede (N\_MonRD), definiu-se um índice com base nos rácios de DTC instalados face ao número de PTD, de EB e EB com telegestão face ao número de clientes BT e de IP e de MT e AT com capacidade de telecontagem face aos respetivos números de clientes. A fase seguinte consiste na implementação duma ferramenta que sintetiza os principais resultados, permitindo a estimação dos impactos, para um horizonte de 5 anos, em função de alterações nos investimentos e de outros parâmetros de entrada (e.g., evolução da procura, número de clientes, PTD, produção prevista da PRE).

Na fase final, para cada vetor, são monetizados os benefícios a longo prazo decorrentes dos investimentos. A comparação de custos e benefícios é um elemento frequentemente utilizado para ajuda à decisão. Neste estudo, a monetização é caracterizada pelo Valor Atual Líquido (VAL) que considera uma taxa de atualização de 4.5%<sup>1</sup> e um horizonte temporal de 30 anos.

Refira-se que os investimentos considerados para a monetização dos benefícios consideram a totalidade do investimento afeto a cada vetor. Contudo, no processo de estimações dos índices adotados para caracterizar a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência Operacional, optou-se por descartar os investimentos afetos a projetos sem qualquer impacto direto nos índices (e.g., adequação de redes aéreas, segurança integrada ciber-física da RND, fibra ótica), de modo a acautelar projeções otimistas.

Os investimentos nos diferentes vetores podem resultar em benefícios cruzados ou com características similares. Por exemplo, o investimento no vetor SA resulta no reforço de infraestruturas da rede (sobretudo linhas e transformadores), o que aumenta o potencial de alimentação de consumos mais elevados. O reforço ou integração de novas linhas também contribui para a redução de perdas, ou seja, também contribui para o vetor ER. Por outro lado, sendo os novos ativos intrinsecamente mais fiáveis, resultam também em benefícios na QST. A matriz de contribuições, apresentada na secção 2.2, tem como objetivo caracterizar em que medida os diferentes programas de investimento contribuem para os diferentes vetores. Neste sentido, esta matriz ilustra a interseção de efeitos cruzados. Assim como um determinado programa contribui para diferentes vetores, o investimento num dado vetor pode também contribuir para melhorar diferentes indicadores de qualidade (e benefícios) associados a outros vetores.

Por outro lado, o mesmo tipo de benefício pode ser obtido através de diferentes abordagens de investimento. Por exemplo, os investimentos no vetor ANS resultarão na possibilidade de oferecer novas funcionalidades aos consumidores BT, nomeadamente a implementação de comunidades de energia e mercados locais, assim como um maior controlo dos recursos energéticos disponíveis, incluindo armazenamento, produção distribuída e carregamento de veículos elétricos. Em resultado deste investimento, espera-se que o investimento no vetor ANS contribua para alterar o diagrama de carga quer em amplitude (por aproveitar melhor os recursos energéticos locais), quer na sua forma (*peak shaving*), o que diminuirá a ponta, contribuindo para a segurança de abastecimento. Note-se que o investimento direto no vetor SA reforça a infraestrutura da RND, enquanto o investimento no

---

<sup>1</sup> Taxa de atualização utilizada nos estudos técnicos de planeamento

vetor ANS potencia a melhoria do diagrama de carga. Uma vez que a segurança de abastecimento depende da relação entre a ponta do diagrama e a capacidade do ativo (linha ou transformador), isto significa que, neste aspeto, o benefício de ambos pode ser visto de forma semelhante.

## 2.1 Estimação dos índices propostos

A estratégia utilizada para construir modelos de estimação dos índices inclui os seguintes passos principais:

1. Análise da evolução histórica dos índices;
2. Identificação dos fatores potencialmente influentes.
  - a. Para o caso SA, assumiu-se que a END depende sobretudo de a capacidade da rede suprir as pontas. A END depende da situação atual (relação entre a ponta e a capacidade nominal de cada transformador AT/MT e MT/MT), do crescimento anual do consumo e da forma do diagrama (adotou-se o diagrama medido da AT de 2022 disponibilizado pela E-Redes).
  - b. Para o caso da QST, assumiu-se que os indicadores SAIDI, TIEPI, SAIFI e MAIFI<sup>2</sup> dependeriam do estado da rede (representado pelas estâncias anteriores destes indicadores), do investimento direcionado para a melhoria da QST, do custo com manutenção excetuando a corretiva e da energia em trânsito na rede (representada pelo consumo estimado na rede de distribuição).
  - c. Para o caso da ER, foi adotado o modelo e valores de referência apresentados em [2], [7]-[9], nos quais se presume que as perdas técnicas dependem do consumo e da PRE. Foi também incluído um termo relacionado com o investimento (custo) em redução das perdas.
  - d. Os benefícios decorrentes do vetor EO traduzem-se em ganhos nas frequências de interrupção (SAIFI e MAIFI) e em menores gastos com as equipas de manutenção. Este vetor é caracterizado pelo conjunto de índices anteriormente referidos, que relaciona a quantidade de elementos de automatização com os ganhos de eficiência operacional (OPEX).
  - e. O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos em ANS, baseia-se no pressuposto de que estes novos serviços induzirão alterações nos consumos. Realizou-se assim, uma análise de sensibilidade no sentido de caracterizar a evolução da procura (e da ponta) em função do N\_MonRD, determinando-se assim os custos evitados pelo adiamento de investimentos em SA.
3. Realização de testes de regressão (inferência de relações entre entradas e saídas). Foram testados diversos tipos de modelos e diversos tipos de transformações (exponencial, logarítmica, etc.) das variáveis de entrada, de modo a avaliar os

---

<sup>2</sup> Neste estudo, considerou-se que os índices SAIFI e MAIFI dependem não apenas do investimento na QST mas também do investimento em EO.



diferentes tipos de efeitos. No final foram selecionados os modelos que melhor se adaptavam ao histórico disponível (menor erro).

4. A estimação de intervalos de confiança para os índices QST foi realizada com base nos registos históricos detalhados. Por exemplo, para o caso do TIEPI, foi considerado todo o conjunto disponível de registos diários de incidências. Esta análise foi também realizada ano a ano, de modo a evidenciar a tendência de redução da incerteza ao longo dos anos.

## 2.2 Matriz de Contribuições

A matriz de contribuições dita o contributo de cada programa de investimento nos diversos vetores e pilares, o que permite determinar os investimentos por vetor e pilar em função dos montantes alocados a cada programa (cenários de investimento). Os valores das contribuições por vetor foram definidos com base no contributo médio histórico dos projetos afetos a cada programa de investimento em cada um dos vetores de investimento.

A Tabela 1 apresenta a matriz de contribuições em vigor.

**Tabela 1 – Matriz de contribuições entre programas, vetores e pilares de investimentos.**

Programas de Investimento	Vetores de Investimento						Pilares de Investimento			
	SA	QST	ER	EO	ANS	Outros	Modernização	Resiliência e Ambiente	Eletrificação e Descarbonização	Transformação Digital
Inv. Obrigatório (exclui eq. de contagem)	85%	5%	5%	5%					100%	
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						100%				100%
Adequação de redes aéreas	85%	5%	5%	5%				100%		
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%					100%	
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%				100%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%						100%
Promoção Ambiental						100%		100%		
Mitigação do Risco na Oper. de Infra. Críticas						100%		100%		
Aut. de SE e Mod. Sist. Prot. Com. e Controlo		70%		30%			100%			
Sist. Intel. de Sup. e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%					100%
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%					100%	
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%			100%			
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%	100%			
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%		100%		
Ligações aos Operadores de Redes BT	60%	10%	20%	10%					100%	
Programa de Inv. Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%	100%			

### 3 Resultados

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos ao longo do estudo e as previsões para os índices, adotados para classificar os investimentos nos vetores SA, QST, ER, EO e ANS. São ainda apresentadas as respetivas monetizações por vetor, seguidas das monetizações por pilar e global, obtidas através da aferição de benefícios por programas de investimento e posteriormente transcritas para os pilares.

#### 3.1 Vetor Segurança de Abastecimento

Para este vetor foi calculado o benefício de investir em SA decorrente dos custos evitados por compensação da END (valorizada regulamentarmente em 4500 €/MWh).

Neste estudo foi considerada uma análise de sensibilidade aos diversos cenários de evolução da procura (inferior, central e superior) considerados na proposta do PDIRD-E 2024. Para isso, analisou-se o impacto de uma variação em torno dos diversos cenários de mais 0,5% e menos 0,5%, a partir de 2031. A Figura 2 compara a evolução anual acumulada do custo de potência cortada com o valor de investimento anual acumulado em SA, nos níveis AT e MT (período 2027-2061), para o Cenário Central de evolução da procura considerado na proposta do Plano e para o investimento previsto no período respetivo (2026-2030). As tendências a verde, amarelo e laranja (custo\_SA) representam os benefícios para a análise de sensibilidade referida atrás. No gráfico observa-se que os benefícios são coincidentes até 2031, que representa o ano seguinte ao último ano de investimentos do plano e quando se inicia a análise de sensibilidade. Refira-se ainda que a monetização é considerada até 30 anos posteriores ao final do plano (2061).

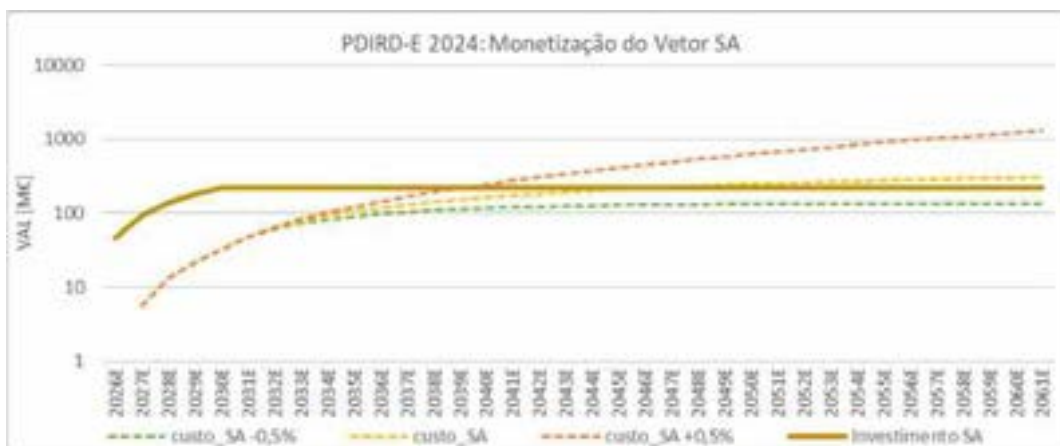


Figura 2 - Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura.

De acordo com a análise de sensibilidade ao cenário central verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo apenas não ultrapassa o investimento em SA previsto quando se considera um decréscimo da ponta de -0,5%. Note-se também que os referidos cenários de procura apenas fornecem projeções até 2031, tendo-se optado por assumir uma posição conservadora mantendo a evolução da ponta constante após esse período.

## 3.2 Vetor Qualidade de Serviço Técnica

Esta secção sintetiza os resultados relativos aos índices de QST que caracterizam a rede em termos do vetor QST. Para além dos índices, foram também estimados os valores correspondentes às margens de confiança de 5% e de 95%, tal como se descreve na secção seguinte. Os resultados por zonas QST são obtidos por modelos de estimação semelhantes aos globais e com restrições adaptadas aos respetivos dados.

### 3.2.1 Margens de confiança

A estimativa das margens de confiança associadas aos índices SAIDI e TIEPI foi baseada na análise dos registos históricos dos incidentes. Isto permitiu inferir os valores dos limites para as margens de confiança de 5% e de 95%. A Figura 3 mostra a evolução histórica destes índices de 2008 a 2023, assim como as projeções obtidas para o intervalo de 2024 a 2031, para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%. Estas estimativas foram determinadas ao considerar o cenário central de consumos do estudo realizado pela E-REDES e os investimentos previstos na proposta do PDIRD-E 2024.

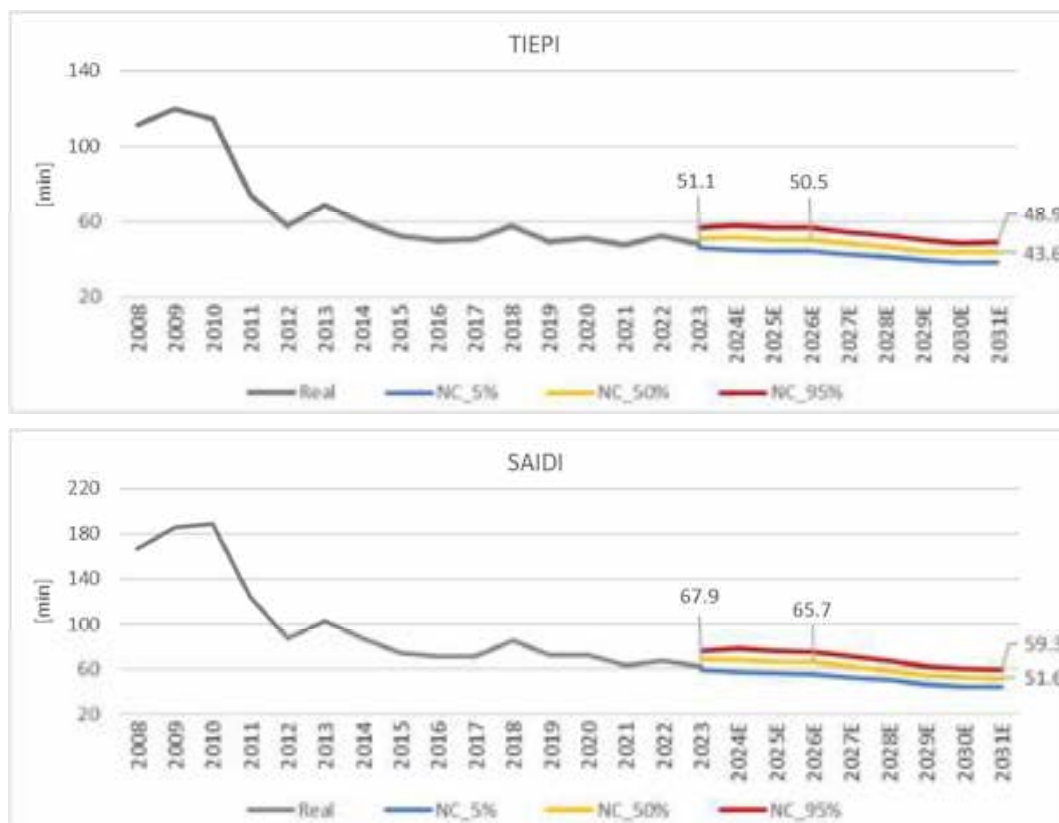


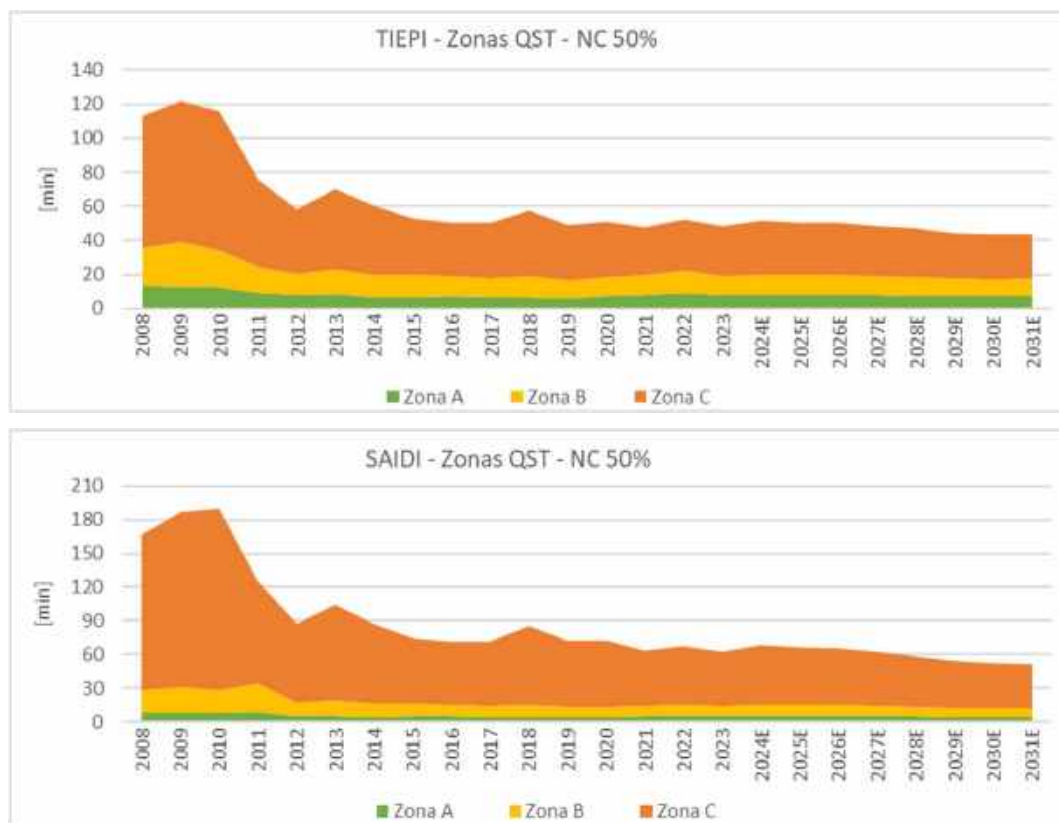
Figura 3 – Estimativa dos índices TIEPI e SAIDI para os níveis de confiança de 5%, 50% e 95%.

A Figura 3 mostra que se espera uma melhoria nos índices globais TIEPI e SAIDI, em comparação com o valor de referência projetado pelo modelo para o ano de 2026, que representa o início dos investimentos do PDIRD-E 2024. Esta melhoria significativa, de sensivelmente 14% para o TIEPI e 21% para o SAIDI, é mais evidente após 2026 e é explicada pelo forte aumento do investimento estipulado no plano para este vetor, que passou para mais

do dobro dos montantes históricos. Além disso, observa-se uma ligeira diminuição nas margens de confiança, em consonância com o histórico analisado e a respetiva diminuição dos índices.

Paralelamente a esta análise, influenciada pela incerteza e pelas evidentes alterações climáticas, espera-se um aumento de eventos excecionais. Assim, optou-se por apresentar também a evolução dos índices, considerando, para 2031, uma Margem de Confiança (MC) de 95%, prevendo-se, de uma perspetiva conservadora, uma melhoria de 3% para o TIEPI e de 10% para o SAIDI.

Nos gráficos seguintes, encontram-se as projeções por zonas QST do RQS (A, B e C). As margens de confiança por zonas QST foram definidas com base numa distribuição proporcional dos valores globais.



**Figura 4 - Estimação dos índices TIEPI e SAIDI por Zonas QST para o nível de confiança de 50%.**

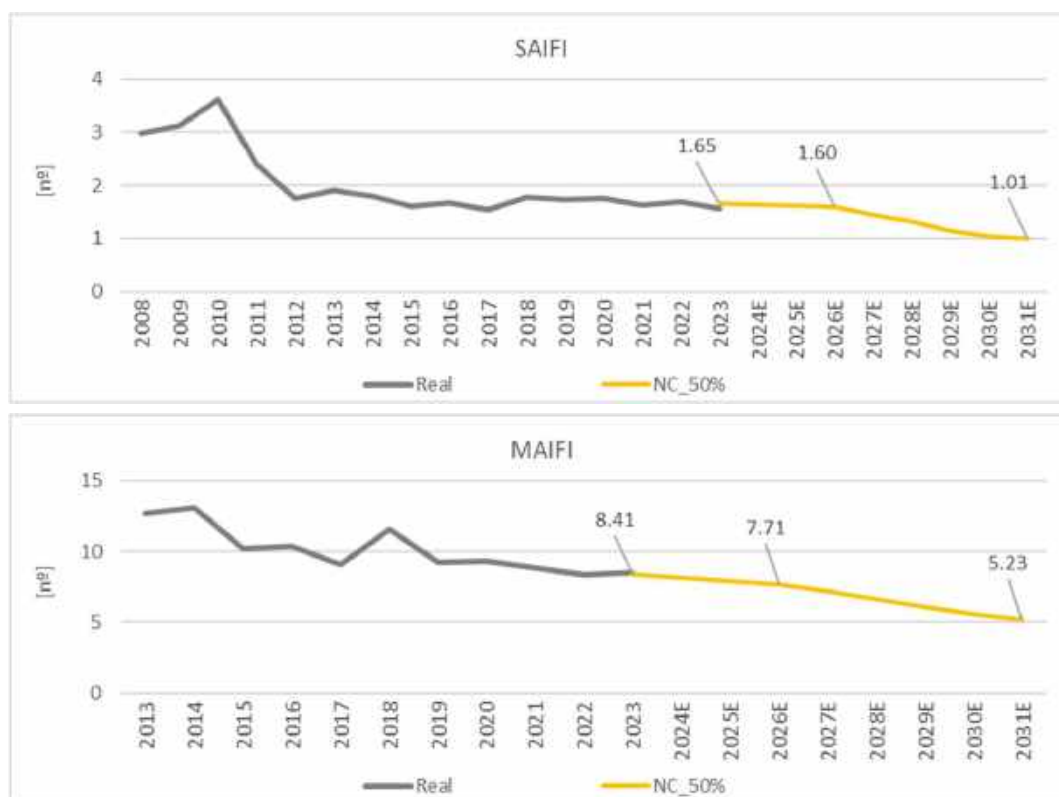
Os resultados estimados, apresentados na Figura 4 para um nível de confiança de 50%, apontam para uma melhoria em todas as Zonas QST. Na Tabela 2, apresentam-se os rácios médios dos investimentos históricos (entre 2019 e 2023) e os previstos na proposta do PDIRD-E 2024. Além disso, comparam-se as variações dos índices TIEPI e SAIDI por zona QST, tomando como referência o valor projetado para 2026 (com MC de 50%) e as projeções para 2031, considerando tanto uma Margem de Confiança de 50% como de 95%.

**Tabela 2: Rácios históricos e previstos na proposta do PDIRD-E 2024 e respetivas variações dos índices TIEPI e SAIDI por zona QST (MC 50% e 95%).**

	Zona A	Zona B	Zona C
<i>Inv. QST (2019-2023)</i>	19.7%	19.1%	61.3%
<i>Inv. QST (PDIRD-E 2024)</i>	14.6%	15.9%	69.5%
<i>Variação TIEPI (MC: 50%)</i>	-6.2%	-16.8%	-17.7%
<i>Variação TIEPI (MC: 95%)</i>	6.9%	-2.4%	-3.2%
<i>Variação SAIDI (MC: 50%)</i>	-13.0%	-28.4%	-28.7%
<i>Variação SAIDI (MC: 95%)</i>	1.5%	-11.8%	-12.1%

Ao observar-se os gráficos da Figura 4, onde se verifica que a parcela correspondente à zona C é mais significativa no SAIDI, em conjunto com a Tabela 2, que apresenta um aumento de investimento nesta zona face ao histórico, percebe-se de onde advém uma melhoria mais significativa do SAIDI global, apresentado na Figura 3.

Na Figura 5, encontram-se os índices complementares de QST, SAIFI e MAIFI, posteriormente utilizados na monetização do vetor EO.



**Figura 5 – Estimativa dos índices SAIFI e MAIFI (MC 50%).**

Na figura 5, observa-se que, no final do plano, há uma melhoria significativa dos índices SAIFI e MAIFI face ao valor de referência para o ano de 2026, com aumentos de sensivelmente 37% e 32%, respetivamente. Note-se que estes índices são estimados não só com o investimento em QST, mas também com o investimento em EO, que neste plano apresenta igualmente um incremento significativo. Embora os modelos de estimação utilizem uma base logarítmica para os investimentos, permitindo que lidem com oscilações significativas, é fundamental ressaltar que, ao longo de todo o histórico utilizado para treinar os modelos, não houve investimentos de

tal magnitude. Este facto leva-nos a alertar para a possibilidade de que estes não terem uma evolução tão acentuada.

Com base no histórico até ao ano de 2023 e nos valores dos índices QST projetados pelo modelo para o mesmo ano, verifica-se que este foi um ano excepcionalmente bom em termos de QST, registando-se valores históricos inferiores aos projetados para uma MC de 50%.

### 3.2.2 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios do investimento no vetor QST inclui duas parcelas. A primeira utiliza o conceito de evolução da END decorrente deste investimento em comparação à evolução da mesma desconsiderando o investimento neste vetor. A END é valorizada de acordo com o previsto regulamentarmente, sendo a diferença entre as duas situações (com e sem investimento) considerada como a primeira componente do benefício. A segunda parcela considera o impacto em termos do mecanismo de incentivo à qualidade de serviço [10], que se divide em duas componentes: uma baseada no indicador TIEPI (C1) e outra no SAIDI dos 5% piores PT (C2). Optou-se por incluir a componente 2 do incentivo à QST, uma vez que o seu incentivo triplicou, passando assim a ter mais expressão na monetização total. Para tal, e uma vez que não existem modelos definidos para estimar a evolução do SAIDI decorrente dos 5% piores PT, recorreu-se a uma regressão linear que relaciona o SAIDI com o SAIDI dos 5% piores PT, uma vez que estes apresentam um bom coeficiente de determinação ( $R^2$ ), como se observa na Figura 6.

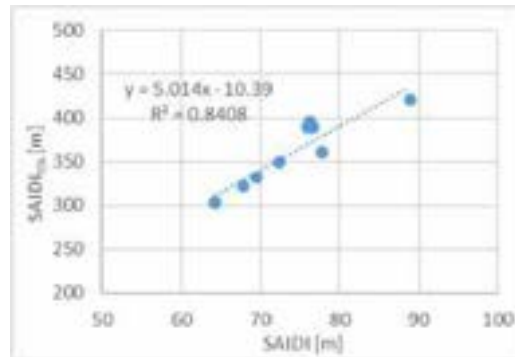
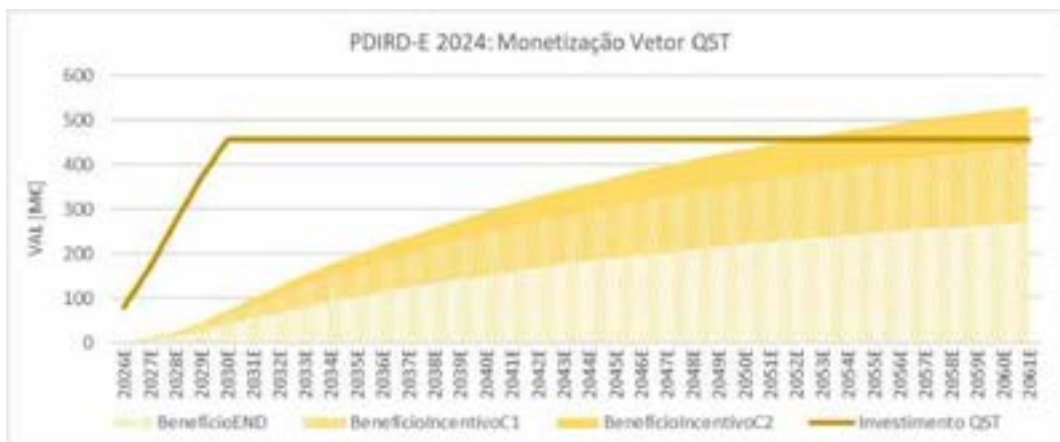


Figura 6 – Relação entre SAIDI e SAIDI dos 5% piores PT.

A comparação dos valores esperados para estes índices nas situações com e sem investimento QST dá origem a um diferencial em termos de remuneração (incentivo). Este diferencial é assumido como a segunda parcela do benefício, composto pela componente 1 e 2 do incentivo à QST.

Ambas as parcelas são estimadas para um período de 30 anos, sendo os benefícios globais caracterizados em termos do Valor Atual Líquido (VAL).

Note-se ainda que esta análise não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias entre diferentes zonas do país. Embora se trate dum objetivo honorável (princípio da não-discriminação), a valorização deste aspeto em termos monetários é bastante complexa e sujeita a subjetividades.



**Figura 7 – Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST.**

A Figura 7 sintetiza os resultados mais relevantes desta análise custo vs benefício. Verifica-se que os benefícios quantificados, acumulados ao longo do horizonte de estudo (30 anos), são suficientes para atingir o investimento efetuado em QST no período 2026-2030, já que se estima que a sua monetização ocorra em 2052.

A monetização alcançada, mesmo para níveis de investimentos muito superiores aos históricos, prende-se sobretudo à atualização dos montantes de referência, tanto da END (atualizada de 3000€/MWh para 4500€/MWh), bem como das componentes de incentivo à QST (atualizadas de 4M€ para 6M€ e de 1M€ para 3M€, para as componentes 1 e 2 respetivamente) e dos índices de referência TIEPI<sub>Ref</sub> (passa de 70.21min para 65.21min) e do SAIDI<sub>5%\_Ref</sub> (passa de 510min para 470min) definidos para o cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, como sugerido nas anteriores edições deste estudo.

Refira-se, ainda, que no processo de valorização da END, consideraram-se constantes os atuais parâmetros regulatórios (2022-2025) ao longo de todo o período de monetização (30 anos).

### 3.3 Vetor Eficiência da Rede

A Figura 8 apresenta a evolução das perdas técnicas estimadas na rede de distribuição, tanto referentes aos dados históricos de perdas técnicas, como às projeções realizadas, considerando o cenário central de consumos e o investimento previsto na proposta do PDIRD-E 2024. As projeções da evolução das perdas técnicas em termos percentuais apontam para um ténue aumento dos valores (+0.2%), ao longo do período de impacto dos investimentos em ER, 2027-2031.



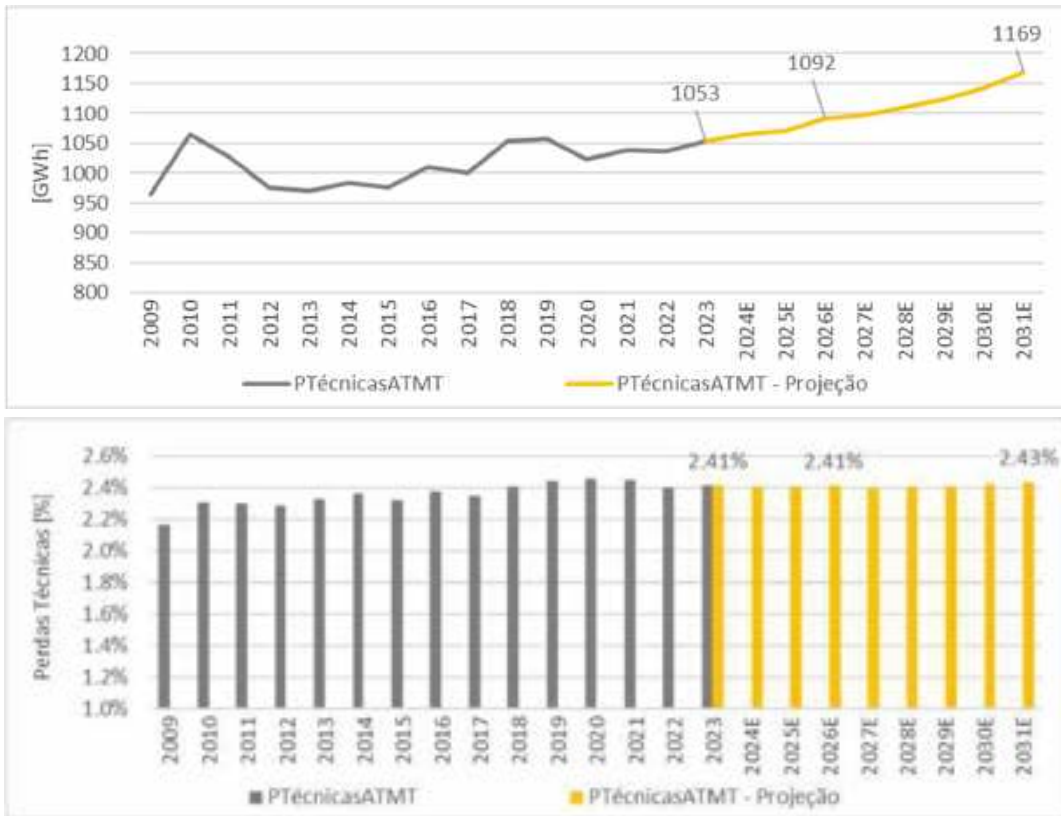


Figura 8 - Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].

### 3.3.1 Monetização dos benefícios

A monetização deste vetor é dada pela diferença entre a evolução das perdas técnicas com e sem consideração do investimento em ER.

A Figura 9 apresenta o benefício a longo prazo por investimento na rede (ou seja, o valor das perdas evitadas) e o investimento acumulado ao longo do período do PDIRD-E 2024. Como se observa, o benefício que deriva do investimento em ER, mesmo tendo este duplicado, atinge a sua monetização em 2055.



Figura 9 - Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER.



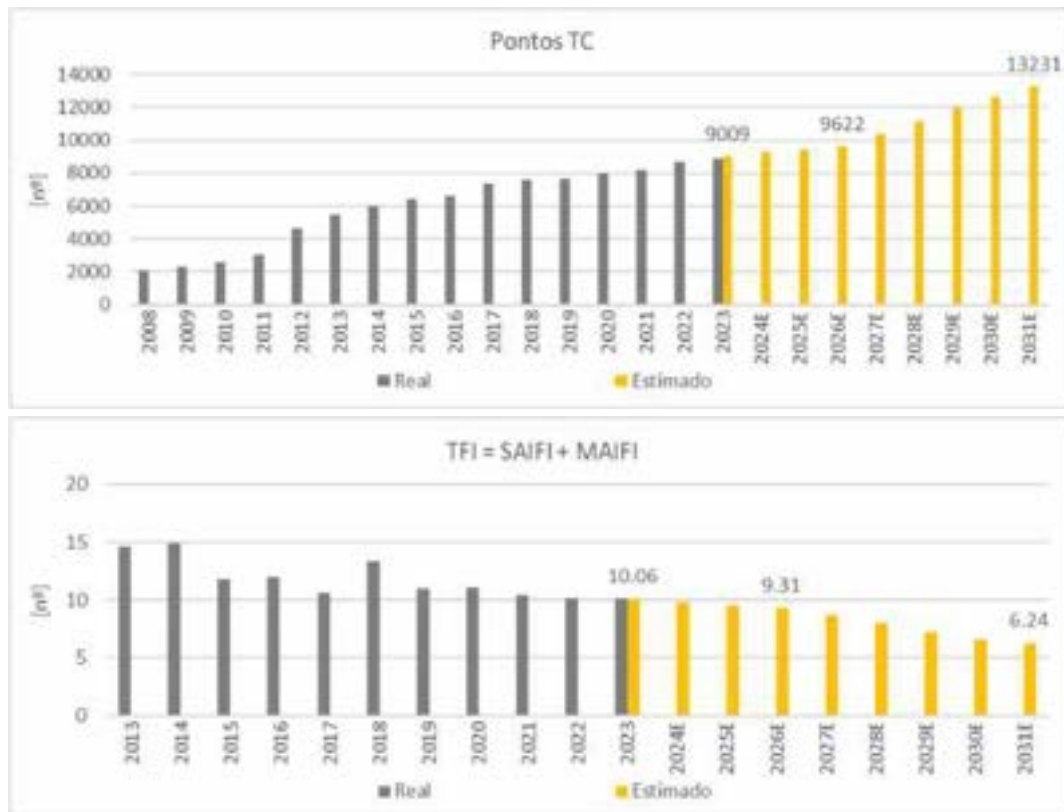
Têm sido desenvolvidos outros estudos sobre perdas, nomeadamente sobre o impacto da produção distribuída (PD) nas perdas da rede [11]. Estes estudos mostram que a PD tem um impacto considerável nas perdas, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever este módulo.

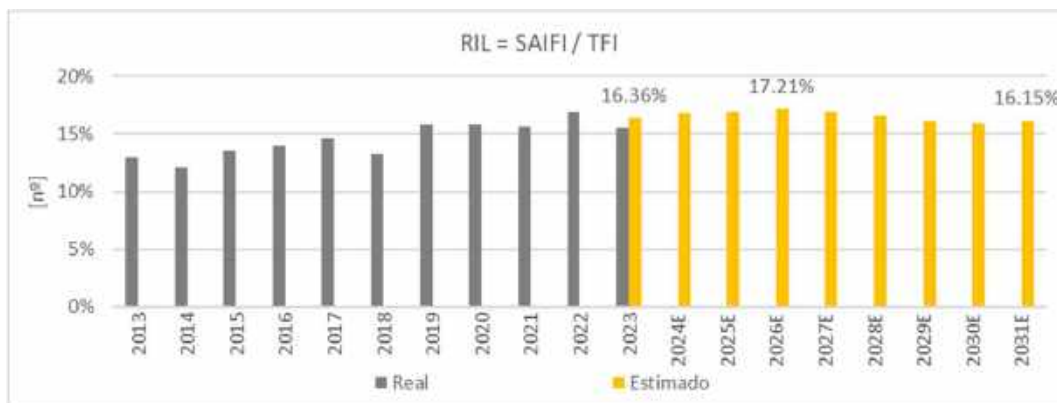
### 3.4 Vetor Eficiência Operacional

Os investimentos associados a este vetor visam obter benefícios efetivos na redução dos custos de operação da rede de distribuição. A construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de modo a responder mais rápida e adequadamente a eventuais incidentes tem grande impacto neste vetor, mas é de avaliação muito complexa.

Os investimentos feitos neste vetor são realizados com o objetivo de obter benefícios efetivos em termos do custo de operação da rede de distribuição. Estes investimentos referem-se aos níveis de tensão AT e MT, e conseqüentemente, relacionados com a construção de uma rede cada vez mais sensorizada, com maior nível de automatização e mais inteligente, de forma a responder mais rápida e adequadamente a eventuais incidentes. Desta forma, o investimento em EO pode induzir também melhorias na qualidade de serviço (não monetizadas no vetor).

A Figura 10 expõe os principais resultados obtidos pelos ME desenvolvidos com base nas considerações e metodologia atrás explicadas.





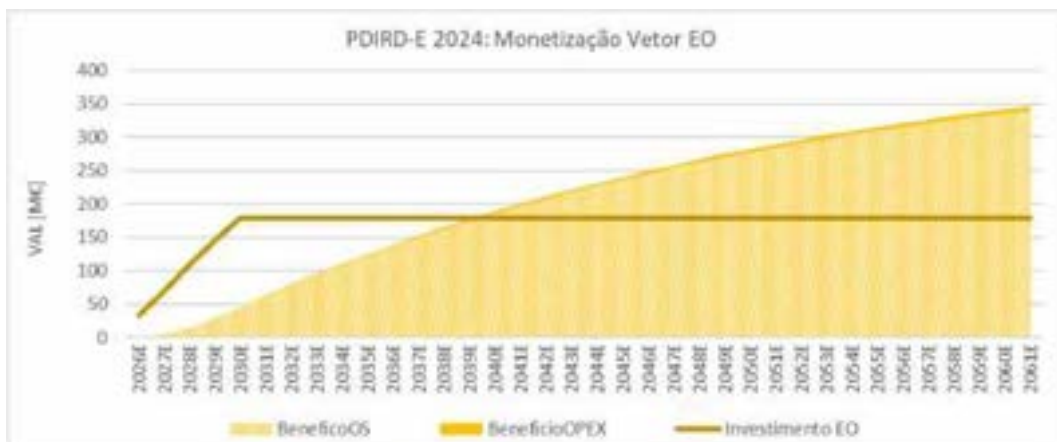
**Figura 10 – Estimativa dos índices PontosTC, TFI e RIL.**

A Figura 10, apresenta um crescimento dos PontosTC coerente com os investimentos efetuados. O TFI e o RIL, como demonstrado no vetor QST (3.2.1 , apresentam uma significativa melhoria no total de interrupções – TFI (-33.0%) e um ligeiro decréscimo das interrupções longas face às curtas – RIL (-6.2%) face aos valores de referência de 2026.

Note-se que o RIL serve sobretudo para caracterizar situações em que o número total de interrupções não varia, pretendendo demonstrar que parte das interrupções longas é transformada em interrupções curtas.

### 3.4.1 Monetização dos benefícios

A monetização dos benefícios decorrentes do investimento no vetor EO incluiu duas componentes. A primeira refere-se ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI. Este custo é calculado de acordo com os tempos médios apurados para um incidente e do rácio médio de incidentes que originam ordens de serviço (atualizados e apurados com base no histórico de incidentes registados entre 2020 e 2023), sendo o seu benefício dado pela diferença em se considerar os índices MAIFI e SAIFI com e sem investimento em EO. Note-se ainda que, por indicação da E-REDES, se considerou o valor de referência de 8 minutos para interrupções de curta duração. Neste estudo, considerou-se um custo médio de ordens de serviço de 250€/h. A segunda componente prende-se ao OPEX, relacionado linearmente com a evolução dos PontosTC. Ou seja, o benefício desta componente resulta do custo do OPEX/Cliente em função da evolução dos PontosTC, ao ser considerado ou não investimento em EO.



**Figura 11 – Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em EO.**

A Figura 11, expõe a célere monetização resultante dos investimentos em EO, ultrapassando o valor do investimento em 2040. Como referido, cabe-nos alertar que a evolução destes índices foi projetada para investimentos que ultrapassam em dobro os praticados no histórico, podendo estes índices ficar aquém do projetado e consequentemente também a sua monetização.

Como índice complementar, e à semelhança do benefício decorrente das ordens de serviço, calculou-se as emissões de CO<sub>2</sub>, considerando a evolução dos índices SAIFI e MAIFI com e sem investimento. No cálculo das emissões CO<sub>2</sub>, considerou-se como referência que são emitidas 150g/km e é percorrida uma distância média de 100km por ordem de serviço.



**Figura 12 – Emissões de CO<sub>2</sub> evitadas decorrentes do investimento em EO.**

Optou-se por não monetizar as emissões de CO<sub>2</sub>, uma vez que a penalização paga é residual quando comparado com os restantes montantes analisados.

### 3.5 Vetor Acesso Novos Serviços

O vetor ANS inclui investimentos em dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede que permitirão obter informação complementar, assim como processamento e ações a nível local, permitindo, entre outros:

- Menor manutenção e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes;
- Contribuição para o estabelecimento de mercados de energia locais;
- Contribuição para estimação de perdas técnicas;
- Contribuição para identificação de anomalias de consumo/fraudes;
- Exploração de unidades de armazenamento;
- Localização de defeitos;
- Maior consciencialização dos consumidores sobre os seus consumos (testes do *InovCity* mostraram reduções de consumo de 3,9%) [12]. Embora se trate dum benefício ao nível BT, esta redução também teria impacto nos níveis superiores.

A Figura 13 apresenta a evolução do N\_MonRD projetada para o cenário central de consumos considerado no Plano<sup>3</sup>.

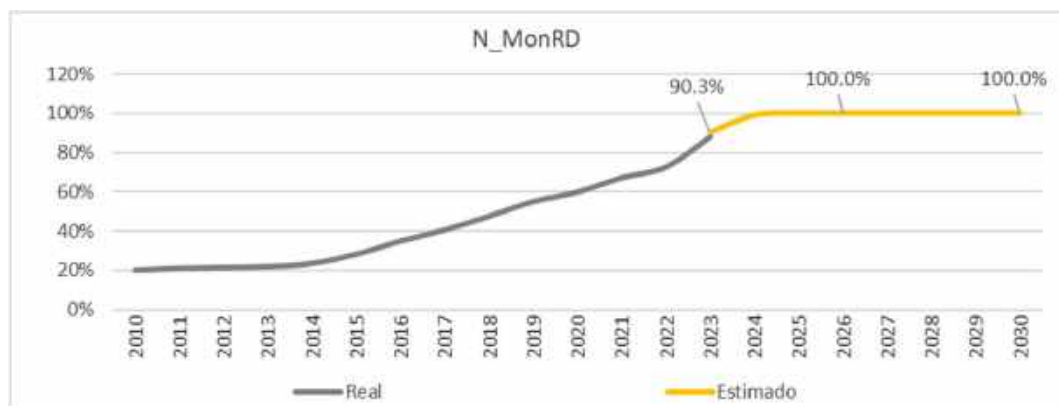


Figura 13 – Projeções para o N\_MonRD.

A Figura 13 mostra que a rede atingirá o seu potencial máximo de monitorização ainda antes do plano em análise. Por indicação da E-REDES e segundo normas regulamentares a rede deverá ficar totalmente monitorizada ainda em 2024. Contudo, como por vezes a instalação deste tipo de equipamentos não depende somente do operador da rede, assumiu-se uma percentagem para o N\_MonRD de 99% em 2024, sendo os 100% atingidos já em 2025.

Contrariamente aos restantes vetores, que incrementam significativamente os seus investimentos no PDIRD-E 2024, este cai para cerca de 20% em comparação com o estimado para os 5 anos anteriores ao plano em análise (2021-2025). Isto deve-se sobretudo ao facto de os investimentos em ANS passarem agora a ter o objetivo de manter esta monitorização a 100%, compensando assim a renovação de equipamentos em fim de vida útil e a instalação de novos equipamentos resultante do aumento de clientes e da expansão da rede.

Com base no estudo referido e no pressuposto de que o consumo em BT representa sensivelmente 59% do trânsito em MT, aferiu-se que o potencial máximo para redução da ponta para um nível de monitorização total (semelhante à do estudo) seria de 2,3%. Na Figura 14, observa-se a redução de ponta estimada para o N\_MonRD anteriormente apresentado.

<sup>3</sup> Conforme estudo E-REDES de previsão da procura de eletricidade 2024-2031.



Figura 14 – Projeções para a redução de Ponta.

Estes elementos possuem uma vida útil relativamente reduzida (cerca de 15 anos), o que obriga a um reinvestimento em ANS antes do fim do período de monetização. Para integrar este efeito, considerou-se que a cada ano era reduzido o benefício de ponta alcançado 15 anos antes em 90%. A Figura 15 ilustra o efeito referido.



Figura 15 – Projeções para a potencial redução de Ponta derivada da monitorização, a redução de ponta decorrente do investimento em ANS no PDIRD-E 2024 e da mesma considerando a vida útil dos dispositivos.

Como referido, verifica-se que o potencial máximo de redução é atingido antes de se iniciar o PDIRD-E 2024, sendo a sua potencial redução de ponta via investimentos em ANS residual e afeta sobretudo à manutenção, ou, a incrementos derivados de novos clientes, de equipamentos de monitorização.

### 3.5.1 Monetização dos benefícios

A monetização dos investimentos para o vetor ANS teve por base o custo com a END, consequente da incapacidade de fornecimento de energia pelos transformadores AT/MT e MT/MT, semelhante ao realizado na SA. O benefício calculado para este vetor resulta da diferença do potencial de redução de ponta ao manter os níveis de monitorização a 100%.

A Figura 16 apresenta o benefício a longo prazo, bem como os custos associados ao investimento ANS. Como expectável, visto o potencial de redução de ponta se fixar em 0,16% pela não manutenção dos níveis de monitorização a 100%.

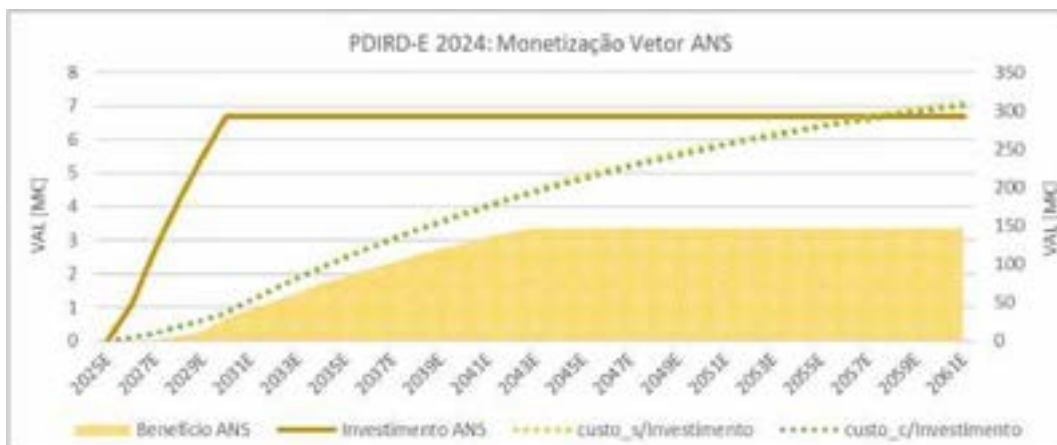


Figura 16 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS.

### 3.6 Transição de benefícios por Pilares de Investimento

Uma vez que a E-REDES alterou a sua estratégia de comunicação e desagregação de investimentos para pilares, tornou-se necessário transitar os benefícios para pilares. Desta forma, com base nos investimentos desagregados por programa de investimentos e na matriz que relaciona os mesmos com os tradicionais vetores e os pilares, exposta na Tabela 1. Esta desagregação de benefícios teve por base o rácio de investimentos por programa em relação à sua totalidade, apurados para cada vetor. Posteriormente, e, uma vez que os pilares se relacionam com os programas com uma contribuição a 100%, somam-se os benefícios de cada programa afetos aos pilares. Refira-se que esta desagregação foi feita anualmente para todo o período de monetização do PDIRD-E 2024.

As secções seguintes, mostram os investimentos e benefícios apurados para cada um dos pilares com custos atualizados ao ano 0, semelhante ao adotado por vetores. Nestes resultados, são apresentados os investimentos globais por pilar e os mesmos deduzidos do investimento afeto ao vetor “Outros”, não considerado na monetização por vetores.

#### 3.6.1 Monetização dos benefícios do pilar Modernização

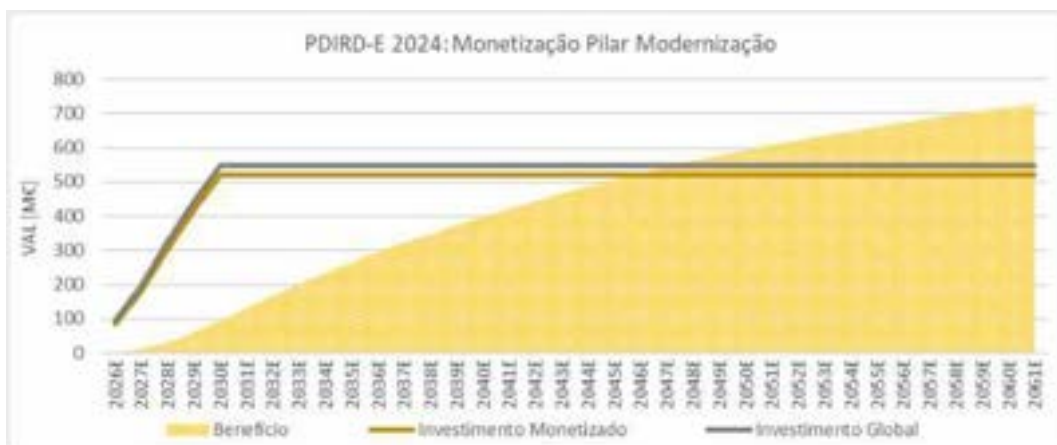


Figura 17 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em Modernização.



A Figura 17 mostra que este pilar atinge a sua monetização quer se considere somente o investimento monetizado, ou o global, em 2046 e 2048 respetivamente. Uma vez que este pilar absorve principalmente investimentos do vetor QST e EO, que apresentam benefício, é perceptível a sua monetização.

### 3.6.2 Monetização dos benefícios do pilar Resiliência e Ambiente



Figura 18 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em Resiliência e Ambiente.

A Figura 18 mostra que este pilar atinge a sua monetização somente quando se considera o investimento monetizado, em 2050. Uma vez que este pilar absorve grande parte do investimento afeto ao vetor “Outros”, sem benefícios associados, é perceptível a sua não monetização ao considerar o investimento global que excede em dobro o seu investimento.

### 3.6.3 Monetização dos benefícios do pilar Eletrificação e Descarbonização



Figura 19 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em Eletrificação e Descarbonização.

A Figura 19 mostra que este pilar não absorveu investimentos afetos ao vetor “Outros”, atingindo a sua monetização em 2048. Uma vez que este pilar absorve investimentos afetos unicamente a vetores monetizados, sem absorver investimentos dos vetores ANS e “Outros”, seria já expectável a sua monetização.

### 3.6.4 Monetização dos benefícios do pilar Transformação Digital

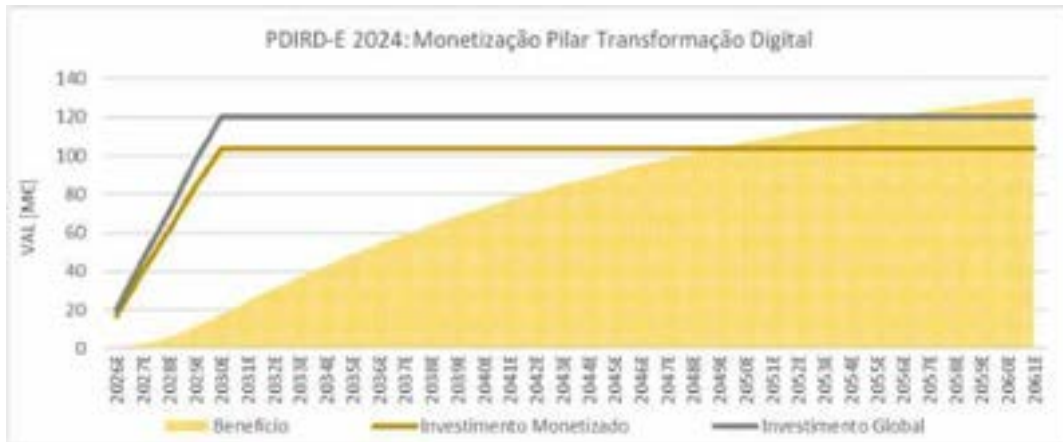


Figura 20 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em Transformação Digital.

A Figura 20 mostra que este pilar atinge a sua monetização quer se considere somente o investimento monetizado, ou o global, em 2049 e 2056 respetivamente. Este pilar, mesmo absorvendo praticamente todo o investimento do vetor ANS (que não atinge a sua monetização) revelou-se capaz de ser monetizado, uma vez que absorve dois programas maioritariamente afetos a SA e QST, que além de tornarem o investimento absorvido do vetor ANS residual, apresentam benefícios ao longo da monetização.

### 3.6.5 Monetização geral do PDIRD-E 2024

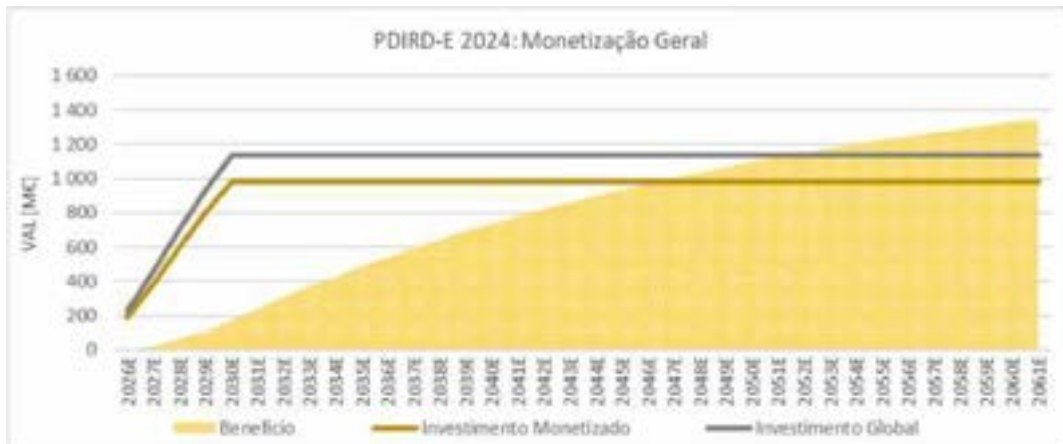


Figura 21 - Comparação entre a evolução do benefício e o investimento total previsto no PDIRD-E 2024.

A Figura 21 mostra que a totalidade do investimento previsto para o PDIRD-E 2024 atinge a sua monetização quer se considere somente o investimento monetizado, ou o global, em 2047 e 2053 respetivamente.



## 4 Conclusões

Os modelos adotados neste estudo permitiram obter projeções para os indicadores adotados para os vetores SA, QST, ER, EO e ANS, decorrentes dos investimentos considerados na proposta do PDIRD-E 2024, tendo o seu investimento total ter sido monetizado.

Os resultados da análise de monetização dos vetores mostram que os investimentos propostos são adequados, com a exceção do vetor ANS que apresenta um investimento residual no plano proposto. Refira-se ainda, que a capacidade de monitorização da RND além de potenciar a redução de ponta avaliada, potência outro tipo de benefícios/serviços, tanto ao operador da rede como a clientes. Pelo contrário, o desinvestimento (ou adiamento de investimentos) pode conduzir a consideráveis custos a médio e longo prazo.

O investimento proposto no PDIRD-E 2024 garante a melhoria dos índices avaliados para a rede (secção 2.1), sendo que a monetização dos benefícios ultrapassa os montantes investidos em todos os pilares de investimento.


No caso dos índices adotados para caracterizar a QST e a EO, que contam com investimentos avultados, principalmente associados ao programa de “Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT”, cabe-nos alertar que as projeções foram obtidas com base em modelos de estimação adaptados a um nível de investimento bastante mais reduzido. No entanto, como referido, considera-se que a atualização dos valores de referência, definidos para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, permitiu uma monetização mais célere uma vez que estes se encontram mais enquadrados com o paradigma atual da rede.

Assim, os investimentos previstos na proposta final do PDIRD-E 2024 asseguram uma melhoria global da qualidade de serviço técnica. A redução de assimetrias, é conseguida pela orientação de um maior volume de investimento para as zonas onde se localizam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço (zona C do RQS).

Refira-se ainda que os cenários de projeção da procura, disponibilizados pela E-REDES, não contemplam projeções de ponta, tendo estas sido estimados numa relação direta com a evolução do consumo. Contudo, uma vez que o paradigma da procura está a mudar (e.g. aumento do autoconsumo, capacidade de produção de hidrogénio), perdendo-se assim a forte correlação entre procura e ponta, sugere-se que esta passe a ser disponibilizada ou estimada de outra forma.

## 5 Referências

- [1] INESC TEC, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na Qualidade de Serviço, na Eficiência da Rede, na Eficiência Operacional e no Acesso a Novos Serviços”, Projeto EstInvestQoS, Proposta de trabalho, maio 2017.
- [2] INESC TEC, “Modelo de estimação do impacto do investimento e da manutenção na Qualidade de Serviço Técnica”, Projeto leM\_QST, Proposta de trabalho, junho 2019.
- [3] Macedo PM, Fidalgo JN, “Decision Aid Tool to Mitigate Quality of Service Asymmetries in Distribution Networks”. 20<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market, EEM24, Istanbul 2024.
- [4] Fidalgo JN, Macedo PM, Rocha H, “Estimation of Planning Investments with Scarce Data – comparing LASSO, Bayesian and CMLR”. 19th International Conference on the European Energy Market, EEM23, Lappeenranta 2023
- [5] Fidalgo JN, Macedo PM, Saraiva JT, “Assessing the Impact of Investments in Distribution Planning”. 17th International Conference on the European Energy Market, EEM20, Stockholm 2020
- [6] E-REDES, “Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031”, junho 2024
- [7] Pedro Carvalho, João Santana, Marcelino Ferreira, João Machado, Alexandre Dias, “Avaliação do comportamento da rede de distribuição face ao crescimento da produção distribuída”, INESC-ID, Lisboa, 8 de junho 2016.
- [8] João Santana, Pedro Carvalho, Alexandre Dias, “Certificação do Modelo de Perdas das Redes de Distribuição”, INESC-ID/IST, 2018.
- [9] Nuno Fidalgo, Pedro Macedo, João Tomé Saraiva, Manuel Matos, “Estimação do impacto dos cenários de investimento na qualidade de serviço, na eficiência da rede e na eficiência operacional”, Relatório Final – Síntese do Projeto *ImplInv*, dezembro 2016.
- [10] ERSE, “Regulamento da Qualidade de Serviço e Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço”, Regulamento n.º 826/2023, <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/qualidade-de-servico/> [Acedido em setembro 2024]
- [11] J. Nuno Fidalgo, José Pedro Paulos, “Estimação do impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição”, Projeto LossPD – Relatório final, INESC TEC, dezembro 2019
- [12] ERSE, “Contadores Inteligentes de Eletricidade – estudo previsto na portaria N.º 231/2013, setembro 2014



ANEXO G.3  
ANÁLISE DA QUANTIDADE DE  
TRANSFORMADORES AT/MT A  
MANTER EM RESERVA  
OPERACIONAL NO  
HORIZONTE DO  
PDIRD-E 2024



**DESENVOLVIMENTO DE ESTUDOS PARA FUNDAMENTAÇÃO DE PROPOSTAS  
DE INVESTIMENTO NO ÂMBITO DO PDIRD-E 2024**

---

*Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva  
Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2024*

**SUMÁRIO EXECUTIVO**

---

*Data: 27/06/2024*

---

# Índice

1. Introdução.....	3
2. Dimensionamento da Reserva Operacional .....	5
2.1. Modelo para o cálculo das necessidades de investimento nos períodos 2026-2030 e 2031-2035	5
3. Conclusões .....	10

## 1. Introdução

Os equipamentos das redes elétricas estão sujeitos a avarias que, numa parte significativa, podem ser consideradas inevitáveis. Por razões de qualidade de serviço, os sistemas elétricos devem ser projetados para que as falhas de equipamentos exerçam o menor impacto possível sobre o seu funcionamento. O planeamento adequado da rede de distribuição de energia elétrica deve prever uma reserva de transformadores de potência, visto que a falha de um transformador pode acarretar a interrupção de fornecimento de energia a um grande número de consumidores.

O número de transformadores numa subestação é habitualmente definido pelo critério N-1, em que dois ou mais equipamentos são operados em permanência, para que a subestação atenda à ponta de consumo, mesmo com a falha de um deles, ainda que em regime de sobrecarga admissível e deslastrando alguma carga para subestações vizinhas. É desejável que o equipamento avariado seja reparado, quando possível, ou substituído por um da reserva o mais brevemente possível.

No caso dos transformadores de potência distinguem-se falhas, ou avarias, que podem ser reparadas no local e avarias mais profundas, ou “catastróficas”, que obrigam à substituição do equipamento. Segundo a literatura, 70% das falhas de um transformador não são detetáveis com antecedência e, destas, só 10% são “catastróficas”, implicando a colocação do equipamento fora de serviço para reparação prolongada ou substituição por um novo.

As falhas em transformadores são um acontecimento raro, sendo expectável uma avaria genérica em toda a sua vida útil, enquanto uma avaria catastrófica afetará uma pequena parte (cerca de 10%) desses transformadores. Ao invés, o impacto financeiro é grande e o tempo de reposição do ativo demorado: a substituição de um transformador de potência AT/MT ou MT/MT pode demorar até uma semana e o tempo de reparação após uma avaria profunda, 2 a 3 anos.

A quantidade de transformadores afetos a reserva tem influência direta nos custos das empresas de eletricidade, visto que uma reserva excessiva representa quase sempre um investimento desnecessário, enquanto a falta de equipamentos de reserva pode comprometer a fiabilidade do sistema e, com isso, aumentar os custos de operação. O dimensionamento da reserva técnica de uma subestação (ou conjunto de subestações) é determinado pelo nível de fiabilidade requerido e custos agregados à operação do sistema, como investimento na aquisição, armazenamento e manutenção dos equipamentos de reserva, interrupção do fornecimento de energia, para além das indemnizações e penalizações previstas na regulação do sector.

Em outubro de 2024 a E-REDES irá apresentar o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E), o qual será analisado pelos diversos agentes económicos.

A necessidade de justificar os investimentos que se apresentam no PDIRD-E tornou necessário o desenvolvimento de estudos para fundamentar as propostas de investimento. Para o efeito, foi nomeado o grupo de trabalho com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT e MT/MT, revendo o documento sobre o mesmo tema elaborado em 2022, tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT e MT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT e MT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

Com recurso à informação de cadastro do parque de transformadores existentes e da sua condição técnica, probabilidade de falha e vida restante, à informação dos PDIRD-E anteriores, a consulta de artigos e outros documentos sobre as metodologias e práticas de constituição de reservas operacionais de transformadores, o trabalho realizado foi estruturado nos seguintes pontos, apresentando-se neste sumário executivo os resultados obtidos:

- i. Caracterização do parque em exploração;
- ii. Caracterização dos transformadores disponíveis (TP em serviço e em reserva operacional);
- iii. Caracterização da fiabilidade dos TP;
- iv. Dimensionamento da reserva operacional.

## 2. Dimensionamento da Reserva Operacional

O correto dimensionamento da reserva operacional é de extrema importância, já que estes equipamentos permitem a substituição de elementos avariados, cuja ausência provocaria interrupção de fornecimento, ou desencadearia situações de exploração com risco acrescido de interrupção.

Neste contexto, foram desenvolvidas duas análises complementares, ambas com base no RUL, que visam a avaliação da dimensão da atual reserva de transformadores AT/MT e MT/MT, propondo, caso se entenda necessário, a aquisição de novos equipamentos. Estes novos equipamentos visam apenas reforçar o parque de TP disponível para reserva operacional, estando excluídas desta análise as necessidades de investimento corrente urgente.

### 2.1. Modelo para o cálculo das necessidades de investimento nos períodos 2026-2030 e 2031-2035

O dimensionamento da reserva operacional foi realizado tendo por base RUL expectável calculado em dezembro de 2021. Esta informação permite-nos ter uma previsão do número de avarias catastróficas, ou seja, que implicam o abate dos TP, em cada ano do intervalo em estudo, por relação de transformação e potência nominal do TP.

Adicionalmente, foi tido em conta o seguinte cenário de investimento para renovação dos TP por RUL:

- ✓ **Cenário Otimista: Renovação dos TPs com RUL  $\leq$  2030 – TP em exploração e INE.**

Por forma a avaliar se o número de TP AT/MT e MT/MT que compõem a reserva operacional atualmente é suficiente, foi necessário sortear os momentos em que as falhas catastróficas ocorrerão (para o mesmo ano de falha, pode acontecer avariarem em meses distantes ou próximos).

Para isso, foram realizados, por tipo de relação de transformação e para cada um dos 10 anos em estudo, 1000 sorteios dos momentos de falha, assumindo-se uma distribuição uniforme dos mesmos no tempo.

Com estas informações, e tendo em conta 2 cenários de **tempo médio de substituição: 24 e 30 meses**, foi então possível simular o processo de falha, e cruzar, a cada momento, esses dados com os da reserva operacional. Esta análise teve como objetivo a realização de uma gestão dinâmica da reserva, garantindo, assim, que o número de TP AT/MT e MT/MT que se propõe que seja adquirido é o mínimo indispensável.

São descritos, de seguida, os pressupostos que foram tidos em conta no apuramento das necessidades de investimento, dos TP AT/MT, e que tiveram como objetivo essencial otimizar o uso dos TP em reserva.

Em caso de falha catastrófica de um TP com  $S \leq 20$  MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir em reserva nenhum com estas características de potência, mas existir com  $S > 20$  MVA, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.



Em caso de falha catastrófica de um TP com  $S > 20$  MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Utilizando por base o histórico de aquisições de TP AT/MT, considerou-se que a potência dos novos TP AT/MT a adquirir deverá respeitar a seguinte distribuição:

- 30% com  $S > 20$  MVA
- 70% com  $S = 20$  MVA

De forma análoga, são descritos, de seguida, os pressupostos que foram tidos em conta no apuramento das necessidades de investimento, dos TP MT/MT, e que tiveram como objetivo essencial otimizar o uso dos TP em reserva.

Em caso de falha catastrófica de um TP com  $S \leq 5$  MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir em reserva nenhum com estas características de potência, mas existir com  $S > 5$  MVA, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Em caso de falha catastrófica de um TP com  $S > 5$  MVA:

- se existir em reserva algum com as mesmas características de potência, deve ser usado;
- se não existir reserva de nenhum tipo, propõe-se que seja adquirido um novo TP.

Utilizando por base o parque de TP MT/MT, considerou-se que a potência dos novos TP MT/MT a adquirir deverá respeitar a seguinte distribuição:

- 48% com  $S > 5$  MVA
- 52% com  $S = 5$  MVA

Uma vez que algumas SE Móveis estão disponíveis para recurso a avarias (no máximo quatro SE AT/MT), foram gerados resultados para dois cenários: considerando estas SE como Reserva Operacional, e não o fazendo. Está em estudo a possibilidade de aquisição de uma SE Móvel MT/MT no curto prazo, pelo que foi considerado também o cenário em que essa SE é usada como Reserva Operacional. No caso em que as características dos TP destas SE permitem mais do que uma configuração (ex. TP 60/30-15 pode ser explorado como 60/30 ou 60/15), foi considerada a que apresenta maior número de falhas catastróficas previstas para o período em causa.

Os resultados apresentados têm subjacente uma grande aversão ao risco, que corresponde ao cenário indicado pelo percentil 95, das 1000 simulações realizadas, para cada tipo de relação de transformação e período de 5 anos.

Importa sublinhar que, no cálculo do número de TP que se propõe que sejam adquiridos para o período 2031-2035, assumiu-se que as necessidades de investimento para o período 2026-2030 foram satisfeitas.

Tendo em conta as condições detalhas acima, os resultados do modelo, para os períodos 2026-2030 e 2031-2035, encontra-se sintetizados nas tabelas abaixo. A Tabela 1 e a Tabela 2 dizem respeito aos TP AT/MT e expressam os valores para o cenário otimista de renovação de TP pelo RUL. Considerou-se os dois tempos de substituição, 24 e 30 meses, e ainda os cenários com SE móveis e sem, respetivamente. De forma análoga, na Tabela 3 e na Tabela 4, encontram-se sintetizados os resultados para os TP MT/MT. É também apresentado, para cada uma das categorias, o número de TP que se encontram em reserva atualmente, o número de falhas catastróficas previstas e o número total de TP que é necessário ter no início do período (valor calculado com base no número de TP que se propõe adquirir e no número de TP que se encontram atualmente em reserva).

Tabela 1 – Necessidades de investimento em TP AT/MT para o cenário otimista de renovação de TP – Cenários com SE móveis – Tempo de substituição de 24 e 30 meses

CENÁRIO OTIMISTA											
Tipo de TP AT/MT	Dez 2023	Período 2026-2030					Período 2031-2035				
	Nº TP em reserva	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período		Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período	
			30 meses	24 meses	30 meses	24 meses		30 meses	24 meses	30 meses	24 meses
60/15	15	0	0	0	15	15	89	43	33	58	48
60/10	6	0	0	0	6	6	19	7	6	13	12
60/30	6	0	0	0	6	6	30	17	13	23	19
60/30/10	1	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1
60/30/15	4	0	0	0	4	4	4	1	1	5	5
<b>Total</b>	<b>32</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32</b>	<b>32</b>	<b>143</b>	<b>68</b>	<b>53</b>	<b>100</b>	<b>85</b>

Tabela 2 – Necessidades de investimento em TP AT/MT para o cenário otimista de renovação de TP – Cenários sem SE móveis – Tempo de substituição de 24 e 30 meses

CENÁRIO OTIMISTA											
Tipo de TP AT/MT	Dez 2023	Período 2026-2030					Período 2031-2035				
	Nº TP em reserva	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período		Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período	
			30 meses	24 meses	30 meses	24 meses		30 meses	24 meses	30 meses	24 meses
60/15	11	0	0	0	11	11	89	45	39	56	50
60/10	6	0	0	0	6	6	19	7	6	13	12
60/30	6	0	0	0	6	6	30	17	13	23	19
60/30/10	1	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1
60/30/15	4	0	0	0	4	4	4	1	1	5	5
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>28</b>	<b>143</b>	<b>70</b>	<b>59</b>	<b>98</b>	<b>87</b>

Tabela 3 - Necessidades de investimento em TP MT/MT para o cenário otimista de renovação de TP – Cenários com SE móveis – Tempo de substituição de 24 e 30 meses

CENÁRIO OTIMISTA											
Tipo de TP MT/MT	Dez 2023	Período 2026-2030					Período 2031-2035				
	Nº TP em reserva	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período		Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período	
			30 meses	24 meses	30 meses	24 meses		30 meses	24 meses	30 meses	24 meses
30/15	9	0	0	0	9	9	4	0	0	9	9
30/10	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>10</b>

Tabela 4 - Necessidades de investimento em TP MT/MT para o cenário otimista de renovação de TP – Cenários sem SE móveis – Tempo de substituição de 24 e 30 meses

CENÁRIO OTIMISTA											
Tipo de TP MT/MT	Dez 2023	Período 2026-2030					Período 2031-2035				
	Nº TP em reserva	Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período		Nº Falhas Previstas	Nº TP para proposta de aquisição		Nº TP em RO necessários no início do período	
			30 meses	24 meses	30 meses	24 meses		30 meses	24 meses	30 meses	24 meses
30/15	8	0	0	0	8	8	4	0	0	8	8
30/10	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9</b>	<b>9</b>

Para além da informação quantitativa relativa aos TP que devem ser adquiridos, é também necessário identificar o grupo de ligação associado a cada um. Nesse contexto, e tendo em conta os grupos de ligação normalizados para cada tipo de relação de transformação, a proporção de cada grupo de ligação no parque existente, e também o facto dos índices horários 5 e 11 serem convertíveis, as necessidades de investimento para TP AT/MT (cenários com e sem SE móveis) encontram-se sumariadas nas tabelas abaixo. Não são apresentadas tabelas para a MT/MT uma vez que não se prevê que seja necessário adquirir qualquer transformador deste tipo.

Tabela 5 – Necessidades de investimento em TP AT/MT, por grupo de ligação, para o cenário otimista de renovação de TP – Cenários com SE móveis – Tempo de substituição de 24 e 30 meses

CENÁRIO OTIMISTA												
Tipo de TP AT/MT	Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2026-2030						Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2031-2035					
	YNd11/5		YNyn0		YNyn0d11/5		YNd11/5		YNyn0		YNyn0d11/5	
	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses
60/15	0	0	0	0	0	0	43	33	0	0	0	0
60/10	0	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0
60/30	0	0	0	0	0	0	4	3	13	10	0	0
60/30/10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60/30/15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>54</b>	<b>42</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

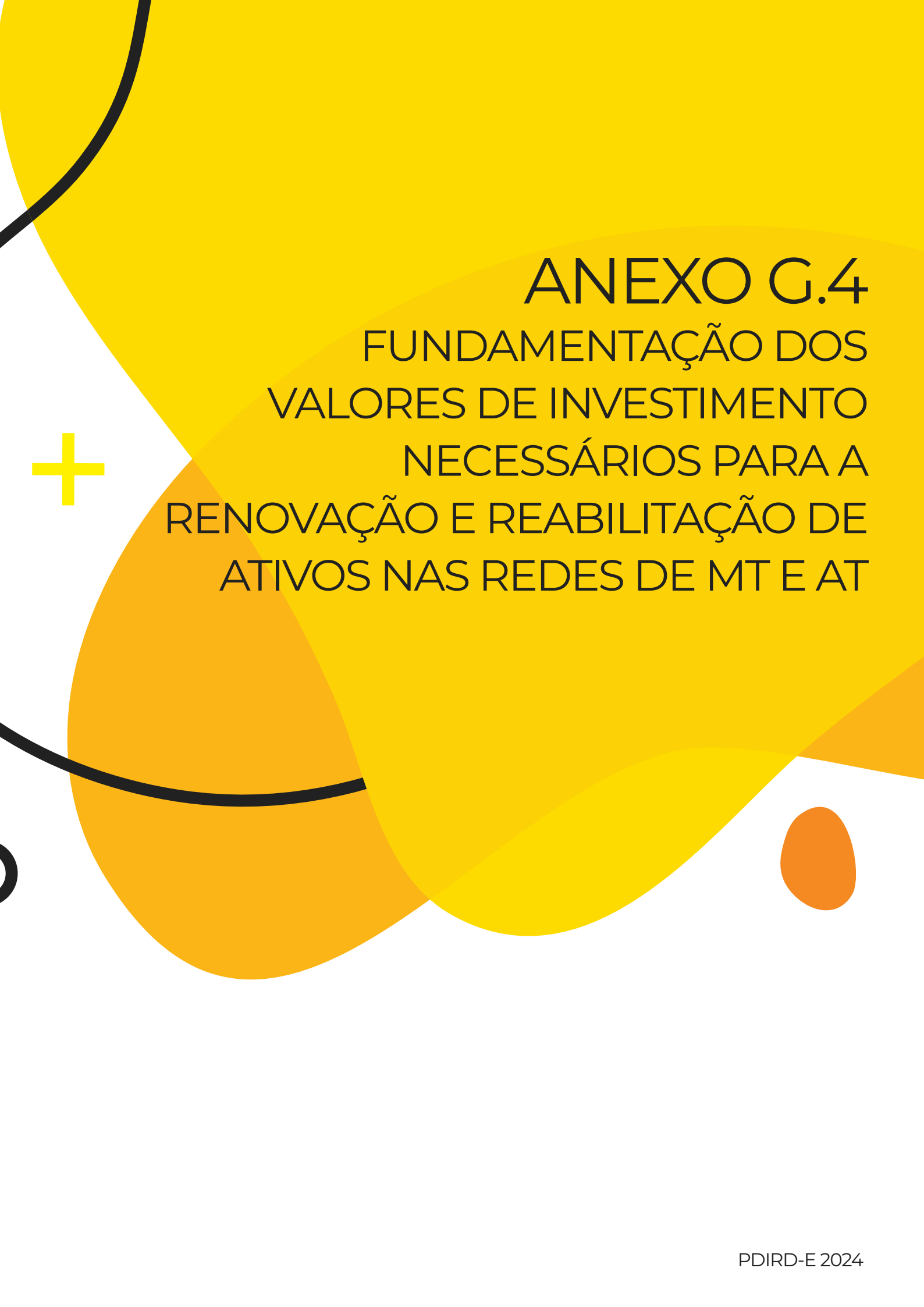
Tabela 6 – Necessidades de investimento em TP AT/MT, por grupo de ligação, para o cenário otimista de renovação de TP – Cenários sem SE móveis – Tempo de substituição de 24 e 30 meses

CENÁRIO OTIMISTA												
Tipo de TP AT/MT	Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2026-2030						Nº TP a adquirir por Grupo de Ligação – Período 2031-2035					
	YNd11/5		YNyn0		YNyn0d11/5		YNd11/5		YNyn0		YNyn0d11/5	
	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses	30 meses	24 meses
60/15	0	0	0	0	0	0	45	39	0	0	0	0
60/10	0	0	0	0	0	0	7	6	0	0	0	0
60/30	0	0	0	0	0	0	4	3	13	10	0	0
60/30/10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60/30/15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56</b>	<b>48</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

### 3. Conclusões

Considerando o cenário otimista de renovação de TP pelo RUL, do estudo de apuramento das necessidades de investimento em TP AT/MT e MT/MT para reforço da reserva operacional conclui-se que, no período 2026-2030, não será necessário adquirir transformadores.

Relativamente ao período 2031-2035, com um tempo de substituição de 24 meses, estima-se que será necessário adquirir 53 TP AT/MT, no caso de serem consideradas as SE móveis, e 59 caso contrário. Importa destacar ainda que, durante estes 5 anos, se estima que 143 TP AT/MT terminem o seu ciclo de vida. No que diz respeito à MT/MT, não se prevê que seja necessário adquirir qualquer transformador.



# ANEXO G.4

## FUNDAMENTAÇÃO DOS VALORES DE INVESTIMENTO NECESSÁRIOS PARA A RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS NAS REDES DE MT E AT



**Fundamentação dos valores de investimento  
necessários para a renovação e reabilitação de Ativos  
nas redes de MT e AT**

**Sumário Executivo**

## 1 Introdução

A necessidade de se proceder a uma adequada e sustentável renovação de ativos está presente na definição dos Planos de Investimento delineados pela E-REDES.

Tendo presente essa circunstância, procedeu-se à fundamentação dos valores de investimento de renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT.

A análise realizada às necessidades de investimento foi concretizada nos seguintes passos que a fundamentam:

1. Identificação de indicadores representativos da idade contabilística dos ativos das redes de MT e AT;
2. Caracterização da situação atual e identificação de tendências verificadas nos últimos anos – análise a efetuar para as principais classes de ativos; identificação dos ativos que já chegaram ao fim da vida útil/amortizados (já não estão a ser remunerados, mas continuam em funcionamento com reflexo no OPEX);
3. Impacto da evolução dos consumos na definição da estratégia de renovação da rede;
4. Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação de ativos para o período 2026-2035 (com maior detalhe no período 2026-2030);

O presente Sumário Executivo apresenta as conclusões obtidas relativamente às necessidades de investimento de Renovação e Reabilitação de Ativos para o período abrangido pelo PDIRD-E 2024.



## 2 Caracterização da situação atual e identificação de tendências verificadas nos últimos anos

Procedeu-se à comparação do volume anual de investimento realizado na RND com as amortizações líquidas de cada exercício, para o período 2015-2022. Os valores são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Investimento e Amortizações associadas à RND, período 2015-2022

*Valores em milhares de euros*

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Amortizações Brutas (não líquidas participações)	167 580	169 583	173 734	169 256	168 257	169 050	173 557	176 638
Investimento a Custos Totais (não líquido participações)	180 161	153 802	137 470	91 343	112 186	111 263	149 255	142 264
Investimento / Amortizações	1,08	0,91	0,79	0,54	0,67	0,66	0,86	0,81

Os valores mostrados na Tabela 1 mostram que nos últimos sete anos os valores das amortizações líquidas de cada exercício têm ultrapassado o investimento realizado na RND, verificando-se, desde 2016, a uma inversão face ao que ocorria em períodos anteriores. Esta inversão tem conduzido a um aumento da idade média dos ativos de AT e MT e ao aumento do peso dos ativos totalmente amortizados.

Na Tabela 2, apresenta-se a base de ativos bruta específica da E-REDES, líquida de subsídios e amortizações. Esta base totaliza 2,8 mil milhões de euros, 56% dos quais correspondem a ativos da AT e da MT.

Tabela 2 - Base de ativos bruta específica da E-REDES, líquida de subsídios e amortizações.

*Valores em Milhões de Euros*

	Ativo Bruto Total (1)	Subsídio ao Investimento (2)	Ativo Líquido de Subsídios Total (3) = (1)-(2)	Amortizações Acumuladas (4)	Compensação das Amortizações (5)	Amortizações Acumuladas Líquidas (6) = (4)-(5)	Ativo Líquido de Amortizações Total (7) = (3)-(6)	Peso no Ativo Líquido de Amortizações
<b>Específico em AT</b>	<b>1 060</b>	<b>206</b>	<b>854</b>	<b>692</b>	<b>109</b>	<b>583</b>	<b>271</b>	<b>10%</b>
Linhas Aéreas	708	153	555	466	87	379	175	6%
Cabos Subterrâneos	183	18	165	117	8	109	56	2%
Postos Corte e Seccionamento	103	32	71	58	13	45	26	1%
Equipamento Contagem	3	0	3	3	0	3	0	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	63	3	60	48	1	47	13	0%
<b>Específico em MT</b>	<b>5 393</b>	<b>866</b>	<b>4 527</b>	<b>3 743</b>	<b>515</b>	<b>3 227</b>	<b>1 300</b>	<b>47%</b>
Linhas Aéreas	2 181	456	1 726	1 422	261	1 161	565	20%
Cabos Subterrâneos	1 050	281	769	710	169	541	228	8%
Subestações	1 934	109	1 825	1 470	76	1 394	431	15%
Postos Corte e Seccionamento	119	17	101	60	7	53	48	2%
Equipamento Contagem	66	2	63	59	2	56	7	0%
Equipamentos Acessórios e Outros	44	1	42	22	0	22	20	1%
<b>Específico em BT</b>	<b>6 866</b>	<b>2 282</b>	<b>4 584</b>	<b>5 125</b>	<b>1 765</b>	<b>3 360</b>	<b>1 224</b>	<b>44%</b>
Postos Transformação e Seccionamento	1 557	367	1 190	1 145	284	861	329	12%
Redes e Chegadas	3 459	1 457	2 002	2 650	1 132	1 518	484	17%
Contadores e acessórios	693	91	602	668	91	577	25	1%
Equipamentos Acessórios e Outros	4	0	4	2	0,0	2	1	0%
Iluminação pública	927	366	561	574	259	316	246	9%
EMIs	226	0	225	86	0	86	139	5%
<b>Específico E-REDES</b>	<b>13 319</b>	<b>3 354</b>	<b>9 965</b>	<b>9 561</b>	<b>2 390</b>	<b>7 171</b>	<b>2 795</b>	<b>100%</b>

A Figura 1 mostra a base de ativos bruta específica da RND discriminada por nível de tensão e por classe de obra. Como é possível observar, dos cerca de 6 mil milhões de euros que compõem a sua totalidade, 84% dizem respeito a ativos da MT. No global, cerca de 37% dos ativos da RND encontram-se totalmente amortizados.

**Base de Ativos Bruta Específica E-REDES (AT e MT)**

Valores de 2022 em Milhões de euros

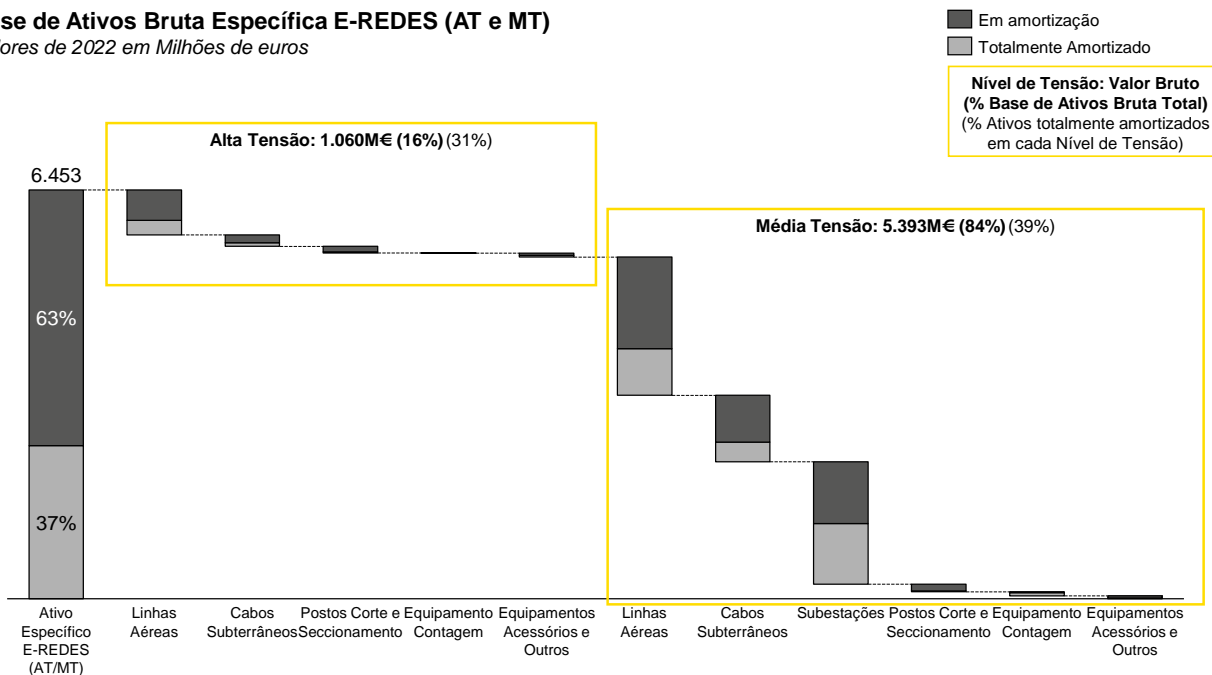


Figura 1 - Base de ativos bruta específica da RND discriminada por nível de tensão e por classe de obra.

A Figura 2 apresenta, para cada setor e subsetor (SSS), a percentagem de ativos totalmente amortizados face ao total de ativos de cada setor e subsetor (SSS) (eixo horizontal), o desvio percentual da idade média dos ativos face ao respetivo tempo de vida útil contabilística (eixo vertical) e, de forma comparativa, o peso dos ativos de cada subsetor (SS) (em exploração e totalmente amortizados) face à base de ativos bruta específica da RND (diâmetro do círculo).

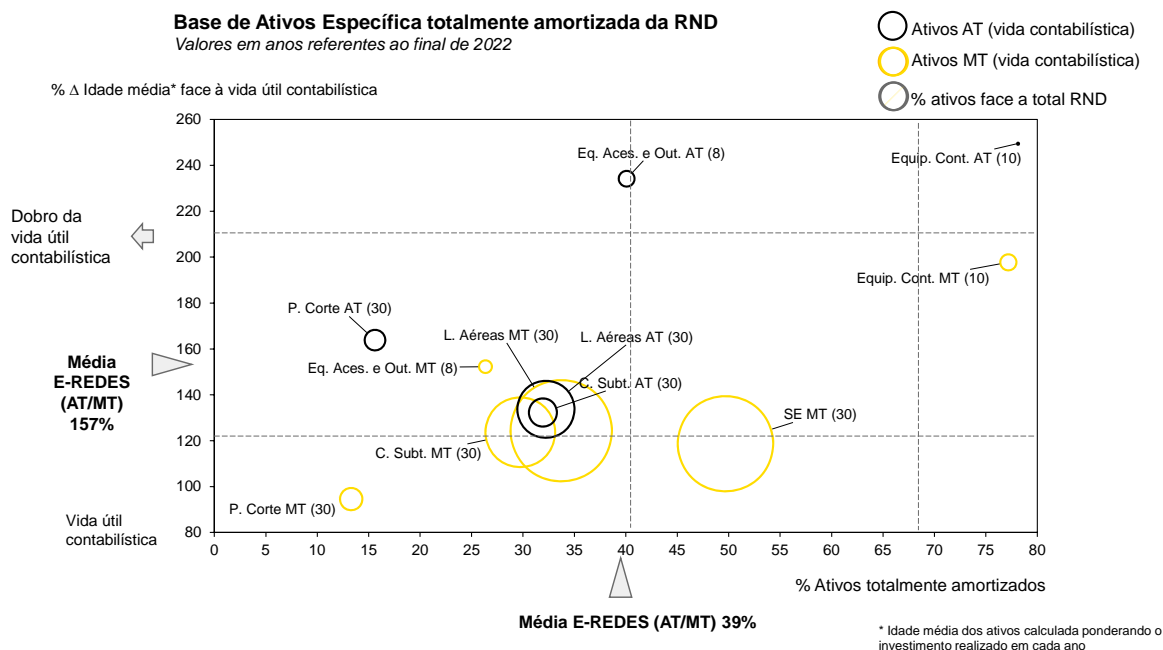


Figura 2 - Base de ativos específica totalmente amortizada da RND (2022).

### **3 Identificação e justificação das necessidades de investimento em renovação e reabilitação para o período 2026 – 2035**

Procedeu-se à avaliação dos principais ativos da RND, com o objetivo de se identificarem necessidades de investimento associadas à respetiva renovação, tendo em conta a sua condição.

As necessidades de investimento são suportadas pelos seguintes pressupostos:

#### **Rede AT**

Embora a rede aérea AT apresente um desempenho adequado, cerca de ¼ da rede aérea tem 40 ou mais anos, sendo necessário investir cirurgicamente em situações de maior risco ou fim de vida, logo foram considerados seis cenários de investimento: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média (30,3 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de envelhecimento de quatro anos, será necessário proceder-se à renovação de 276 km de rede entre 2026 e 2030.

Atendendo a que a rede AT subterrânea apresenta um desempenho adequado, não se registando preocupações significativas com problemas relacionados com o seu envelhecimento e tem uma idade média muito inferior à vida útil, estudaram-se seis cenários de investimento: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média até 2030 (21,9 anos), e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de envelhecimento de três anos, será necessário proceder-se à renovação de 27 km de rede entre 2026 e 2030.

#### **Rede de Fibra Ótica**

A instalação de fibra ótica iniciou-se nos anos 90 pelo que no período 2026-2030 importará realizar um esforço significativo de renovação deste ativo. O coeficiente de atenuação do sinal vai piorando à medida que a idade aumenta, sendo que a resiliência, disponibilidade e qualidade das comunicações depende da boa condição da fibra ótica.

Neste contexto, foram considerados os seguintes cenários: renovação, entre 2026 e 2030, dos 480 km com mais de 30 anos em 2030; renovação de 25% da Fibra Ótica com mais do que 30 anos e de 15% com idade entre 25 e 30 anos em 2030, no período de 2026-2030; e renovação de 50% da Fibra Ótica com mais do que 30 anos e de 25% com idade entre 25 e 30 anos em 2030 no período de 2026-2030

#### **Transformadores AT/MT e TP MT/MT**

Embora os TP AT/MT e MT/MT apresentem um desempenho adequado, existem muitas preocupações com o seu envelhecimento pois parte do parque está a aproximar-se muito do seu fim de vida (atualmente 45% dos TP têm mais de 40 anos).

É urgente efetuar a substituição destes ativos, pois para além de terem um papel muito relevante na rede de distribuição, têm também um tempo de fornecimento bastante elevado. Ao adiarmos investimento neste ativo estamos a construir paredes de investimentos num futuro próximo, existindo necessidade de volume de investimentos muito significativos nos anos seguintes.

Sendo este um ativo muito importante na rede de distribuição, é feita uma avaliação regular da sua condição, assim como da estimação da sua vida restante (RUL – Remaining Useful Life), e foi com base nesse indicador que se delinearão os seguintes cenários: Substituição dos TP com RUL até 2028 no período 2026-2030; substituição dos TP com RUL até 2029 no período 2026-2030; e substituição dos TP com RUL até 2030 no período 2026-2030.

### **Disjuntores AT**

Embora os disjuntores AT tenham uma idade média inferior à vida útil e apresentem um desempenho adequado, não se registando grandes preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento, existem bastantes disjuntores com idade superior a 40 anos (19% do total de disjuntores AT), sendo a maior parte a óleo. A idade média dos disjuntores AT a óleo é de 43,8 anos, sendo por si só uma grande preocupação, tendo então sido considerados os seguintes cenários: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média (26,7 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de manutenção da idade média, será necessário proceder-se à renovação de 183 disjuntores entre 2026 e 2030.

A renovação de disjuntores AT deve estar associada à substituição de disjuntores em má condição e com a eliminação progressiva dos disjuntores a óleo devido à sua idade e à falta de peças para se efetuar uma manutenção adequada.

### **Disjuntores MT**

Embora os disjuntores MT tenham uma idade média bastante inferior à vida útil e apresentem um desempenho adequado, não se registando grandes preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento, existem alguns disjuntores com idade superior a 40 anos, sendo a maior parte a óleo. Foram considerados os seguintes cenários: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média (23,4 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, no cenário de permitir o envelhecimento de um ano aos disjuntores MT, será necessário proceder-se à aquisição de 703 disjuntores MT no período 2026 – 2030.

A renovação de disjuntores MT deve estar associada à substituição de disjuntores em má condição, e também deverá incidir prioritariamente sobre os disjuntores a óleo. Acresce a necessidade de se proceder a uma renovação progressiva dos disjuntores SF6, para se aumentar o impacto positivo na sustentabilidade e ambiente.

### **Escalões de Baterias de Condensadores**

O aumento da produção distribuída tem provocado alterações significativas no fluxo de energia reativa na rede de transporte e distribuição de energia e conseqüentemente nas necessidades dos escalões de baterias de condensadores. Estas alterações têm provocado redimensionamento dos escalões, sendo que por vezes pode-se prescindir dos mesmos. Contudo, mesmo considerando estas alterações, estudaram-se seis cenários de investimento: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média (22,7 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de permitir o envelhecimento de 4 anos do parque de Escalões de Baterias de Condensadores, será necessário renovar 23 unidades.

### **Baterias e Alimentadores de CC**

Os sistemas auxiliares de corrente contínua (SACC) têm um papel fundamental para o bom funcionamento da rede de distribuição de energia. Aos SACC são exigidos elevados padrões de qualidade, fiabilidade e disponibilidade. Assim, devido à criticidade destes sistemas, foram analisados sete cenários de investimento: dois cenários de rejuvenescimento, com rejuvenescimento de 1 e 2 anos até 2030; manutenção da idade média (9,8 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de envelhecimento de dois anos dos alimentadores de CC e das baterias, será necessário proceder-se à aquisição de 97 sistemas alimentadores de CC + baterias no período 2026 – 2030.

### **Sistema de Neutro (reactância e resistência)**

Embora os sistemas de neutro tenham uma idade média bastante inferior à vida útil e apresentem um desempenho adequado, não se registando grandes preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento, existem algumas reactâncias e resistências de neutro com idade superior a 40 anos que são necessárias analisar, tendo-se assim estudado seis cenários de investimento: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média (18,8 anos) até 2030 e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de envelhecimento de quatro anos, será necessário proceder-se à renovação de 26 sistemas de neutro entre 2026 e 2030.

### **URT/SPCC**

Ainda que a idade seja um indicador relevante para aferição da condição e eventual obsolescência dos SPCC, deverá ser sublinhada a importância do uso de critérios adicionais na identificação de unidades a modernizar. Nomeadamente, a perda de assistência a eventuais reparações de unidades e a impossibilidade de obtenção de peças de reserva para substituição, por descontinuidade da assistência a modelos obsoletos por parte dos respetivos fabricantes, deverá ser também um fator a considerar na identificação e priorização de intervenções.

As URT e os SPCC têm um papel fundamental para o bom funcionamento da rede de distribuição, sendo exigido que as URT e SP tenham elevados padrões de qualidade, fiabilidade e disponibilidade, tendo sido estudados os seguintes cenários: dois cenários de rejuvenescimento, com rejuvenescimento de 1 e 2 anos até 2030, a manutenção da idade média (13,3 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de se permitir o envelhecimento de três anos das URT/SPCC, será necessário efetuar a renovação de 48 URT/SPCC no período 2026 – 2030.

### **Rede MT**

Embora a rede aérea MT apresente um desempenho adequado, existem muitas preocupações com problemas relacionados com o envelhecimento de uma parte da rede, nomeadamente em algumas secções muito pouco resilientes (Cu 10 e 16 e AA 15,16, 20 e 22), pelo que se estudaram os seguintes cenários: rejuvenescimento de 1 ano até 2030; manutenção da idade média (25,4 anos) até 2030, quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030, e ainda um cenário de envelhecimento de 5 anos no período de 2023 a 2030, correspondendo este último à renovação de 1145 km de rede aérea MT.

Embora a rede subterrânea MT apresente um desempenho adequado, existem muitas preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento nomeadamente em alguns tipos de cabos muito pouco resilientes. Existem também alguns problemas em determinadas zonas geográficas que é necessário continuar a analisar e acompanhar, tendo sido então considerados os seguintes cenários: rejuvenescimento de 1 ano até 2030, manutenção da idade média (19 anos) até 2030, e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, num cenário de envelhecimento de 3 anos da rede subterrânea MT, será necessário proceder à renovação de 803 km de cabo no período 2026-2030.

### **Telecomando Rede Aérea**

Embora o TC MT da rede aérea MT apresente um desempenho adequado, existem muitas preocupações com problemas relacionados com o seu envelhecimento, nomeadamente em alguns tipos de equipamentos com idade muito avançada e tecnologias obsoletas. Assim, estudaram-se sete cenários de renovação, onde existe um ponto comum, que é no mínimo acabar com os OCR 1 até 2030, sendo o que o diferencia os sete cenários é: rejuvenescimento de 1 e 2 anos até 2030; manutenção da idade média (10,6 anos) até 2030; e quatro cenários de envelhecimento, com envelhecimento médio de 1, 2, 3 e 4 anos até 2030.

A título exemplificativo, no cenário de substituir a totalidade dos OCR1 e de se manter a idade média dos OCR durante o período 2023-2030 será necessário renovar 670 ativos.

### **Celas MT de PTD e PS**

Os equipamentos associados às celas MT de PTD e PS têm sofrido uma grande evolução ao longos dos anos. Existem três grandes tipos de celas MT (celas de corte no ar, celas de QMMT e BRA), sendo que nas celas de corte no ar ainda existe a limitação de algumas celas estarem equipadas com seccionadores, o que dificulta as manobras na rede subterrânea.

De referir que nestas instalações as condições atmosféricas de exploração variam muito ao longo do ano, sendo que a ventilação natural não é suficiente para que haja sempre condições atmosféricas mínimas de exploração. Este tipo de condições atmosféricas acelera a degradação dos equipamentos.

Tem-se verificado que as celas MT de PS e PTD têm apresentado uma degradação no seu desempenho, existindo muitas preocupações com problemas relacionados com o envelhecimento e com a sua condição. Apresentam-se três cenários de investimento: cenário 1 de manter o investimento dos últimos anos na renovação de celas MT; duplicar o investimento dos últimos anos na renovação de celas MT; cenário 3 de efetuar a renovação de 50% das necessidades já identificadas pelas direções de serviços aos ativos.

## 4 Resumo das necessidades de renovação de ativos

Com base no conjunto significativo de cenários estudados para cada classe de ativo, estimaram-se os valores de investimento apresentados na Tabela 3 e na Tabela 4, que serviram assim de base para construir a estratégia global de modernização de ativos AT e MT, preconizada no presente PDIRD-E 2024.

Tabela 3 - Resumo das necessidades de renovação e modernização (M€).

Ativos	Condição (M€)	Rejuv. 1 Ano (M€)	Man. Idade Média (M€)	Env. 1 Ano (M€)	Env. 2 Anos (M€)	Env. 3 Anos (M€)	Env. 4 Anos (M€)	Idade Média	Anos Amort.
Rede AT - Troços Aéreos		93,8	78,6	64,3	50,5	37,8	25,8	30,3	30
Rede AT - Troços Subterrâneos		35,0	28,2	22,2	16,3	11,2	4,0	21,9	30
Rede MT - Troços Aéreos		408,5	341,8	277,6	215,6	155,8	102,2	25,4	30
Rede MT - Troços Subterrâneos		199,1	159,4	122,7	89,7	59,6	34,3	19,0	30
TP	57,0 <sup>(a)</sup>	---	---	---	---	---	---	33,5	30
<b>Ativos de Subestação e Postos de Corte</b>									
Disjuntores AT		39,9	32,3	25,1	18,2	11,5	4,9	26,7	30
Disjuntores MT		67,5	55,7	44,3	33,3	22,7	12,8	23,4	30
Escalões de Baterias		4,0	3,4	2,7	2,1	1,5	1,0	22,7	15
Alimentadores CC		11,5	9,4	7,4	5,4	3,7	2,0	9,8	10
Sistemas de Neutro		3,1	2,6	2,1	1,6	1,2	0,8	20,0	30
URT/SPCC		111,6	91,0	71,3	53,8	38,0	22,2	13,3	8
<b>Telecomando MT</b>									
OCR <sup>(b)</sup>		19,5	13,7	8,1	---	---	---	10,6	8

(a) RUL; (b) assume-se uma eliminação OCR1 até 2030

Tabela 4 - Resumo das necessidades de renovação e modernização (M€).

Ativos	Condição (M€)	Cenário 1 (M€)	Cenário 2 (M€)	Cenário 3 (M€)	Idade Média	Anos Amort.
Fibra Ótica		9,6	15,4	26,4	---	20
Celas MT de PTD e PS		0,5	1,0	3,0	---	25



# ANEXO G.5

## PLANEAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E GESTÃO FLEXÍVEL DE RECURSOS DISTRIBUÍDOS: PARADIGMA, PRESSUPOSTOS E SOLUÇÕES



# **Planeamento da rede de distribuição e gestão flexível de recursos distribuídos: paradigma, pressupostos e soluções**

Relatório Final

Pedro M. S. Carvalho  
Luís A. F. Marcelino Ferreira  
Jorge A. M. Sousa  
João J. E. Santana



# Índice

Sumário Executivo .....	1
1. Diretiva e Contexto .....	4
1.1 Enquadramento regulamentar.....	4
1.2 Novo paradigma de planeamento de redes.....	10
2. Planeamento Convencional e Resolução de Congestionamentos .....	13
2.1 Fiabilidade e adequação da capacidade da rede .....	14
2.2 Planeamento óptimo da capacidade da rede .....	18
2.3 Calendarização do investimento na capacidade.....	20
2.4 Flexibilidade como uma nova dimensão do processo de decisão .....	27
3. Recursos de flexibilidade e as alterações no planeamento .....	32
3.1 Oportunidades para valorização dos serviços de flexibilidade .....	32
3.2 Procura de serviços de flexibilidade.....	35
3.3 Riscos inerentes à oferta de serviços de flexibilidade .....	40
4. Experiências conhecidas.....	44
4.1 Valorização dos serviços de flexibilidade em França .....	44
4.2 Valorização dos serviços de flexibilidade no Reino Unido .....	48
5. Alterações propostas ao planeamento de redes .....	52
5.1 Seleção de projetos para avaliação de alternativas de flexibilidade .....	52
5.2 Método de avaliação contrafactual de alternativas de flexibilidade .....	56
6. Mercado de serviços de flexibilidade.....	59
6.1 Oferta, procura e equilíbrio de mercado .....	59
6.2 Estruturas de remuneração com componente fixa e variável .....	71
6.3 Incerteza associada às ofertas .....	72
7. Síntese .....	73



## Sumário Executivo

No novo paradigma de transição energética, os utilizadores finais de electricidade são desafiados a evoluir de consumidores passivos a agentes ativos de forma a disponibilizarem serviços de flexibilidade (SF) que promovam a adoção de medidas de eficiência energética, cujos serviços possam aliviar de forma económica a necessidade de reforçar ou substituir capacidade instalada nas redes de distribuição de energia eléctrica e apoiar uma operação eficiente e segura dessas redes<sup>1</sup>.

Para que tal seja possível a custos sustentáveis, é necessário fazer evoluir as atuais metodologias de planeamento de forma a que os operadores das redes de distribuição (ORD) possam considerar os SF como um novo recurso ao seu dispor, e como tal procurar esses serviços quando sejam economicamente eficientes e não comprometam a segurança de operação.

*No novo paradigma, planear consiste em procurar soluções híbridas que combinem investimento e flexibilidade de forma a que o VAL dessas soluções seja mais elevado do que o VAL da solução contrafactual que faz recurso exclusivamente a investimento na rede.*

.....  
Vide Cap 3.1

Neste relatório, é proposta uma abordagem metodológica ao planeamento de redes de distribuição capaz de estabelecer — como subproduto do exercício de optimização de redes — uma curva de procura por SF com um binómio quantidade-preço eficiente, no sentido em que é competitivo com as soluções convencionais de planeamento, garantindo ao mesmo tempo que o exercício de optimização pode ser suportado na evolução das ferramentas de planeamento da E-REDES.

---

<sup>1</sup> Vide Directiva UE 2019/944, art.º 32.º.

No binómio quantidade-preço:

- As quantidades são obtidas como resultado da análise de contingências, evoluindo as ferramentas de planeamento probabilístico para, ao identificarem os congestionamentos, caracterizarem ao mesmo tempo os requisitos que são necessários garantir pelos prestadores de SF de forma a mitigarem esses congestionamentos, estimando a duração e a probabilidade de ocorrência de cada um deles;
- Os preços são obtidos como resultado da análise económica, determinando o valor atual líquido (VAL) de soluções híbridas que combinam investimento com SF, e comparando esses valores com o VAL da solução contrafactual, obtida no exercício tradicional de otimização com recurso exclusivamente a investimento na rede.

*Na procura de alternativas, devem ser descartadas soluções híbridas que conduzam a situações de congestionamento que requerem um conjunto diversificado de recursos para serem resolvidas, já que a complexidade exigida na sua resolução não pode garantir nem eficácia nem segurança de operação.*

.....  
Vide Cap 5.1

Na procura por SF, a definição dos requisitos é uma tarefa exigente, que do ponto de vista analítico deve poder ser apoiada por sistemas computacionais de análise e otimização de redes. O resultado dessa tarefa tem de ser avaliado criticamente para descartar soluções cujos requisitos de procura sejam complexos e, por isso, comprometam a segurança de operação. Neste relatório, é proposto um critério para selecionar

projetos de investimento para avaliação contra alternativas suportadas na flexibilidade. O critério assegura que a procura por SF é dirigida a projetos para os quais os congestionamentos identificados podem ser mitigados por um único conjunto de recursos. São excluídas as soluções que requerem recursos diferenciados para resolver congestionamentos dispersos pela rede.

Para os projetos que cumprem o critério e são considerados viáveis, é possível — conjugando a análise de contingências com a análise económica — determinar o preço limite para a procura de SF. No relatório, é proposta uma forma racional de valorizar os SF requisitados, assim como uma forma de corrigir essa valorização para os casos em que oferta é inferior à procura, relaxando deste modo as exigências da procura sobre a oferta, sempre que o ORD considere que não é comprometida a segurança de operação.

*A valorização contrafactual dos SF por parte do ORD depende do volume da oferta de SF. Este aspeto é peculiar deste mercado e conduz a uma dificuldade adicional na determinação do equilíbrio, pelo facto do valor incremental da procura crescer com a quantidade ofertada.*

.....  
Vide Cap 6.1

Apoiados nesse racional económico, o relatório propõe uma metodologia para construir licitações de compra de SF em mercados organizados, nos quais o ORD é o comprador único. O equilíbrio no mercado de SF é proposto ser determinado pela maximização do valor esperado do excedente Marshalliano, obtido pela diferença entre a valorização dos SF por parte do ORD e os respetivos custos a pagar aos prestadores dos SF, usando a regra de formação de preço *pay-as-bid*.

## 1. Diretiva e Contexto

### 1.1 Enquadramento regulamentar

O sistema energético europeu encontra-se em profundas alterações que têm como objetivo comum aumentar o nível de eletrificação do consumo (de forma direta e indireta) e promover a descarbonização do sistema de produção de eletricidade. Este processo, comumente designado por transição energética, cria novas oportunidades e desafios aos vários participantes do sistema. Concomitantemente, os desenvolvimentos tecnológicos permitem novas formas de participação dos consumidores e a cooperação transfronteiriça. Neste contexto, a Diretiva (UE) 2019/944, relativa às regras comuns para o mercado interno da eletricidade, vem reconhecer o papel central dos consumidores para se atingir o grau de flexibilidade necessário à adaptação da rede de eletricidade a uma produção de eletricidade renovável, variável e distribuída. Adicionalmente, reconhece que o desenvolvimento tecnológico na gestão da rede e na produção de eletricidade renovável oferece oportunidades importantes aos consumidores e que a existência de concorrência nos mercados de retalho será essencial para o aparecimento de novos serviços inovadores.

Ao atribuir um maior poder aos consumidores e ao dotá-los dos instrumentos necessários a uma maior participação no mercado da energia, pretende-se que os cidadãos da União beneficiem do mercado interno da eletricidade e que as metas da União em matéria de energia renovável sejam cumpridas.

Todos os consumidores deverão beneficiar da participação direta no mercado, em particular, adaptando o seu consumo de acordo com os sinais do mercado e, em contrapartida, beneficiar de preços de eletricidade mais baixos ou outros incentivos financeiros. Os consumidores deverão ainda poder participar em todas as formas de gestão da procura, em particular, através de um sistema de contagem inteligente de eletricidade e de contratos a preços dinâmicos. Tal deverá permitir ajustar o consumo de acordo com as variações de preços em tempo real.

Todos os segmentos de clientes (industrial, comercial e doméstico) deverão ter acesso aos mercados da eletricidade para comercializarem a sua flexibilidade e a eletricidade de



produção própria, bem como aproveitar as vantagens da agregação da produção e da comercialização. Os participantes no mercado que intervenham em agregação poderão desempenhar um papel essencial enquanto intermediários entre os grupos de clientes e o mercado. Os Estados-Membros terão a possibilidade de escolher o modelo adequado para a agregação independente, respeitando os princípios gerais estabelecidos na Diretiva. Tal modelo ou abordagem poderão incluir princípios baseados no mercado ou princípios regulatórios que proporcionem soluções para o cumprimento da Diretiva, tal como modelos para a liquidação de desvios ou a introdução de correções de perímetro. De modo a incentivar a participação na gestão da procura, deverão ser definidos produtos em todos os mercados da eletricidade, incluindo os serviços de sistema e os mercados de capacidade.

O desenvolvimento da mobilidade elétrica constitui um fator relevante do processo de transição energética, pelo que as regras de mercado estabelecidas na Diretiva contribuirão para a criação de condições favoráveis a todos os tipos de veículos elétricos, em especial, assegurando a implementação efetiva de pontos de carregamento, públicos e privados, e deverão assegurar uma integração eficaz do carregamento de veículos no sistema. Neste contexto, a gestão da procura surge como fundamental para permitir o carregamento inteligente dos veículos elétricos e, deste modo, permitir a eficiente integração desses veículos na rede elétrica.

Em relação aos consumidores, estes deverão poder consumir, armazenar e vender eletricidade de produção própria no mercado e participar em todos os mercados da eletricidade, oferecendo flexibilidade ao sistema.

As iniciativas da Comunidade de Energia revelam um potencial facilitador da adoção de novas tecnologias e padrões de consumo, incluindo as redes de distribuição inteligentes e a gestão da procura.

Em conformidade, a Diretiva preconiza que os Estados-Membros devem incentivar a modernização das redes de distribuição (e.g., introduzindo redes inteligentes) de forma a favorecer a produção descentralizada e a eficiência energética.

A participação ativa dos consumidores obriga ainda à existência dos incentivos e à adoção das tecnologias adequadas, nomeadamente de contadores inteligentes que permitirão aos consumidores uma melhor gestão do consumo, a participação em programas de gestão da procura e noutros serviços. Os sistemas de contadores inteligentes permitem também aos ORD uma visão mais clara das suas redes e, conseqüentemente, a redução dos seus custos operacionais e de manutenção, repercutindo essas economias nos consumidores.

Cabe aos ORD integrar de forma eficiente a produção de nova eletricidade, em especial, as instalações de produção de eletricidade de fontes renováveis e novas cargas, tais como as cargas resultantes de bombas de calor e dos veículos elétricos. Para o efeito, os ORD deverão poder utilizar os serviços dos recursos energéticos distribuídos, e ser incentivados a fazê-lo, tais como a gestão da procura e o armazenamento de energia, de modo a operar eficientemente as redes e evitar investimentos dispendiosos em reforço e expansão da rede. Os Estados-Membros deverão adotar medidas adequadas, como os códigos de rede e regras nacionais de mercado, e deverão conceder incentivos aos ORD, através de tarifas de rede que não criem obstáculos à flexibilidade e ao aumento da eficiência energética.

Em relação às instalações de armazenamento de energia, a Diretiva (art.º 36.º) determina que os operadores de redes não deverão deter, desenvolver, gerir ou explorar instalações de armazenamento de energia. Na nova configuração do mercado da eletricidade, os serviços de armazenamento de energia deverão ser competitivos e baseados no mercado. Por conseguinte, deverá ser evitada a subsidiação cruzada entre o armazenamento de energia e as funções reguladas de distribuição ou transporte. Contudo, caso as instalações de armazenamento de energia sejam componentes de rede plenamente integrados e não sejam utilizadas para fins de balanço ou gestão do congestionamento, as mesmas não deverão, mediante aprovação da entidade reguladora, estar sujeitas às mesmas restrições rigorosas que proíbem os operadores de sistemas de deter, desenvolver, gerir ou explorar estas instalações. Tais componentes poderão incluir instalações de armazenamento de energia, como condensadores ou volantes de inércia, que prestam serviços importantes para a segurança e a fiabilidade das redes, e contribuem para a sincronização das diferentes partes do sistema.

Em termos regulatórios, a Diretiva atribui às entidades reguladoras a possibilidade de fixar ou de aprovar as tarifas, ou os seus métodos de cálculo, com base numa proposta dos operadores das redes, devendo, estas tarifas ser não discriminatórias e refletir os custos marginais a longo prazo da rede que as medidas produção distribuída e de gestão da procura permitem evitar.

Determina ainda que as entidades reguladoras devem garantir que os operadores das redes de distribuição e de transporte tomam as medidas adequadas para tornar a sua rede mais resiliente e flexível. Para o efeito, deverão monitorizar o desempenho desses operadores com base em indicadores como a capacidade de explorar linhas com parâmetros dinâmicos, a monitorização à distância e o controlo em tempo real das subestações, a redução das perdas na rede e a frequência e duração das interrupções.

A Diretiva define o conceito de cliente ativo (art.º 2.º) como “o cliente final, ou grupo de clientes finais que atua em conjunto, que consome ou armazena eletricidade produzida nas suas instalações situadas dentro de limites confinados ou, caso autorizado por um Estado-Membro, noutras instalações, ou que vende eletricidade de produção própria ou participa na flexibilidade ou nos planos de eficiência energética, desde que essas atividades não constituam a sua atividade principal, comercial ou profissional”.

A estes clientes ativos é atribuído o direito de participar em regimes de flexibilidade e de eficiência energética (art.º 15.º, ponto 2, alínea c); sendo estes clientes financeiramente responsáveis pelos desvios que causarem na rede de eletricidade (art.º 15.º, ponto 2, alínea f). Nesta medida, devem ser responsáveis pela liquidação dos desvios ou delegar a sua responsabilidade de balanço, nos termos do art.º 5.º do Regulamento (UE) 2019/943.

Os clientes ativos que sejam proprietários de uma instalação de armazenamento de energia não estão sujeitos ao pagamento de qualquer taxa dupla, incluindo as taxas de rede, pela manutenção da eletricidade armazenada nas suas instalações ou ao prestarem serviços de flexibilidade (SF) aos operadores de redes (art.º 15.º, ponto 5, alínea d) e estão autorizados a prestar vários serviços em simultâneo, se tal for tecnicamente viável (art.º 15.º, ponto 5, alínea d).

O papel da agregação na gestão da procura é definido na Diretiva, a qual determina que os clientes finais, incluindo os que participam na gestão da procura através da agregação, podem participar, juntamente com os produtores, de forma não discriminatória, em todos os mercados da eletricidade (art.º 17.º, ponto 1).

É ainda estabelecido que as empresas de eletricidade ou os clientes finais participantes possam pagar uma indemnização aos outros participantes no mercado responsáveis pela liquidação dos desvios, se esses participantes no mercado responsáveis pela liquidação dos desvios forem diretamente afetados pela ativação da gestão da procura. Nestes casos, a referida indemnização deve limitar-se a cobrir os custos suportados pelos comercializadores dos clientes participantes ou pelos agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios dos comercializadores durante a ativação da gestão da procura e o método de cálculo deve ser submetido à aprovação da entidade reguladora (art.º 17.º, ponto 4).

No que concerne especificamente à exploração da rede de distribuição (Capítulo IV), o art.º 31.º confere ao ORD o dever de contratar os serviços de sistema, não associados à frequência, necessários para a operação da rede, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras de mercado, exceto se a entidade reguladora tiver concluído que a prestação destes serviços baseada nas regras de mercado não é eficiente em termos económicos.

O art.º 32.º é central no que diz respeito aos incentivos à utilização de SF nas redes de distribuição onde se designam os Estados-Membros a estabelecer o quadro regulamentar para permitir e incentivar os ORD a contratar SF, designadamente a gestão de congestionamentos nas suas zonas, a fim de aumentar a eficiência do funcionamento e o desenvolvimento da rede de distribuição. Este quadro regulamentar deve assegurar que os ORD possam contratar SF a prestadores de produção distribuída, à gestão da procura ou ao armazenamento de energia, e promover a adoção de medidas de eficiência energética, quando tais serviços possam, de forma eficaz em termos de custos, reduzir a necessidade de reforçar ou substituir a capacidade da rede e possam apoiar o funcionamento eficaz e seguro da rede de distribuição. Os ORD devem contratar esses serviços, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras de mercado,

exceto se as entidades reguladoras tiverem determinado que a contratação de tais serviços não é eficiente em termos económicos ou que essa contratação conduzir a graves distorções do mercado ou a um maior nível de congestionamento (ponto 1).

Os ORD devem estabelecer as especificações dos SF contratados e, se for caso disso, produtos de mercado normalizados para esses serviços, pelo menos a nível nacional. As especificações devem assegurar a intervenção efetiva e não discriminatória de todos os participantes no mercado, incluindo os participantes no mercado que forneçam energia de fontes renováveis, participantes no mercado envolvidos na gestão da procura, operadores de instalações de armazenamento de energia e os participantes no mercado envolvidos na agregação. Os ORD devem ser adequadamente remunerados pela contratação destes SF de forma a poderem recuperar, pelo menos, os correspondentes custos incorridos, incluindo as despesas com as tecnologias de informação e de comunicação necessárias e os custos relacionados com as infraestruturas (ponto 2).

O plano de desenvolvimento da rede deve ser transparente relativamente aos SF que, a médio e longo prazo, serão necessários e estabelecer os investimentos previstos para os 5-10 anos seguintes, com especial destaque para as principais infraestruturas de distribuição necessárias para ligar novas capacidades de produção e novas cargas, incluindo pontos de carregamento para veículos elétricos. O plano de desenvolvimento da rede deve também incluir os recursos utilizados pelo ORD alternativos à expansão da rede, tais como a gestão da procura, a eficiência energética, as instalações de armazenamento de energia (ponto 3).

## 1.2 Novo paradigma de planeamento de redes

O Decreto-Lei n.º 15/2022 (DL 15/2022) procede à adaptação do regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN) às necessidades e desafios colocados pelos instrumentos estratégicos orientadores da política energética nacional: o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, e o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho.

O DL 15/2022 assegura a transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e, parcialmente, a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Este enquadramento visa assegurar a mudança de paradigma do SEN, de forma a evoluir de um sistema assente em produção centralizada, para um modelo descentralizado que enquadre no seu seio a produção local, as soluções de autoconsumo, a gestão ativa de redes inteligentes e a participação ativa dos consumidores nos mercados.

As alterações introduzidas pelo DL 15/2022 encontram-se estruturadas em cinco eixos principais, sendo o segundo focado na “maximização de todo o potencial de capacidade de receção da rede elétrica de serviço público (RESP), em linha com o interesse público da proteção dos consumidores que suportam os seus custos e com a obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias ao funcionamento do SEN, em condições de segurança do abastecimento e com qualidade de serviço.

A possibilidade de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP com restrições vem, por um lado, otimizar o uso do ativo RESP e, por outro lado, impor a necessidade de se evoluir de um modelo de planeamento e gestão das redes para um modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível, que incorpora em si mesmo a realidade da produção híbrida, do armazenamento necessário à maior penetração das

energias renováveis e do autoconsumo, individual e coletivo, transformando o tradicional consumidor num agente ativo do SEN e da transição energética.

Neste contexto, os planos de desenvolvimento e investimento das redes de transporte e de distribuição passam a ter de justificar, mediante uma análise de custo e benefício, a necessidade de construção de novas infraestruturas de rede face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, como o armazenamento, resposta da procura e da produção de eletricidade, só possíveis através da adoção do referido modelo de planeamento e de gestão flexível.

O quarto eixo, também relevante para o presente contexto, centra-se no papel que os consumidores irão passar a desempenhar, atuando individualmente, coletivamente ou através de comunidades de energia, prevendo a sua transição de meros consumidores passivos para agentes ativos que produzem eletricidade para autoconsumo ou para venda de excedentes, armazenam e oferecem SF e agregam produção.

Para esse efeito, o DL 15/2022 impõe a instalação de contadores e redes inteligentes e assegura, através da criação da figura do agregador, a eliminação das barreiras à sua participação nos mercados de eletricidade.

O art.º 123.º enquadra o processo de planeamento das redes de transporte e distribuição de eletricidade nos objetivos de política climática e energética expressos no PNEC 2030 e no RNC 2050, devendo o planeamento contribuir para a descarbonização através, entre outros, da concretização dos investimentos em infraestruturas que assegurem uma maior incorporação de eletricidade produzida “a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento” (ponto 2).

Os novos investimentos em infraestruturas de rede ficam sujeitos a uma “análise de custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, nomeadamente o armazenamento, medidas de resposta da procura e da produção de eletricidade” (ponto 5), quando estas

asseguem os objetivos de “garantir a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a recepção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço” (ponto 1).

É sobre estes dois aspetos que o projeto incide:

1. Primeiro, sobre a forma como deve ser conduzida pelo ORD a “análise de custo e benefício” porque é necessário garantir que a análise subjacente à valorização dos recursos distribuídos é coerente com a análise inerente ao processo de planeamento, caso contrário a viabilidade das soluções suportadas em SF não pode ser medida como alternativa às soluções convencionais de investimento na infraestrutura;
2. Depois, sobre a forma como o ORD pode garantir “segurança e de qualidade de serviço” com base em soluções híbridas, que complementam investimento na infraestrutura com a contratação de flexibilidade a recurso distribuídos, porque nem todas as soluções de planeamento convencional são projetos de reforço da rede para resolver congestionamentos futuros — uma grande parte do esforço de planeamento é geralmente dedicado a pôr em prática mudanças estruturais cujos benefícios, por serem sistémicos, não são geralmente passíveis de análise contra alternativas baseadas em SF.

Nos capítulos que se seguem, são apresentadas as bases para o desenvolvimento duma metodologia de avaliação de projetos de investimento em infraestruturas de rede, projetos que incluem a possibilidade de contratação e utilização de recursos de flexibilidade, em consonância com a gestão flexível dessas redes.



## 2. Planeamento Convencional e Resolução de Congestionamentos

O planeamento de redes de energia eléctrica é uma atividade complexa cujo esforço é geralmente dedicado a pôr em prática mudanças estruturais na rede em antecipação de alterações na sua utilização e no acesso a novos serviços, assim como nas novas formas de atuação sobre a rede que resultam da automação e da digitalização do sistema. As mudanças estruturais têm normalmente benefícios sistémicos, que se refletem em custos operacionais mais reduzidos e/ou segurança e qualidade de serviço melhoradas. A resolução de potenciais congestionamentos na rede é um desses benefícios que, por causar restrições na utilização da rede, é geralmente percecionado como primordial.

Os congestionamentos na rede eléctrica são resolvidos em tempo-real deslastrando consumo ou produção. Na fase de planeamento, quando se antecipam congestionamentos em regime normal de exploração, considera-se que esse consumo ou produção pode ser reprimido em antecipação. Quando se antecipam congestionamentos apenas em regime de contingência N-1, considera-se que a operação do sistema tem capacidade para deslastrar esse consumo ou produção em tempo-real. Em ambas as situações, regime normal e contingência, a energia correspondente ao consumo deslastrado é valorizada como Energia Não-Distribuída (END) e utilizada na função de mérito para a procura de soluções de planeamento de elevado desempenho<sup>1</sup>. No caso da produção, a energia cortada pode ser valorizada a preços de mercado — dependendo da magnitude e situação em que é cortada —, não necessariamente como END.

A END é uma métrica da fiabilidade duma rede, que inclui os impactos das interrupções causadas por defeitos na rede, para além dos impactos dos congestionamentos no restabelecimento pós-defeito. É por isso muito importante compreender como é avaliada a fiabilidade numa rede de distribuição e como é que os congestionamentos que decorrem das limitações de capacidade da rede se traduzem num quantitativo de END. Só assim se

---

<sup>1</sup> Para traduzir o desconforto e eventuais danos causado pela limitação na utilização da energia, a END é geralmente valorizada muito acima do preço de compra da energia. Em Portugal os valores têm vindo a aumentar, mas estão ainda muito longe dos valores praticados noutros países. E.g., em França a END é valorizada, para interrupções não programada a 9.2 €/kWh e 20.0 €/kWh (dependendo da magnitude da limitação) e a 2.5 €/kWh para interrupções programadas.

pode valorizar de forma adequada a contribuição da flexibilidade como recurso para resolver congestionamentos em regime de contingência, e com isso considerá-la como nova variável no espaço de procura de soluções de planeamento.

## 2.1 Fiabilidade e adequação da capacidade da rede

Um defeito numa secção de linha/cabo conduz a uma abertura automática de um disjuntor de alimentação (ou de um fusível, na baixa-tensão).

- Se o defeito for fugitivo, o alimentador é normalmente fechado com sucesso em muito pouco tempo e, portanto, a END durante o defeito é insignificante (interrupções muito curtas não são normalmente incluídas nos índices médios de fiabilidade do sistema).
- Se o defeito for persistente, então ou o disjuntor reabre ou algum dispositivo automático de interrupção a montante isola o defeito, caso em que o disjuntor volta a fechar. O disjuntor ou o dispositivo automático a montante permanece aberto até que a secção de linha defeituosa seja isolada, tempo esse aqui designado por  $T_1$ . Após o isolamento da secção avariada, o disjuntor ou o dispositivo automático fecha para abastecer os clientes a montante da secção isolada. Considerando que a carga não se altera significativamente durante o tempo  $T_1$ , a abertura do disjuntor provoca uma interrupção para a qual a END é dado por

$$E^{(1)} = T_1 L_1.$$

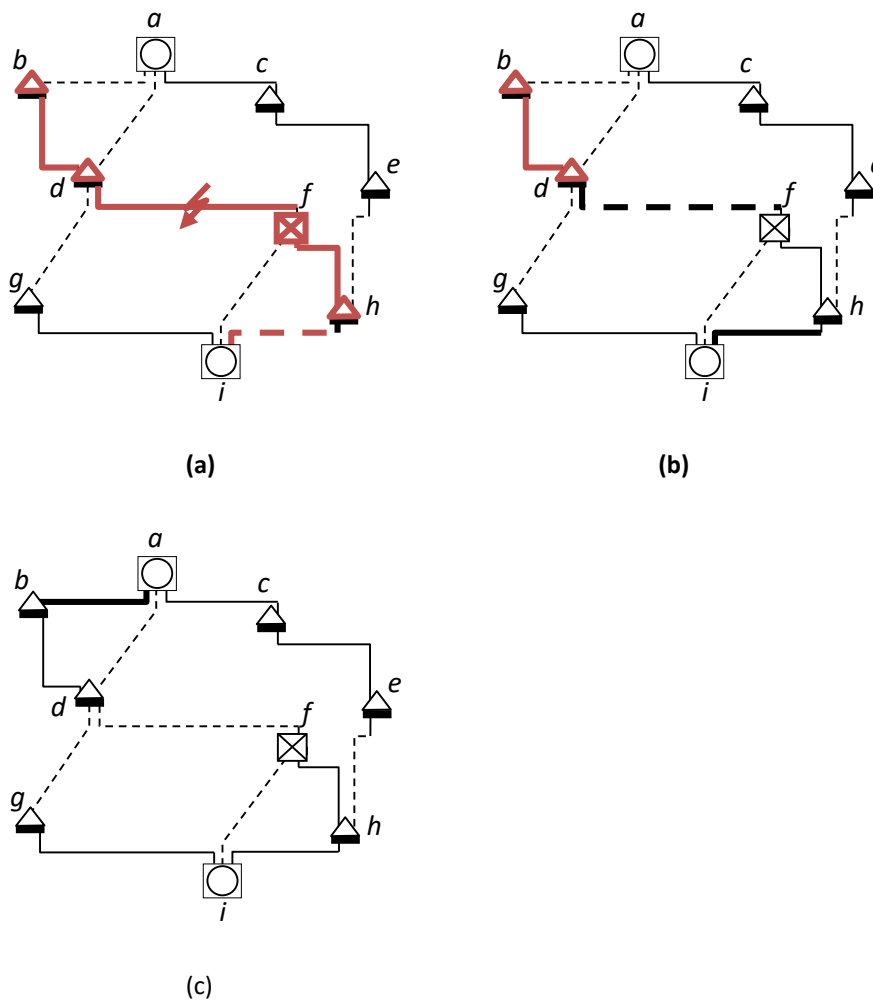
Onde  $L_1$  é a carga solicitada ao disjuntor de alimentação, ou a jusante do dispositivo automático.

Após o isolamento do defeito, a rede pode ser reconfigurada para alimentar os clientes a jusante do defeito. Quando normalmente existem dispositivos abertos, (um deles) é fechado para alimentar os clientes a jusante. Considerando que a carga a jusante, digamos  $L_2$ , não se altera significativamente durante o tempo de reconfiguração,  $T_2$ , a END durante a reconfiguração é dado por

$$E^{(2)} = T_2 L_2.$$

Onde  $L_2$  é a carga solicitada pelos clientes a jusante da secção isolada.

Após a reparação do cabo ou secção de linha, a rede pode voltar à sua configuração original sem interrupções adicionais. A Figura 2.1 ilustra as consequências de um possível defeito e as correspondentes fases de restabelecimento de serviço.



**Fig. 2.1.** Fases do processo de restabelecimento de serviço pós-defeito nas redes de distribuição: (a) defeito no ramo d-f seguido da abertura automática de um disjuntor de alimentação no ramo i-h; (b) isolamento do defeito através da abertura do ramo d-f seguida do fecho instantâneo do disjuntor para alimentar os clientes a montante do defeito, isto é, nós h e f; (c) reconfiguração do defeito através da comutação do arco a-b para alimentar os clientes a jusante do defeito, isto é, nós b e d.

Assim, para uma dada situação de carga, os impactos diretos dos defeitos podem ser obtidos através da soma das contribuições de END de cada fase de restabelecimento, para cada defeito possível. Como os defeitos não são igualmente prováveis, porque as linhas e os cabos têm comprimentos diferentes e taxas de avarias diferentes, os impactos agregados dos defeitos têm de ser obtidos ponderando os impacto individuais com a taxa de avarias,  $\lambda$ , da correspondente secção de linha/cabo. Como os defeitos são independentes entre si e a probabilidade de avarias permanentes simultâneas no mesmo alimentador é insignificante, a soma ponderada das contribuições de END retorna o valor esperado da END:

$$E^R = \sum_m \lambda_m (E_m^{(1)} + E_m^{(2)})$$

Até este ponto, não foram consideradas limitações na capacidade da rede para restabelecimento pós-defeito. No entanto, deve notar-se que após o isolamento do defeito, ao reconfigurar a rede para alimentar os clientes a jusante deste, o circuito de socorro pode ficar congestionado se a carga a jusante do defeito,  $L_2$ , for elevada.

O circuito de socorro, energizado pelo fecho do dispositivo normalmente aberto, pode não ter capacidade suficiente para alimentar todos os clientes sem ficar congestionado. Se surgirem congestionamentos, algumas cargas devem ser deslastradas para garantir segurança de abastecimento. Vamos designar o valor total do deslastre necessário para evitar congestionamentos por  $L_3$ . Considerando que a carga não muda significativamente durante o tempo de reconfiguração  $T_2$ , a END durante a fase de reconfiguração é agora dada por

$$E'^{(2)} = T_2(L_2 - L_3).$$

Esta é uma fase no processo criada entre a fase de reconfiguração e a fase de reparação do defeito, após a qual a rede pode voltar à sua configuração original e a carga voltar a ser servida. Por isso, quando o circuito de socorro não tem capacidade suficiente para alimentar todos os clientes afetados pelo isolamento do defeito ( $L_3 > 0$ ), a carga deslastrada fica fora de serviço durante o tempo de reconfiguração e de reparação, e é necessário considerar uma nova contribuição para a END dada por

$$E'^{(3)} = (T_2 + T_3)L_3.$$

Assim, o impacto das limitações estruturais causadas pela insuficiente capacidade da rede pode ser estimado calculando a diferença entre os valores da END *com e sem* limitações no restabelecimento pós-defeito. Vamos designar esse impacto das limitações estruturais por  $E^S$  e exprimi-lo como:

$$E^S = \sum_m \lambda_m \{ (E_m^{(1)} + E_m^{(2)}) - (E_m^{(1)} + E_m'^{(2)} + E_m'^{(3)}) \}$$

Se se substituírem as contribuições para a END acima mencionadas pelas expressões correspondentes, então a energia  $E^S$  pode ser expressa como:

$$E^S = \sum_m \lambda_m T_{3,m} L_{3,m}$$

Finalmente, podemos exprimir o valor total  $E^T$  da END como uma soma condicional dos dois impactos: o impacto dos defeitos  $E^R$  (que não depende da capacidade da rede) e o impacto estrutural das limitações de capacidade,  $E^S$ , i.e.:

$$E^T = \begin{cases} E^R + E^S & \Leftarrow L_3 > 0 \\ E^R & \Leftarrow \text{caso contrário} \end{cases}$$

Como ambos os impactos são mapeados em valores END, podemos valorizar as limitações estruturais de uma rede pelo seu impacto no custo da END.

---

Outras limitações de capacidade que possam manifestar-se em regime normal de exploração (N) podem igualmente ser mapeadas em valores de END, caso se conheçam os períodos em que tais imitações se manifestam. As limitações em regime normal são frequentemente designadas por carga reprimida, e são valorizadas na E-REDES utilizando também o custo unitário da END. No que concerne à consequência dos congestionamentos,

não há na fase de planeamento razão para distinguir entre limitações impostas em regime N e limitações impostas em regime N-1. Podem ambas ser valorizadas como END e estimadas como o resultado duma limitação de capacidade  $L_s$ , que se manifesta num ativo de rede  $s$ , com probabilidade  $\lambda_s$  durante um determinado período  $T_s$ .

Quer sejam resultado de análise em regime normal N, quer sejam resultado da análise de contingências N-1, uma vez monetizado o impacto das limitações de capacidade, compete ao planeamento procurar soluções de rede com capacidade adequada às situações de carga previstas. A *adequação* é medida pela relação entre os custos de capital despendidos em novos ativos ou no reforço de ativos os existentes e os correspondentes benefícios na redução das limitações de capacidade de advêm desses investimentos, medidos como reduções nos correspondentes custos da END.

O problema que enforma a procura por soluções adequadas de planeamento considera normalmente outros benefícios para além da redução dos custos de END, como a seguir se apresentará.

## 2.2 Planeamento óptimo da capacidade da rede

Para fazer evoluir a capacidade da rede de forma adequada, é preciso ser capaz de explorar o espaço de possíveis alternativas de evolução dessa rede e comparar essas alternativas com base num indicador de desempenho. Uma forma habitual de comparar alternativas é estabelecer um indicador de desempenho que permita balancear custos operacionais da exploração da rede com custos de capital necessários ao investimento na rede.

Tradicionalmente, os reguladores estabelecem um valor económico para a END e os ORD utilizam este valor para estabelecer a relação adequada entre benefícios na redução dos custos da END e custos de investimento no reforço e expansão da rede. Nesta relação podem incluir-se outros custos operacionais que são significativamente afetados pelo reforço da rede, tais como os custos das perdas (ineficiência energética), valorizados com base no valor económico da energia no nível da tensão de serviço da rede a ser planeada.

O espaço de alternativas de rede pode ser representado por um grafo  $G = (N, A)$  no qual os pontos de entrega e recepção, assim como os pontos de seccionamento e derivação (existentes e futuros), são representados por um conjunto de nós,  $N$ ; e os cabos, linhas, transformadores, interruptores, disjuntores (existentes e possíveis), são representados por um conjunto de arcos,  $A$ . Nesta representação, as alternativas de rede são subgrafos de  $G$  que representam escolhas restringidas ao espaço de possibilidades considerado em  $G$  para a futura infraestrutura, e que se fazem acompanhar, cada uma, da correspondente configuração radial escolhida para explorar essa infraestrutura. Matematicamente, podemos representar uma solução por um par  $(x, y)$ , onde  $x$  representa um subgrafo de  $G$  e  $y$  a configuração radial (árvore) escolhida para explorar  $x$ :

$$\begin{aligned} x &\subseteq G \\ y &\in S(x) \end{aligned}$$

Onde,  $S(x)$  é o conjunto de árvores de  $x$ .

O compromisso adequado entre fiabilidade, perdas e investimento no reforço e expansão da rede pode ser obtido procurando o mínimo dos correspondentes custos, i.e., resolvendo o seguinte problema de minimização  $\mathcal{P}$ .

$$\begin{aligned} (\mathcal{P}) \\ \min_{(x,y,p)} & R(x, y, p) + L(y, p) + I(x, p) \\ \text{s.a.} \quad & x \subseteq G \\ & y \in S(x) \\ & p \in \mathcal{C}(x) \end{aligned}$$

Onde,  $\mathcal{C}(x)$  é o conjunto de características possíveis para o equipamento dos arcos de  $x$ ,  $R$  representa a função de custo da END,  $L$  representa a função de custo de perdas, e  $I$  representa a função de custo de investimento na rede. Tais funções são avaliadas para um determinado horizonte. Designemos esse horizonte por *horizonte de planeamento* e o seu ano alvo por  $H$ .

O valor esperado da END é geralmente calculado para o ano  $H$  e os custos de fiabilidade anualizados são determinados para o crescimento previsto para a carga e uma determinada taxa de desconto e custo unitário do kWh de END. O mesmo se passa com o custo das perdas. O valor das perdas de energia é geralmente calculado para o ano  $H$  e os custos de perdas anualizados são determinadas para o crescimento previsto para a carga e uma determinada taxa de desconto e custo unitário do kWh de energia.

Com o custo de investimento, o processo é diferente. O valor do custo do investimento é geralmente calculado assumindo que todo o investimento é realizado no ano de início do horizonte de planeamento. Como a maioria dos investimentos em novos activos da rede têm uma vida útil superior ao período de planeamento, é necessário considerar um valor residual para esses activos no final desse período. Portanto, o custo do investimento no período de planeamento deve ser calculado como a diferença entre o custo do investimento no ano inicial e o valor actualizado do resíduo, para uma determinada taxa de desconto.

Os detalhes da avaliação serão mais tarde apresentados. Para já interessa-nos perceber o efeito que o momento de investimento tem no indicador de desempenho, e em que medida a flexibilidade pode ser valorizada com base nesse momento.

### 2.3 Calendarização do investimento na capacidade

Suponhamos que foram identificados previamente os reforços de capacidade óptimos para o horizonte de planeamento, ou seja, que já se resolveu o problema  $\mathcal{P}$  e que já foi determinada a sua solução,  $x^* \subseteq G$  e  $p^* \in \mathcal{C}(x)$ . A questão que agora se aborda é a de saber como calendarizar os reforços identificados.

Designa-se o conjunto de equipamento dos ativos de rede representados no grafo  $x^*$  no período  $t = 0$  por  $p^0$ . O conjunto de equipamentos adicionais (novos ativos) representado em  $p^*$  pode ser designado por  $p^+$ , onde

$$p^+ = p^* \setminus \{p^0 \cap p^*\}.$$



Depois de resolver o problema  $\mathcal{P}$  e obter o par  $(x^*, p^*)$ , o problema da calendarização óptima pode ser formulado como o problema de atribuir um momento (ano)  $t$  a cada adição de ativos e correspondente equipamento incluído em  $p^+$ . Designem-se as adições  $p^+$  no ano  $t$  por  $p_t^+$  e as acumulações dessas adições até ao ano  $t$  por  $p_t^*$ :

$$p_t^* = \bigcup_{i=1}^t p_i^+$$

Assim, o problema da calendarização óptima pode ser formulado como o problema de distribuir ao longo dos  $H$  anos do horizonte de planeamento todas as adições de ativos consideradas óptimas,  $p_H^*$ . O problema pode ser formulado como em  $\mathcal{R}$ .

( $\mathcal{R}$ )

$$\min_{(y,p)} \sum_{t=1}^H \left( R(x^*, y_t, p_t^*) + L(y_t, p_t^*) + I(x^*, p_t^*) \right) \frac{1}{(1 + \alpha)^t}$$

$$\text{s.a. } p_t^+ = p_t^* \setminus \{p^0 \cap p_t^*\}$$

$$p_H^* = p^*$$

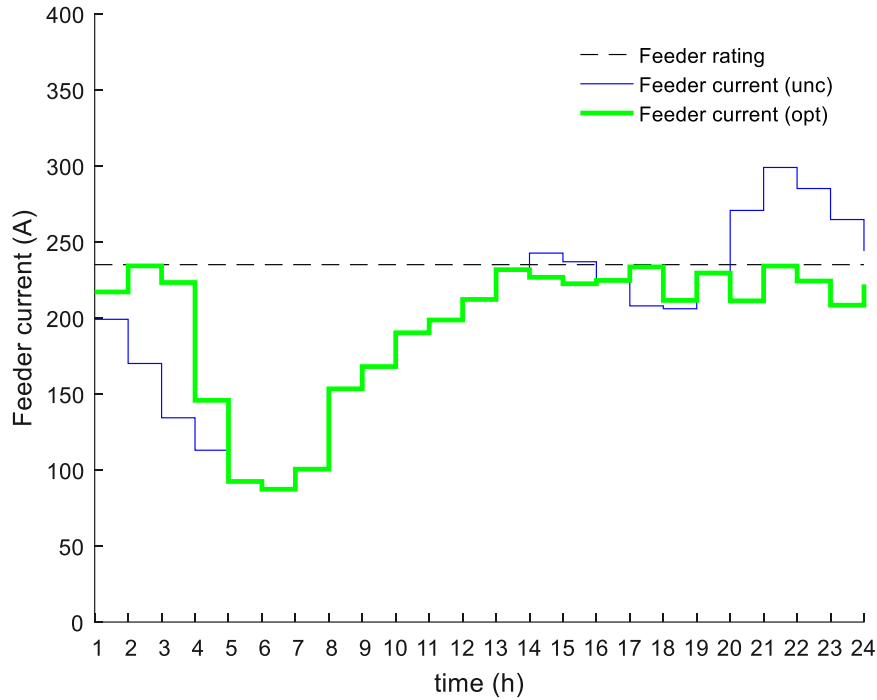
$$y = [y_t] : t = 1, \dots, H$$

$$y_t \in S(x^*) : t = 1, \dots, H$$

Onde  $\alpha$  é a taxa de desconto.

Caso parte do consumo ou produção ligado numa rede seja flexível, no sentido em que possa ser modificado num determinado período, o ORD pode tirar partido dessa flexibilidade para reduzir ou mesmo eliminar alguns congestionamentos, e com isso evitar interromper clientes (deslastrando consumidores ou produtores). Como contribuintes para a garantia de abastecimento, os consumidores ou produtores flexíveis podem ser vistos como fornecedores de capacidade e utilizados pelo ORD para adiar algumas das adições de ativos previstas na solução óptima de  $\mathcal{R}$ .

A Figura 2.2 ilustra o resultado agregado da modificação do diagrama diário de consumos dum conjunto de clientes ligados num mesmo alimentador em resposta a um pedido de redução de consumo para cumprimento duma restrição de capacidade nesse alimentador.



**Fig. 2.2.** Alteração ao diagrama diário de corrente num cabo de alimentação numa saída de uma subestação que resulta do despacho de SF. Os resultados para a corrente não controlada (*unc*, na legenda) é mostrado a azul; os resultados para a corrente depois de despachados os recursos (*opt*, na legenda) é mostrado a verde. O despacho adequado dos recursos de flexibilidade permite não exceder a capacidade do cabo (linha a traço interrompido), permitindo com isso que o reforço do alimentador seja adiado ou evitado.

Do ponto de vista do planeamento, a flexibilidade dos clientes pode ser utilizada para reduzir congestionamentos e, assim, melhorar a adequação da capacidade da rede às solicitações previstas no futuro. A adequação da capacidade é avaliada pela função  $R(x^*, y_t, p_t^*)$ , conforme propusemos anteriormente. Anteriormente, o impacto das limitações estruturais da rede foi quantificado numa componente da END, que designámos por  $E^S$ , cuja definição aqui voltamos a reproduzir:

$$E^T = \begin{cases} E^R + E^S & \Leftarrow L_3 > 0 \\ E^R & \Leftarrow \text{caso contrário} \end{cases}$$

Lembremo-nos de que o valor total da END foi definido como uma soma de dois impactos: o impacto dos defeitos  $E^R$  (que não depende da capacidade da rede) e o impacto das limitações de capacidade  $E^S$  (que depende da capacidade da rede e, portanto, do seu equipamento  $p$ ).

Refletido na função de custo da fiabilidade, o impacto das limitações estruturais da rede pode ser mitigado pela flexibilidade caso a redução de consumo ou produção,  $L_3$ , necessária para eliminar o congestionamento possa ser conseguida a um custo inferior ao custo da END ou do corte de produção, dependendo do caso.

A solução do problema de optimização  $\mathcal{P}$  já pesou os custos de fiabilidade  $R$  contra os custos de investimento  $I$ . A solução  $(x^*, p^*)$  é óptima no que concerne a essa relação. No entanto, se o impacto das limitações estruturais da rede, traduzidas por  $E^S$ , puder ser mitigado com recurso à flexibilidade, então:

- Alguns investimentos considerados óptimos em  $\mathcal{P}$  podem deixar de o ser; ou
- Alguns investimentos, sendo óptimos no sentido em que a solução  $(x^*, p^*)$  se mantém inalterada, conduzem a calendarizações  $p_t^+$  diferentes quando resolvemos o problema  $\mathcal{R}$ .

Assim, para considerar recursos de flexibilidade na calendarização de investimentos, o problema  $\mathcal{R}$  deve ser reformulado para incluir os custos e os benefícios dessa flexibilidade. Isso pode ser feito adicionando uma nova função de custo para a flexibilidade,  $F$ , ao mesmo tempo que se altera a forma como se avalia a adequação da capacidade na anterior função de custo de fiabilidade,  $R$ . Uma maneira possível de o fazer mantendo inalterada a definição de  $E^S$  é redefinindo o deslastre de carga,  $L_{3,m}$ , como:

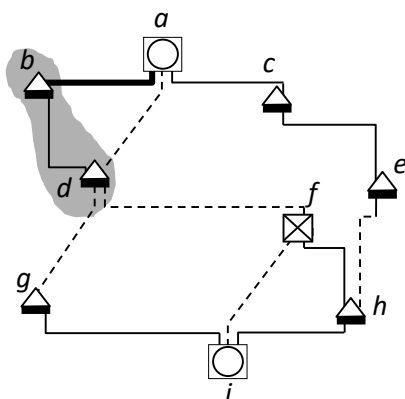
$$L_{3,m} := \begin{cases} \max\{0, L_{3,m} - D_m\} & \Leftarrow \pi_m < \gamma \\ L_{3,m} & \Leftarrow \text{caso contrário} \end{cases}$$

Onde  $D_m$  representa a soma dos recursos de flexibilidade disponíveis para mitigar o congestionamento na rede depois de reconfigurada para isolar o ramo  $m$  (no caso em que a limitação de capacidade é avaliada em regime N-1) ou representa apenas a soma dos recursos de flexibilidade disponíveis para mitigar o congestionamento na rede (no caso em que a limitação é avaliada em regime normal de exploração);  $\gamma$  representa o custo unitário da END e  $\pi_m$  o custo médio dos SF para os recursos disponíveis.

Defina-se o conjunto  $N_{s-m}$  como o conjunto de nós na rede cujos recursos de flexibilidade permitem resolver o congestionamento  $s$  na configuração encontrada para isolar o ramo  $m$ ; e  $N_{s-0}$  como o conjunto de nós na rede cujos recursos de flexibilidade permitem resolver o congestionamento  $s$  na configuração normal de exploração. Usando estas definições, a soma dos recursos nodais  $D_m$  e  $D_0$ , são definidas como:

$$D_m := \sum_{k \in N_{s-m}} \varepsilon_k D_k \quad D_0 := \sum_{k \in N_{s-0}} \varepsilon_k D_k$$

Onde  $\varepsilon_k$  é uma sensibilidade<sup>1</sup> que traduz a capacidade relativa da variação de carga no nó  $k$  para mitigar o congestionamento identificado no ativo  $s$ . A figura seguinte identifica a sombreado os nós do conjunto  $N_{s-m}$  na configuração que resulta do isolamento do ramo  $m \equiv d-f$  que dá origem a uma sobrecarga no ramo  $s \equiv a-b$ .



**Fig. 2.3.** Fase final do processo de restabelecimento de serviço apresentado na Fig. 2.1 para um defeito no ramo  $m \equiv d-f$ . Na configuração de pós-defeito, são identificados a sombreado os potenciais recursos de flexibilidade,  $D_{d-f}$ , passíveis de resolver a sobrecarga em  $s \equiv a-b$ .

Uma vez definido  $D_m$  e  $D_0$ , podemos expressar a função de custo de flexibilidade como uma soma dos custos associados à mitigação dos congestionamentos identificados em todas as situações de contingência, assim como na situação normal de exploração. Se designarmos o

<sup>1</sup> Para congestionamentos em ramos (sobrecargas), todos os nós a jusante do ativo congestionado têm sensibilidades idênticas, e todos os nós a montante têm sensibilidades insignificantes; para congestionamentos nos nós (violações dos limites de tensão), não é assim — as sensibilidades a jusante do congestionamento são idênticas entre si, mas a montante, apesar de mais pequenas, podem ser significativas e muito diferentes de no para nó.

conjunto de contingências que causa congestionamentos por  $C$ , a função de custo de flexibilidade pode ser expressa como:

$$F = \sum_{k \in X} \delta_k + \sum_{m \in C} (\lambda_m T_{3,m} \pi_m^* D_m^*) + \lambda_s T_s \pi_0^* D_0^*$$

Onde  $\delta_k$  representa o custo fixo do contrato de flexibilidade do cliente  $k$ ,  $D_m^*$  e  $D_0^*$  são obtidos do despacho óptimo dos recursos disponíveis em cada situação, e  $\pi_m^*$  e  $\pi_0^*$  são os preços médios unitários que resultam desse despacho, conhecidos os custos variáveis,  $\pi_k$ , necessários para mobilizar cada unidade do recurso  $D_k$ , e o conjunto  $X$  de recursos contratados para o programa de flexibilidade. Os problemas de despacho para cada situação (exploração normal e N-1), podem ser formulados como a seguir:

$$D_m^* = \sum_{k \in X \cap N_{s-m}} u_m^* \varepsilon_k D_k$$

$$D_0^* = \sum_{k \in X \cap N_{s-0}} u_0^* \varepsilon_k D_k$$

Onde,

$$u_m^* = \arg \min_u \sum_{k \in X \cap N_{s-m}} u_k \pi_k \varepsilon_k D_k$$

$$s. a. \sum_{k \in X \cap N_{s-m}} u_k \varepsilon_k D_k \geq L_{3,m}$$

$$u_0^* = \arg \min_u \sum_{k \in X \cap N_{s-0}} u_k \pi_k \varepsilon_k D_k$$

$$s. a. \sum_{k \in X \cap N_{s-0}} u_k \varepsilon_k D_k \geq L_s$$

Os custos decorrentes da mitigação de congestionamentos em N-1 são aumentados dos custos para resolução de congestionamentos em regime normal de exploração, quando existam, adicionando uma terceira parcela que traduz o esforço necessário para resolução da limitação de capacidade  $L_s$  identificado nesse regime. Na terceira parcela, o conjunto  $N_{s-0}$  representa o conjunto de nós na rede cujos recursos de flexibilidade permitem resolver o congestionamento  $s$  na configuração normal de exploração,  $\lambda_s$  a probabilidade de ocorrência do congestionamento e  $T_s$  a duração esperada do mesmo.

Definida a função de custo de flexibilidade, podemos reformular o problema de planeamento com recursos de flexibilidade como a seguir:

(S)

$$\begin{aligned} \min_{(y,p)} \quad & \sum_{t=1}^H \left( R'(x^*, y_t, p_t^*) + L(y_t, p_t^*) + I(x^*, p_t^+) + F(x^*, y_t, p_t^*) \right) \frac{1}{(1+\alpha)^t} \\ \text{s.a.} \quad & p_t^+ = p_t^* \setminus \{p^0 \cap p_t^*\} \\ & p_{H+1}^* = p^* \\ & y = [y_t] : t = 1, \dots, H \\ & y_t \in S(x^*) : t = 1, \dots, H \end{aligned}$$

Onde  $R'$  representa a função de custo fiabilidade modificada como anteriormente proposto, i.e., substituindo o deslastre de carga  $L_{3,m}$  por  $\max\{0, L_{3,m} - D_m\}$ ;  $F$  representa a função de custo de flexibilidade acima definida; e  $H + 1$  representa um novo período após o ano alvo, utilizado aqui para permitir que alguns reforços previamente identificações em  $p^*$  possam ser agora descartados no horizonte de planeamento considerado.

Note-se que, na definição da função de custos de fiabilidade,  $F$ , se assume que se consegue resolver um problema de despacho óptimo de recursos  $D_k$  com base nos correspondentes custos,  $\pi_k$ . Assume-se que são conhecidos *a priori* os custos  $\pi_k$  para cada um e todos os nós da rede, da mesma maneira como são conhecidas as cargas, a sua evolução, e muitos outros parâmetros da rede.

Contudo, a flexibilidade que no futuro estará disponível, assim como a sua distribuição pela rede e a sua estrutura de custos, têm hoje um nível de incerteza que não é equiparável à incerteza das cargas e dos outros parâmetros da rede cuja evolução normalmente se cenaniza no planeamento de redes.

Por isso, não é hoje possível tratar os recursos de flexibilidade no planeamento da mesma forma como são tratados os outros recursos, i.e., não é possível tratá-los *implicitamente* no processo de optimização, antecipando a sua capacidade para resolver potenciais congestionamentos na procura de soluções de investimento.

Em vez disso, a flexibilidade deve ser tratada como um recurso emergente que constitui uma nova dimensão a ser avaliada *explicitamente*, permitindo ao planeador estimar o seu o

valor sem antecipar a sua disponibilidade e custos futuros. Vamos ver *porquê* já a seguir, e *como* no capítulo seguinte.

## 2.4 Flexibilidade como uma nova dimensão do processo de decisão

O processo de decisão subjacente à atividade de planeamento tem como premissa a capacidade do decisor em avaliar custos e benefícios das várias (em geral muitas) possíveis soluções alternativas.

No que concerne à flexibilidade, a avaliação de custos tem que ser baseada em simulação numérica, uma vez que os custos dependem de congestionamentos,  $L_{3,m}$ , a maioria causadas em regime N-1, na sequência da reposição de serviço após contingências de arcos,  $m$ , do grafo  $x$  usado para representar a futura rede. As contingências,  $m$ , têm de ser enumerados exaustivamente para cada árvore  $y \in S(x)$ , usada para representar a configuração normal de exploração da rede, e analisadas no grafo  $x$  para as melhores configurações N-1, de forma a determinar as necessidades mínimas de redução de carga,  $D_m$ , para todos os ativos,  $s$ , potencialmente congestionados no futuro.

Para cada possível congestionamento, o valor esperado de recurso de flexibilidade necessário — a necessidade mínima de redução de carga,  $D_m$  — é calculado da mesma forma que anteriormente foi calculada a energia  $E^S$ : proporcionalmente a uma taxa de avarias do arco  $m$ ,  $\lambda_m$  (i.e., uma probabilidade de contingência) e ao tempo de reparação desse arco,  $T_{3,m}$ .

Mas, ao contrário da energia  $E^S$ , para estimar os custos da flexibilidade,  $F$ , há agora que considerar custos fixos para além dos custos variáveis de mobilização desse recurso, já que não é credível que se possam manter disponíveis para reduzir o seu consumo clientes cuja remuneração seja exclusivamente baseada numa possibilidade remota de virem a ser mobilizados. Algum incentivo latente,  $\delta_k$ , terá sempre de ser considerado para que os recursos desses clientes  $N_{s-m}$  estejam disponíveis para participar em programas de flexibilidade. Tal incentivo é para o ORD um custo fixo que não depende da energia

mobilizada pelos clientes do conjunto  $N_{s-m}$ , mas sim do número de elementos desse conjunto  $X$  de clientes que se mantêm disponíveis para responder variando a sua carga.

Assumindo que é assim, os custos de flexibilidade foram expressos como uma combinação de custos fixos e custos variáveis (recordar a expressão para cálculo de  $F$ ):

$$F = \sum_{k \in X} \delta_k + \sum_{m \in C} (\lambda_m T_{3,m} \pi_m^* D_m^*) + \lambda_s T_s \pi_0^* D_0^*$$

A parcela fixa dos custos de flexibilidade,  $\sum_{k \in X} \delta_k$ , acrescenta uma dificuldade adicional à anteriormente anunciada dificuldade de tratar *implicitamente* a flexibilidade no planeamento. Ao incluir uma componente fixa,  $\delta_k$ , na estrutura de custos, a gestão operacional da flexibilidade obriga a ter decidido *antecipadamente* sobre o conjunto  $X$  de contratos a realizar, uma vez que só se poderão “despachar” flexibilidades previamente contratadas, i.e.  $k \in X \cap N_{s-m}$ . Embora mais simples, em regime normal de exploração, a avaliação dos custos de flexibilidade exige igualmente decidir sobre contratos antes de decidir como gerir os recursos na mitigação de congestionamentos.

Os recursos nodais disponíveis para corrigir um determinado congestionamento, i.e., os elementos dos conjuntos  $N_{s-m}$  e  $N_{s-0}$ , não têm todos os mesmos custos variáveis de mobilização e, por isso, é que é necessário “despachar” os clientes *disponíveis*,  $X \cap N_{s-m}$  e  $X \cap N_{s-0}$ , para poder obter uma estimativa dos custos volumétricos de flexibilidade (ver a definição de  $D_m^*$  e  $D_0^*$  na secção anterior)

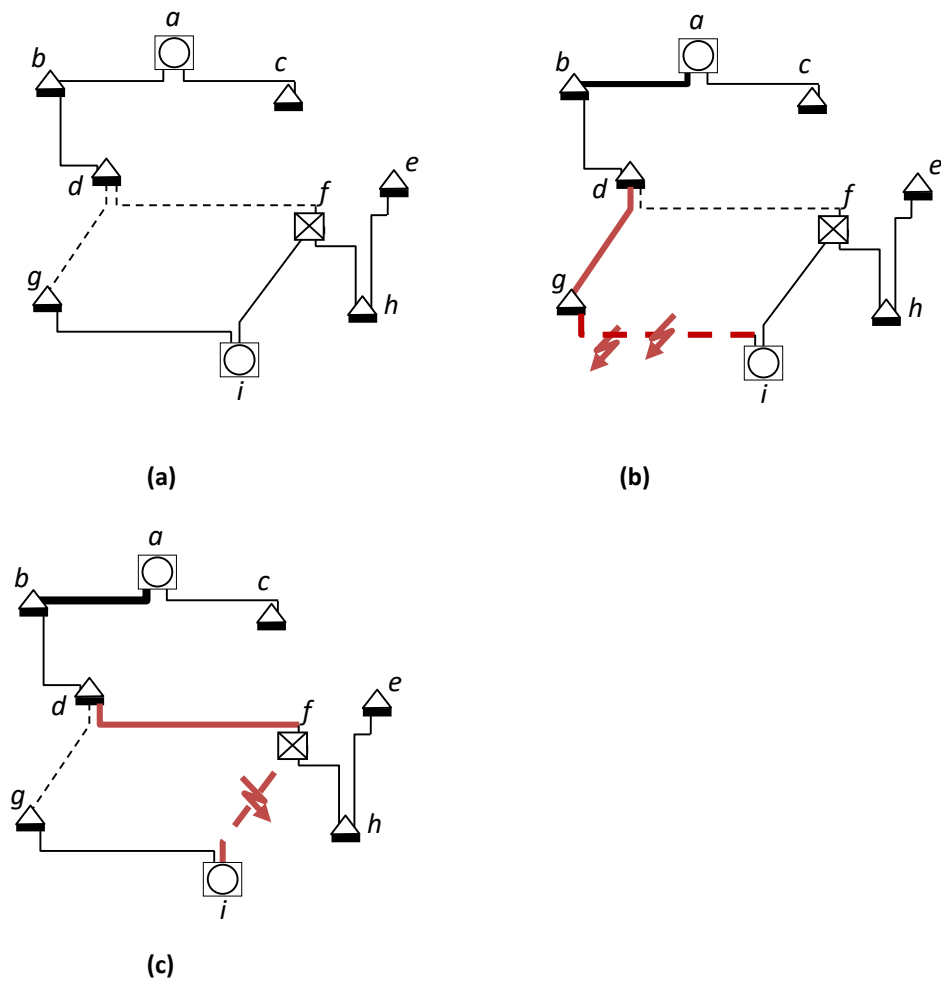
A dificuldade de tratar *implicitamente* a flexibilidade reside no facto dessa disponibilidade,  $X$ , não poder ser decidida nesta fase, uma vez que a decisão de fazer ou não um contrato de flexibilidade, envolvendo um custo fixo, depende de todas as possíveis situações em que esse cliente poderá vir a ser chamado a responder, e não apenas da situação concreta de congestionamento,  $s$ , em análise. É necessário resolver *implicitamente* um problema de “afetação” óptima de recursos, o que só pode ser feito tendo em consideração *todas* as possíveis situações de congestionamento.

O exemplo seguinte ilustra esta dificuldade.



### Exemplo 1

A Figura 2.4 mostra três situações de rede: (a) a situação normal de exploração e duas situações de restabelecimento de serviço pós-defeito. Em (b) para um defeito no ramo  $i-g$  seguido de isolamento através da abertura do mesmo ramo e do restabelecimento de serviço a jusante do defeito com o fecho do ramo  $d-g$ ; (c) para um defeito no ramo  $i-f$  seguido de isolamento através da abertura do mesmo ramo e do restabelecimento de serviço a jusante do defeito com o fecho do ramo  $d-f$ .



**Fig. 2.4.** Simplificação da Fig. 2.1 anteriormente apresentada para ilustrar a dificuldade em avaliar o benefício dos SF na mitigação de sobrecargas, uma criada por defeito em  $i-g$ , outra por defeito em  $i-f$ .

Em ambas as situações de restabelecimento, o ramo  $s \equiv a-b$  fica em sobrecarga: no caso (b) a sobrecarga pode ser mitigada com recursos de flexibilidade disponibilizados nos nós  $N_{i-g} \equiv \{b, d, g\}$ ; e no caso (c) com recursos de flexibilidade disponibilizados nos nós  $N_{i-f} \equiv \{b, d, h, e\}$ .

A sobrecarga causada é também em geral diferente em cada uma das situações,  $L_{3,i-g} \neq L_{3,i-f}$ , o que não constitui nenhuma dificuldade quando se lida com deslastre, já que se acumulam energias deslastradas (recordar a expressão para cálculo de  $E^S$ ):

$$E^S = \sum_m \lambda_m T_{3,m} L_{3,m}$$

Porém, quando se trata de flexibilidade, não se consegue determinar os benefícios para a função fiabilidade  $R'$  que decorrem da diferença  $\max\{0, L_{3,m} - D_m\}$  sem se determinar

$$D_m = \sum_{k \in X \cap N_{s-m}} \varepsilon_k D_k$$

o que não se consegue fazer sem conhecer o conjunto de clientes  $X$  que representa os recursos contratados. O mesmo se passa com a determinação dos custos,  $F$ .

Para determinar o conjunto de clientes  $X$  contratados, seria necessário resolver um problema de otimização combinatorio para cada possível contingência,  $m$ . Assumindo que temos custos fixos e variáveis,  $\delta_k$  e  $\pi_k$ , para cada um dos elementos  $k$  dos conjuntos  $N_{i-g} \equiv \{b, d, g\}$  e  $N_{i-f} \equiv \{b, d, h, e\}$ , o problema da afetação óptima pode ser formulado como o problema de decidir sobre as variáveis booleanas  $u_k = \{u_b, u_d, u_g, u_h, u_e\}$  de forma a maximizar as contribuições desses recursos para a mitigação de cada uma das sobrecargas,  $L_{3,i-g}$  e  $L_{3,i-f}$ .

O problema, para o caso muito simples do exemplo da Figura 2.4, pode ser formulado assim:

$$\begin{aligned}
& (\mathcal{T}) \\
& \min_{u_k} \sum_{k \in \{b,d,g,h,e\}} (u_k \delta_k) + \lambda_{i-g} T_{3,i-g} \left( \min_{u_k} \sum_{k \in \{b,d,g\}} u_k \pi_k \varepsilon_k D_k : D_{i-g} \geq L_{3,i-g} \right) \\
& \quad + \lambda_{i-f} T_{3,i-f} \left( \min_{u_k} \sum_{k \in \{b,d,h,e\}} u_k \pi_k \varepsilon_k D_k : D_{i-f} \geq L_{3,i-f} \right) \\
& \text{s.a.} \\
& D_{i-g} = u_b \varepsilon_b D_b + u_d \varepsilon_d D_d + u_g \varepsilon_g D_g \\
& D_{i-f} = u_b \varepsilon_b D_b + u_d \varepsilon_d D_d + u_h \varepsilon_h D_h + u_e \varepsilon_e D_e
\end{aligned}$$

---

O problema  $\mathcal{T}$  de afetação óptima de recursos de flexibilidade é combinatório — não é possível resolvê-lo como subproblema do problema de planeamento  $\mathcal{S}$  na procura de calendarizações óptimas para o investimento que consideram *implicitamente* os recursos de flexibilidade.

Em vez disso, propomo-nos avaliar *explicitamente* as oportunidades para os recursos de flexibilidade que decorrem de possíveis alterações à calendarização óptima  $p_t^*$  obtida com a solução do problema  $\mathcal{R}$  (em que a flexibilidade não é considerada), assumindo — em linha com a Directiva — que a solução do problema de afetação desses recursos deve ser resolvido *a posteriori* com recurso a serviços flexibilidade.

### 3. Recursos de flexibilidade e as alterações no planeamento

#### 3.1 Oportunidades para valorização dos serviços de flexibilidade

A avaliação típica de planos de investimento baseia-se na metodologia de cash-flows atualizados (DCF), que estabelece o valor atual líquido (VAL) dos custos de investimento e dos correspondentes benefícios operacionais.

Os benefícios são medidos com base na redução de custos operacionais que o investimento possibilita. A redução é medida contra os custos de fiabilidade e perdas no ano  $t = 0$ , aqui designados por  $R_0$  e  $L_0$ , respetivamente.

O VAL é definido com base na acumulação — ao longo do horizonte  $H$  — de benefícios variáveis no tempo,  $B_t = R_0 - R(x^*, y_t, p_t^*) + L_0 - L(y_t, p_t^*)$ ,

$$VAL = \sum_{t=1}^H \frac{B_t}{(1 + \alpha)^t} - \sum_{t=1}^H \frac{I_t}{(1 + \alpha)^t}$$

E por isso, a maximização do VAL corresponde à minimização dos custos totais no horizonte de planeamento, i.e.:

$$\begin{aligned} \min_{p_t^*} \sum_{t=1}^H \left( R(x^*, y_t, p_t^*) + L(y_t, p_t^*) + I(x^*, p_t^+) \right) \frac{1}{(1 + \alpha)^t} \\ = \max_{p_t^*} \sum_{t=1}^H \frac{R_0 - R(x^*, y_t, p_t^*) + L_0 - L(y_t, p_t^*)}{(1 + \alpha)^t} - \sum_{t=1}^H \frac{I(x^*, p_t^+)}{(1 + \alpha)^t} = \max_{p_t^*} VAL \end{aligned}$$

Considerando que o custo de um determinado investimento do calendário  $p_t^*$  é afundado em  $t = t_0$  e que os benefícios correspondentes ocorrem após a realização desse investimento  $I_0$ , então a expressão do VAL para um determinado custo de investimento  $I$ ,  $VAL_I$ , assume a forma:

$$VAL_I = \sum_{t=t_0}^H \frac{B_t}{(1+\alpha)^t} - I_0 + \frac{I_{H-t_0}^{rem}}{(1+\alpha)^H}$$

Onde  $B_t = R_{t_0} - R(x^*, y_t, p_t^*) + L_{t_0} - L(y_t, p_t^*)$  e  $I_{H-t_0}^{rem}$  representa o valor remanescente do investimento no fim do período de planeamento, caso a vida útil,  $v_u$ , do ativo em que investiu ultrapasse esse período, i.e.  $v_u > H - t_0$ .

As alterações à calendarização óptima,  $p_t^*$  (solução do problema  $\mathcal{R}$ ), representam uma oportunidade para prestar SF. Essa oportunidade é viável quando o valor económico dessa alteração é positivo, coisa que pode acontecer se parte dos custos de investimento puderem ser adiados e os congestionamentos que decorrem desse adiamento puderem ser resolvidos com recurso a flexibilidade, a custos inferiores aos do deslastre de carga ou carga reprimida (i.e., custos de END).

No contexto da valorização dos SF, procurar *maximizar* o VAL consiste, então, em procurar uma solução híbrida que combine investimento e flexibilidade de forma a que o correspondente VAL seja mais elevado do que o  $VAL_I$  contrafactual, obtido exclusivamente com recurso a investimento na rede (i.e., como solução do problema  $\mathcal{R}$ ).

O VAL da solução híbrida é dado por:

$$VAL_F = \overbrace{\sum_{t=t_0}^T \left( \frac{BF_t}{(1+\alpha)^t} - \frac{CF_t}{(1+\alpha)^t} \right)}^{B-C \text{ da Flexibilidade}} + \overbrace{I_0 \frac{(1+\alpha)^T - 1}{(1+\alpha)^T}}^{\text{Benefício de diferir } I_0 T \text{ anos}}$$

$$+ \overbrace{\sum_{t=t_0+T}^H \frac{B_t}{(1+\alpha)^t} - \frac{I_0}{(1+\alpha)^T} + \frac{I_{H-(t_0+T)}^{rem}}{(1+\alpha)^H}}^{VAL_I \text{ diferido}}$$

Onde  $T$  representa o período de adiamento do investimento e  $BF_t$  representa o benefício dos SF, medido com base na correspondente redução da energia reprimida ou não-distribuída no ano  $t$  — benefício esse que de acordo com o capítulo anterior pode ser estimado com base numa procura por SF junto dum conjunto de recursos,  $\{D_m\}$ :

$$BF = \gamma \sum_{m \in C} \lambda_m T_{3,m} (L_{3,m} - \max\{0, L_{3,m} - D_m\}) + \gamma \lambda_s T_s (L_s - \max\{0, L_s - D_0\})$$

Assim, para uma procura de SF bem definida,  $\{D_m\}$  e  $D_0$ , e considerada satisfatória pelo ORD, do ponto de vista da segurança do sistema, o custo limite,  $CF$ , para satisfazer essa procura pode ser determinado com base na relação entre os VALs de alternativas, i.e., garantindo que  $VAL_F \geq VAL_I$ .

Com base nas expressões anteriores, tal garantia pode ser expressa como:

$$CF \leq BF + \frac{I_0 \frac{(1 + \alpha)^T - 1}{(1 + \alpha)^T} - \Delta VAL_I}{\sum_{t=t_0}^T \frac{1}{(1 + \alpha)^t}}$$

onde

$$\Delta VAL_I = VAL_I - \sum_{t=t_0+T}^H \frac{B_t}{(1 + \alpha)^t} + \frac{I_0}{(1 + \alpha)^T} - \frac{I_{H-(t_0+T)}^{rem}}{(1 + \alpha)^H}$$

O valor limite do  $CF$ , aqui designado  $CF^*$ , pode ser usado pelo ORD para estabelecer um limite para o preço de licitação na procura por SF. O preço,  $P^*$ , tem que ser definido como inferior ao custo limite,  $P^* < CF^*$ , para que: (i) as alternativas suportadas em flexibilidade se traduzam num benefício coletivo tangível relativamente às soluções convencionais de reforço da rede, e (ii) parte desse benefício possa ser transferido para o ORD, cuja remuneração indexada ao investimento se reduzirá ao mesmo tempo que o novo exercício de planeamento fará aumentar as despesas com pessoal e sistemas.

Como veremos no Capítulo 5, na licitação de SF, a definição das quantidades  $\{D_m\}$  e  $D_0$  não é suficiente para que a oferta possa responder com segurança à procura. Na licitação de procura, o ORD tem de fornecer outras informações ao mercado, como sejam a situação em que o serviço será requerido, a duração esperada desse serviço e a probabilidade com que será solicitado. Obter essa informação juntamente com a definição das quantidades requeridas é um exercício muito exigente do ponto de vista analítico, que mesmo quando bem apoiado por sistemas computacionais de análise e optimização de redes, representa

para o ORD um esforço adicional muito significativo que requererá do planeamento recursos não despicientes com pessoal e sistemas computacionais especializados.

### 3.2 Procura de serviços de flexibilidade

Num exercício de planeamento com um horizonte alargado ou no qual se antecipem alterações significativas no consumo ou produção, os requisitos de procura traduzidos nas quantidades  $\{D_m\}$  e  $D_0$  vão naturalmente ser significativos e muito distribuídos pela rede. Nestes casos (a maioria), a resposta à procura por flexibilidade pode não ser suficiente para suprir todas as necessidades ou, sendo suficiente, pode não poder ser suprida por uma única entidade/ agente de flexibilidade (veja-se o exemplo ilustrado na Figura 2.4).

Nos casos em que a resposta não é suficiente, põe-se o problema de saber como valorizar pares quantidades-preço ( $\{D_m\} + D_0, P^*$ ) de ofertas mais pequenas, i.e.  $D_m < L_{3,m}, D_0 < L_s$ . Assumindo que o benefício do serviço de flexibilidade  $BF$  é proporcional ao valor da variação duma energia reprimida ou não-distribuída, então poder-se-ia estabelecer um custo limite para o serviço de flexibilidade,  $CF$ , como uma *função linear* dessa variação.

Na expressão do custo limite, tal corresponde a considerar que  $BF = \eta E$ . Como a expressão anteriormente apresentada para  $BF$  (aqui reproduzida):

$$BF = \gamma \sum_{m \in C} \lambda_m T_{3,m} (L_{3,m} - \max\{0, L_{3,m} - D_m\}) + \gamma \lambda_s T_s (L_s - \max\{0, L_s - D_0\})$$

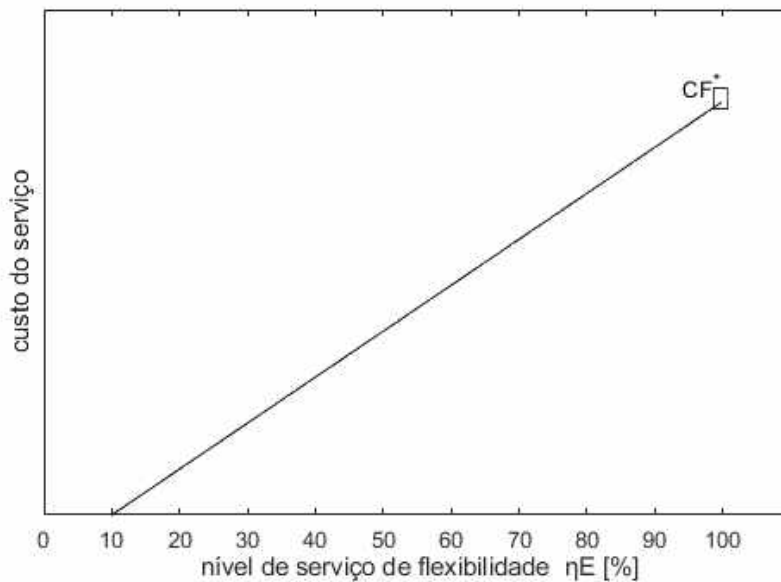
se pode escrever para  $D_m < L_{3,m}$  e  $D_0 < L_s$  como:

$$BF = \gamma \sum_{m \in C} \lambda_m T_{3,m} D_m + \gamma \lambda_s T_s D_0$$

O benefício  $BF$  pode ser representado como proporcional a um valor esperado duma energia,  $E$ , traduzida nos produtos  $\{\lambda_m T_{3,m} D_m\}$  e  $\lambda_s T_s D_0$ . Sendo proporcional a uma energia  $E$ , a inequação dos VALs que conduz à função custo limite pode ser expressa como a seguir:

$$CF^* = \eta E + \frac{\overbrace{I_0 \frac{(1 + \alpha)^T - 1}{(1 + \alpha)^T} - \Delta VAL_l}^{\text{Termo independente de D}}}{\sum_{t=t_0}^T \frac{1}{(1 + \alpha)^t}}$$

Considerando que são garantidas condições seguras de operação para um serviço incompleto, inferior ao serviço  $\{L_{3,m}\} + L_s$  solicitado pelo ORD, é possível valorizar serviços incompletos com a equação anterior. A Figura 3.1 ilustra a função de licitação correspondente a essa equação.



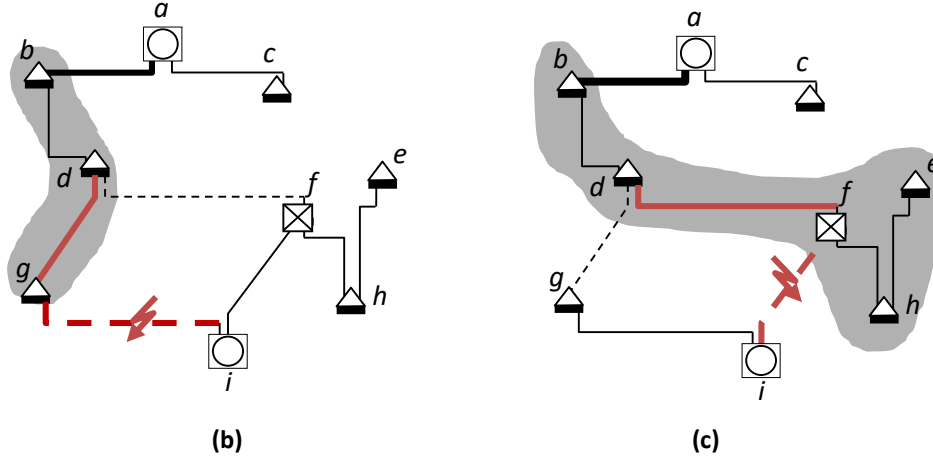
**Fig 3.1.** Valorização contrafactual de SF incompletos assumindo que o benefício da flexibilidade é proporcional à capacidade de reduzir os congestionamentos, i.e.  $BF = \eta E$ .

Contudo, é preciso ter atenção porque a capacidade de mitigar congestionamentos é um serviço que não se projeta linearmente na capacidade nodal dos recursos distribuídos disponíveis e, como tal, não é possível interpretar o eixo das abcissas diretamente como uma *soma de recursos distribuídos* na rede. Vamos ver *porquê* com o exemplo seguinte.



## Exemplo 2

Vejamos a que é que tal dificuldade corresponde no exemplo da Figura 2.4, que voltamos a reproduzir aqui por comodidade.



**Fig 3.2.** Reprodução de parte da Fig. 2.4 para ilustrar a dificuldade em projectar o benefício dos SF na mitigação de sobrecargas nos recursos disponibilizados.

Consideremos que para adiar o reforço do ramo a-b é solicitado um serviço  $\{D_{i-g}, D_{i-f}\}$  e que esse serviço é o suficiente para eliminar as sobrecargas  $L_{3,i-g}$  e  $L_{3,i-f}$  causadas pelas contingências dos ramos  $i-g$  e  $i-f$ , respectivamente. Nesse caso  $\max\{0, L_{3,i-g} - D_{i-g}\} = 0$  e  $\max\{0, L_{3,i-f} - D_{i-f}\} = 0$ , e portanto, o benefício correspondente ao serviço completo seria:

$$\begin{aligned}
 BF &= \gamma \lambda_{i-g} T_{3,i-g} (L_{3,i-g} - \max\{0, L_{3,i-g} - D_{i-g}\}) + \\
 &\quad \gamma \lambda_{i-f} T_{3,i-f} (L_{3,i-f} - \max\{0, L_{3,i-f} - D_{i-f}\}) = \\
 &\quad \gamma \lambda_{i-g} T_{3,i-g} L_{3,i-g} + \gamma \lambda_{i-f} T_{3,i-f} L_{3,i-f}
 \end{aligned}$$

Consideramos, tal como quando resolvemos o problema  $\mathcal{T}$ , que os serviços são compostos pelos recursos nodais potenciais (sombreados na figura):

$$\begin{aligned}
 D_{i-g} &= u_b \varepsilon_b D_b + u_d \varepsilon_d D_d + u_g \varepsilon_g D_g \\
 D_{i-f} &= u_b \varepsilon_b D_b + u_d \varepsilon_d D_d + u_h \varepsilon_h D_h + u_e \varepsilon_e D_e
 \end{aligned}$$

Assumindo que as sensibilidades  $\varepsilon_k = 1, \forall k$ , já que se tratam de sobrecargas para as quais todos os recursos identificados contribuem de forma idêntica para a sua redução, o mapeamento de recursos nodais nos serviços solicitados pode ser representado pela equação matricial:

$$\begin{bmatrix} D_{i-g} \\ D_{i-f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_b u_b \\ D_d u_d \\ D_e u_e \\ D_g u_g \\ D_h u_h \end{bmatrix}$$

A matriz mostra com clareza o facto de que uma mesma redução (desde que não-homotética) nos recursos  $D_k$  conduz invariavelmente a reduções muito diferentes nos serviços  $D_{i-g}$  e  $D_{i-f}$ . Vejamos um exemplo:

Por simplicidade, assumamos que todos os recursos são iguais, i.e.,  $D_b = D_d = \dots = D$ . Considere duas situações diferentes em que dois (dos cinco) potenciais contratos não se realizam (i.e., os recursos não são *de facto* disponibilizados):

- Na primeira situação, se os recursos  $b$  e  $d$  não estiverem disponíveis ( $u_b = u_d = 0$ ), a redução no SF é igual para as duas contingências,  $\Delta D_{i-g}^{(1)} = \Delta D_{i-f}^{(1)} = 2D$ ;
- Na segunda situação, se forem os recursos  $e$  e  $h$  a não estarem disponíveis ( $u_e = u_h = 0$ ), só há redução no SF à contingência  $i-f$ ,  $\Delta D_{i-f}^{(2)} = 2D$  ( $\Delta D_{i-g}^{(2)} = 0$ ), ao que corresponde uma redução na totalidade do SF que é metade da redução encontrada para o primeiro caso.

Na avaliação do benefício  $BF$  do serviço prestado, estas reduções têm impactos muito diferentes, mesmo que a duração e probabilidade de cada congestionamento fosse a mesma — coisa que em geral não se verifica. Note-se que na definição de  $BF$ , os impactos são ponderadas pela probabilidade do serviço ser requerido — indexado à taxas de avarias do ramo, que são em geral diferentes,  $\lambda_{i-g} \neq \lambda_{i-f}$  — e pela duração da redução solicitada — em geral também diferente,  $T_{3,i-g} \neq T_{3,i-f}$ .

Apesar do mapeamento entre recursos e serviços ser exigente, no sentido em que requer uma análise topológica da rede assim com das situações de contingência e respectivas probabilidades, estes mapas podem ser construídos no processo de avaliação da END para contabilização dos custos de fiabilidade.

Na análise topológica, é necessário caracterizar todas as situações de contingência,  $m \in C$ , a que estão associados riscos de congestionamento de ativos,  $s$ , potenciados pelo adiamento da solução de investimento convencional  $I_0$ . Para cada uma dessas situações, i.e., para cada par  $(m, s)$ , é necessário contabilizar o benefício potencial de mitigar o congestionamento com SF — como um produto entre probabilidade da contingência,  $\lambda_m$ , e a redução de END que daí decorre —, identificando os recursos que podem contribuir para esse serviço. O mesmo se deve fazer para a configuração normal de exploração,  $m \leftarrow 0$ , quando haja risco de congestionamentos nessa configuração da rede.

Na tabela seguinte propõe-se uma forma de organizar os resultados da análise de contingências e da análise da configuração normal de exploração para que esses resultados possam ser utilizados na licitação de procura por SF.

**Tabela 3.1.** Informação necessária para a licitação da procura por SF e posterior valorização de ofertas.

Situação	Congestionamento	Probab.	Duração	Potenciais recursos
$(m, s)$	$L_{3,m}$	$\lambda_m$	$T_{3,m}$	$\{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$(0, s)$	$L_s$	$\lambda_s$	$T_s$	$\{D_k: \forall k \in N_{s-0}\}$

A procura é dirigida aos potenciais recursos  $\{D_k: \forall k \in N_{s-m} \cup N_{s-0}\}$  informando-os de cada uma e todas as solicitações a que têm que responder,  $\{L_{3,m}\} \cup \{L_s\}$ , da duração individual dessas solicitações,  $\{T_{3,m}\} \cup \{T_s\}$ , assim como da probabilidade de serem chamados a responder a cada solicitação,  $\{\lambda_m\} \cup \{\lambda_s\}$ .

É a este terno ordenado de conjuntos,  $(\{L_{3,m}\} \cup \{L_s\}, \{T_{3,m}\} \cup \{T_s\}, \{\lambda_m\} \cup \{\lambda_s\})$ , que corresponde aquilo que foi designado anteriormente por SF. É para este serviço que se

consegue estabelecer, com base na solução de investimento contrafactual, um custo limite  $CF^*$  e, portanto, um majorante para o preço  $P^*$  de licitação de compra pelo ORD.

Na Figura 3.1, o custo limite  $CF^*$  projecta-se sobre o benefício potencial, na medida em que esse benefício é proporcional à capacidade de mitigar congestionamentos na rede com recurso a SF, i.e.,  $BF = \eta E$ , em que  $E$  é um nível de serviço, uma soma de todos os requisitos desse serviço, a que corresponde a abcissa de 100% na figura:

$$E = \sum_{m \in C} \lambda_m T_{3,m} D_m + \lambda_s T_s D_0$$

Embora o custo limite se projecte em  $E$ , é preciso não confundir o nível de serviço,  $E$ , com o serviço propriamente dito, constituído por um conjunto de disponibilidades nodais  $\{D_k: \forall k \in N_{s-m} \cup N_{s-0}\}$ , sobre as quais incide a procura (ver Tabela 3.1 e o exemplo anterior).

### 3.3 Riscos inerentes à oferta de serviços de flexibilidade

Quando a procura é muito exigente, não se pode esperar que a oferta seja satisfatória. A exigência elevada pode ser resultado de:

- Serviços de flexibilidade cujas garantias de disponibilidade tenham que ser muito elevadas para que o ORD possa assegurar níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço;
- Serviços de flexibilidade cujos potenciais recursos  $\{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$  estejam muito distribuídos no espaço (áreas de rede distintas) ou muito distribuídos no tempo (correspondam a muitas situações de contingência independentes entre si)
- Serviços de flexibilidade cujos requisitos de potência sejam elevados e os requisitos de energia reduzidos, i.e.  $D_k \gg, \lambda_m T_{3,m} \ll$ .

As garantias de disponibilidade dos recursos podem ser melhoradas com uma estrutura de custos em que a componente fixa seja predominante e os custos de mobilização não

constituam o principal incentivo para a oferta. Contudo, se os requisitos de potência forem elevados e os requisitos de energia reduzidos, os serviços de flexibilidade dificilmente podem ser competitivos com as soluções convencionais de investimento na capacidade da rede.

No contexto de planeamento, a competitividade dos recursos flexíveis só pode vir da elevada valorização da END, como recurso energético, e manifestar-se, portanto, em situações em que os congestionamentos representam uma exigência energética elevada quando comparada com a exigência de capacidade. Note-se que as tarifas de uso de rede na RND, que refletem nos clientes os custos médios de amortização do investimento na rede, representam custos de capacidade inferiores a 1 €/kVAmês — custos estes contra os quais os recursos de flexibilidade dificilmente podem competir.

A título ilustrativo, note-se que:

- Os preços de armazenamento distribuído (baterias) rondam os 450 €/kWh para aplicações de 1 a 10 MW com disponibilidade para 2 a 10 horas<sup>1</sup>. Admitindo, no cenário mais favorável para o armazenamento, que os congestionamentos são periódicos (e.g., diárias) e têm uma duração de apenas 2 horas (para exigir o máximo possível da rede, na comparação), uma bateria de 10 MWh cujo custo seria de aproximadamente 4,5 M€, poderia evitar deslastrar uma potência de 5 MW durante 2 horas. O correspondente custo de capacidade da bateria seria de 900 €/kW (4,5M€/5MW), que amortizado em 10 anos sem juros, teria custos de 7,5 €/kVmês. Ora estes custos são uma ordem de grandeza acima dos custos de capacidade das redes<sup>2</sup>, não se justificando por isso investir em baterias distribuídas para evitar investir na rede nestes casos;
- Na Alemanha, quando recentemente se procurou que os consumos ligados na distribuição disponibilizassem flexibilidade como reserva de balanço que pudesse ser ativada em menos de 15 minutos, a remuneração que se previu atribuir à capacidade foi de 2,5 €/kVmês à qual era depois adicionada uma tarifa para mobilização de 0,10-

---

<sup>1</sup> Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment 2020, US Department of Energy, Technical Report Publication No. DOE/PA-0204, December 2020.

<sup>2</sup> As tarifas de uso da RND em Portugal têm custos de capacidade inferiores a 1 €/kVAmês. O uso de 5MW durante 2h/dia custa na MT no período de ponta cerca de 0,7 €/kVAmês ( $0,541 + 0,0026 \times 60 \approx 0,7$ ). Mesmo que, por absurdo, se aplicasse tarifa BTN simples, o custo máximo seria de 2,0 €/kVAmês ( $0,849 + 0,0199 \times 60 \approx 2,0$ ).

0,40 €/kWh<sup>1</sup>. A estes preços, não é credível, a não ser num ou noutro caso esporádico, que se justifique adiar investimentos.

Se, por outro lado, os requisitos de flexibilidade forem muito distribuídos pela rede e muito distribuídos no tempo, a complexidade do processo de procura por recursos de flexibilidade —a cargo do ORD — é substantiva, e a oferta — por parte dos recursos —é muito difícil implementar para a totalidade desses requisitos. É difícil de implementar porque não é provável que uma única entidade agregadora de recursos seja capaz de responder a requisitos muito distribuídos no espaço (pela rede) e porque essa resposta, sendo realizada por múltiplas entidades, é muito difícil de validar quanto à disponibilidade efetiva para responder a solicitações muito diversas.

Como veremos no próximo capítulo, na prática, todas as experiências internacionais reportadas com a procura de serviços de flexibilidade são concretizações da metodologia geral proposta neste relatório para casos de planeamento muito simples, em que a solução de investimento é localizada e a procura por recursos de flexibilidade é muito confinada no espaço (uma zona da rede) para situações bem definidas no tempo.

Um caso muito simples de concretização da metodologia proposta é o caso dos pedidos de ligação de novos clientes a pontos da rede com capacidade de hospedagem insuficiente para acomodar esse pedido. Nesses casos, cabe ao planeamento identificar um projeto de reforço da rede para suprir uma necessidade específica imposta pelo requerente da ligação. No âmbito da metodologia proposta, se o projeto de reforço tiver um VAL positivo — e apenas nesse caso —, então a oportunidade de adiar esse reforço com recurso a SF pode ser avaliada, caso existam recursos para evitar os congestionamentos causados pela nova ligação. Nestes casos, a carga reprimida (valorizada como END) pode ser considerada como sendo a totalidade da carga do requerente, que não consegue ligar-se sem que seja realizado o reforço de rede. Como tal, pode nalguns casos justificar-se realizar esse investimento e justificando-se (i.e., sendo o VAL positivo), poder licitar-se o SF com base no preço limite que resulta da avaliação contrafactual.

---

<sup>1</sup> Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz und Juris GmbH, 2012, citado no relatório “Study on the effective integration of Distributed Energy Resources for providing flexibility to the electricity system,” Final report to The European Commission, Chap 3, pp. 46, April 2015.

Eventualmente, poderia pensar-se em dar ao requerente a oportunidade de prestar ele próprio esse serviço, quando o possa fazer, evitando a licitação em plataformas de mercado e os atrasos que daí decorrem para a aceitação da ligação.

Esta seria uma concretização da metodologia proposta para a valorização das comumente designadas ligações flexíveis ou ligações com restrições.

## 4. Experiências conhecidas

### 4.1 Valorização dos serviços de flexibilidade em França

Analisou-se nesta secção um conjunto de documentação produzida em França sobre serviços de flexibilidade para as redes de distribuição. Os documentos analisados têm origem na Comissão de Regulação de Energia (CRE) — a entidade reguladora de energia de França — e na principal empresa francesa de distribuição de energia elétrica, a Enedis.

A CRE encomendou ao consultor E-CUBE Strategy Consultants dois estudos sobre a problemática da flexibilidade nas redes de distribuição:

1. Um estudo em 2016 intitulado “Estudo sobre o valor das flexibilidades para a gestão e o dimensionamento das redes de distribuição.”
2. Um outro estudo em 2017 intitulado “Estudo sobre os mecanismos de valorização das flexibilidades para a gestão e o dimensionamento das redes públicas de distribuição de eletricidade.”

No primeiro documento de 2016, a flexibilidade é definida como um aumento ou uma diminuição temporária da energia trocada com a rede, determinado de acordo com o operador da rede em função da situação local. A motivação para determinar variações temporárias da energia trocada com a rede de distribuição, referidas anteriormente, devem-se ao aumento dos pontos de ligação de novos ativos de produção associados às energias renováveis e ao crescimento da ponta de consumo local, motivada pela eletrificação desse consumo.

Assim, de acordo com o consultor francês, há fundamentalmente dois tipos de flexibilidade:

1. Injeção. O recurso à flexibilidade para responder à restrição à injeção limita-se a inibir a produção de energia (ENI) contra o pagamento da energia não produzida. A ENI é a energia que poderia ser produzida, mas que não pode ser injetada na rede. O custo de ENI está associado ao valor do mercado.
2. Consumo. As restrições ao consumo excessivo são, em geral, mais complexas que as restrições à injeção. Manifestam-se quando o consumo excessivo dá origem a uma sobrecarga, coisa que acontece quando a rede não está na sua configuração normal de exploração, isto é, quando há uma falha num ou mais elementos da rede. Mesmo



sem falhas, pode haver restrição de consumo excessivo. A determinação dos participantes na resolução desta restrição ao consumo excessivo não é tarefa fácil, de acordo com o consultor francês.

Neste paradigma, o objetivo do primeiro documento foi o de analisar uma quinzena de casos que caracterizam, na opinião dos autores do documento, a problemática da flexibilidade. Pretendeu-se ilustrar formas de valorização da flexibilidade para as redes de distribuição e os racionais económicos subjacentes. Por isso, o estudo realizado visa em primeiro lugar caracterizar o benefício potencial da flexibilidade, entendido decorrente do valor do adiamento dos investimentos que a flexibilidade permite. E em segundo lugar, estimar os custos de flexibilidade necessários para obter o benefício potencial dessa flexibilidade. O valor líquido da flexibilidade é definido como a diferença entre benefício e custo.

A análise parte duma situação em que se manifesta um congestionamento num dos ativos da rede de distribuição. No caso, um transformador AT/MT duma subestação, uma saída de média tensão (MT) ou um transformador MT/BT dum posto transformação. O congestionamento pode ser uma violação dos limites de capacidade de um ativo ou dos limites aceitáveis para a tensão que, para poder ser resolvido, exige novos investimentos. Os congestionamentos nas redes de distribuição aparecem com a evolução do consumo ou da produção locais.

A flexibilidade é entendida como uma ferramenta ao dispor do operador da rede que pode permitir, pelo menos temporariamente, resolver o congestionamento. O benefício da flexibilidade provem do adiamento do investimento necessário para resolver o congestionamento ou da redução da energia não-distribuída (END) que resulta de conseguir mitigar o congestionamento e com isso deslastrar menos carga pelos meios tradicionais.

As soluções de flexibilidade apresentadas no documento de 2016 são designadas por: apagamento, geração, armazenamento e limitação da produção renovável. O desenho do mercado da flexibilidade, nomeadamente o método de contratualização, repartição de responsabilidades, perequação, etc., não foram objeto do estudo mencionado.

No segundo documento de 2017, o objetivo foi o de completar e prosseguir a análise do estudo de 2016 de modo a obter estimativas do valor da flexibilidade à escala nacional (de França), analisando os diferentes mecanismos de mobilização e de valorização dessa

flexibilização à escala local. De acordo com o estudo, a flexibilidade pode deter localmente valor económico por dois mecanismos:

- a) Baixar pontualmente o nível do congestionamento sobre um equipamento com o fim de evitar o seu reforço ou adiar o investimento correspondente (contexto de planeamento)
- b) Realimentar mais rapidamente uma parte dos clientes deslastrados ou reduzir o número de cortes ocasionados em situações de trabalho programado e/ou incidentes na rede (contexto de condução em que a contabilização do valor economizados reflete a redução de END).

Foram analisadas cinco situações: quatro em planeamento e a quinta em condução:

1. Restrição na injeção em subestações AT/MT.
2. Restrição à ponta de consumo em subestações AT/MT.
3. Restrição na injeção de saídas MT.
4. Restrição à injeção e consumo nos postos de transformação MT/BT.
5. Deslastre no caso de trabalhos programados e incidentes na rede MT.

À escala nacional (França), o valor bruto anual da flexibilidade para a rede de distribuição foi estimado como compreendido entre 20 e 60 M€/ano. Tendo em conta os custos da flexibilidade, o valor líquido foi estimado entre 11 e 18 M€/ano.

De todas as situações analisadas, a situação 4) “Restrição à injeção e consumo nos postos de transformação MT/BT” foi a que apresentou o valor líquido mais pequeno — quase nulo. Por isso, não foi analisada no resto do documento.

Dos diferentes mecanismos que permitem mobilizar e valorizar a flexibilidade entre os fornecedores dessa flexibilidade e o ORD, o estudo apresentou como mais favoráveis:

- a) As soluções designadas por “ligações inteligentes” como mecanismo para fazer face às restrições à injeção. Estas soluções foram apresentadas como tendo a vantagem de utilizar um veículo existente (proposição técnica e financeira e convenção de ligação) e de agir sobre o que constitui a origem do congestionamento (as novas ligações de produção).
- b) A solução designada S3REnR “*Schémas Régionaux de Raccordement au Réseaux des Énergies Renouvelables*”, que não é neste momento adaptada a Portugal.

- c) A solução de contratualização direta de flexibilidade pelos ORD, como mecanismo que permite concorrência e participação do conjunto de recursos de flexibilidade, independentemente das tecnologias. A solução requer uma análise e uma especificação da necessidade pelo ORDs, e de mecanismos de diálogo com os diferentes recursos ofertantes de flexibilidade, assim como de um controlo acrescido da sua disponibilidade efetiva (nomeadamente sobre restrições de *trasfega*, *soutirage*). A complexidade que decorre da contratualização conduz a restringir este mecanismo aos casos e às zonas de rede em que a flexibilidade tenha um valor económico elevado e a concorrência possa ser efetiva. Devido a este facto, o mecanismo é considerado como bem-adaptado à mitigação de congestionamentos nas subestações AT/MT.
- d) A exploração oportunista da flexibilidade existente pelo ORD, designada “opção ORD” é considerada bem-adaptada às necessidades de flexibilidade necessária para condução da rede. Consiste em usar os recursos de flexibilidade existentes, sem compromisso dos agentes. A ausência de garantia de disponibilidade para ORD é a contrapartida da agilidade deste mecanismo.

---

A Enedis, como principal empresa de distribuição de energia elétrica em França, tem apresentado, ao longo dos últimos anos, várias publicações sobre o tema da flexibilidade. O texto que aqui vamos analisar é intitulado “Resultados das propostas de flexibilidades locais 2022” e trata-se de um documento recente, de 11/07/2022, que apresenta propostas para flexibilidades locais.

No documento, afirma-se que as flexibilidades locais constituem uma nova alavanca ao serviço da transição ecológica e da atuação da rede de distribuição. Com a condição de serem fiáveis e competitivas, considera-se que as flexibilidades poderão resolver congestionamentos na rede de distribuição. A Enedis tem desenvolvido um importante programa de trabalhos para integrar as flexibilidades locais no seu modelo industrial.

Publicou em 2019 a sua visão sobre as flexibilidades locais<sup>1</sup> e em 2020 o seu roteiro para industrializar as flexibilidades<sup>2</sup>.

A Enedis escolheu uma estratégia pragmática que designou por “Test and Learn” para lidar com as partes interessadas em serviços de flexibilidades locais. Fez um primeiro concurso em 2018 e depois um novo concurso em 2021. Em 2022, a Enedis realizou o terceiro concurso para serviços de flexibilidades locais em três zonas, representando um total de onze lotes. O período para recepção de propostas esteve aberto de 21 de março até 16 de maio de 2022. Apesar dos esforços da Enedis para implementar em França serviços de flexibilidade, os resultados obtidos com os concursos têm sido muito limitados.

## 4.2 Valorização dos serviços de flexibilidade no Reino Unido

Na carta aberta 16 de julho de 2019<sup>3</sup>, dirigida à Energy Networks Association (ENA), o regulador inglês (Ofgem) e o Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) estabeleceram uma lista de ações a desenvolver pelos ORD, que inclui:

- Padronizar a procura de serviços de flexibilidade entre os operadores de rede;
- Implementar mecanismos transparentes para a avaliação de propostas de flexibilidade;
- Fornecer informações claras sobre as necessidades atuais e futuras do sistema;
- Definir um roteiro para a transparência dos dados, tendo em conta as recomendações do Energy Data Taskforce;
- Disponibilizar informações da rede num formato interoperável.

Em particular, o Ofgem definiu medidas a adotar pela ENA no sentido de garantir que os novos mercados e produtos de flexibilidade fossem coordenados entre si e com outros mercados de eletricidade, incluindo os mercados de serviços de sistema, nomeadamente:

- Facilitando a coordenação entre os mercados de flexibilidade e os mercados nacionais de serviços de sistema, permitindo o emparelhamento de produtos e serviços de flexibilidade;

---

<sup>1</sup> Les flexibilités au services de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution.

<sup>2</sup> Feuille de route pour la transformation des méthodes des dimensionnement des réseaux et l' integration des flexibilités.

<sup>3</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/publications/open-letter-ena-open-networks-project-ofgem-and-beis>

- Desenvolvendo processos mais eficientes e transparentes para o deslastre de carga na distribuição, incluindo coordenação na interação entre gestão ativa da rede e os mercados de flexibilidade;
- Identificando medidas que as organizações, incluindo a Ofgem, precisam de adotar.

Neste âmbito, foi iniciado em outubro de 2019 o desenvolvimento de uma metodologia comum de avaliação da flexibilidade a aplicar às decisões de investimento nas redes de distribuição a partir de abril de 2021. Esta metodologia foi designada por Common Evaluation Methodology (CEM), tendo os ORD do Reino Unido acordado implementar soluções de mercado para a contratação de serviços de flexibilidade com base nesta metodologia.

A metodologia CEM é aplicada para decidir intervenções resultantes da identificação de necessidades de reforço da rede, nomeadamente para optar entre:

1. Contratação de serviços de flexibilidade;
2. Investimento em reforço e expansão de ativos de rede;
3. Outras soluções inovadoras.

O objetivo é a utilização de uma abordagem padronizada que crie uma maior transparência na valorização de recursos para todos os agentes, proporcionando, adicionalmente, maior visibilidade e confiança entre os fornecedores de SF, ajudando a estimular competição e liquidez no mercado de SF, e reduzindo os custos para os clientes, em particular sobre a escolha da solução mais adequada que atenda às necessidades de rede.

Nas tabelas seguintes, são resumidos os principais elementos da metodologia CEM relativos aos requisitos dos SF, à metodologia de avaliação económica e aos fatores a considerar nas opções de intervenção.

<b>Requisitos do serviço</b>	
Cenários de crescimento	Os ORD avaliam as suas necessidades de rede utilizando um cenário ou um conjunto de cenários que são fundamentais para determinar o volume de flexibilidade necessária.
Requisitos da flexibilidade	Um dos principais casos de uso da CEM é a avaliação da flexibilidade como uma opção de rede. Há uma funcionalidade específica para inserir os requisitos de flexibilidade na avaliação de opções. Isso pode ser associado aos cenários de crescimento do consumo ou pode ser inserido manualmente.

<b>Avaliação económica</b>	
Ofgem CBA	Coerência com a ferramenta Ofgem CBA para decisões de investimento da rede: valores que permanecem consistentes com a Ofgem CBA, complementados com outras áreas da metodologia que foram adaptadas.
Horizonte temporal	A metodologia CEM determina o VAL de cada solução ao longo da vida útil do ativo subjacente ou pelo período de 45 anos.
Totex	No âmbito da Ofgem CBA, o fator de partilha do incentivo Totex (TIM - Totex Incentive Mechanism) é aplicado a todos os custos.

<b>Fatores das opções de intervenção</b>	
Custos	Os ORD inserem os custos dos investimentos relativos ao cenário base e de todas as opções alternativas de intervenção de rede para os vários cenários de crescimento de carga.
Valor do diferimento do investimento	Um elemento-chave de valor dentro da avaliação é o valor de adiar o reforço da rede. Ao comparar duas soluções potenciais (cenário base e uma opção alternativa de intervenção) levará a que, em muitos casos, a solução alternativa envolverá a opção de adiar o investimento e, em alternativa, contratar serviços de flexibilidade.
Impactos mais amplos na rede e implicações societais	A metodologia CEM considera outros impactos na rede e sociais das diferentes opções de intervenção, incluindo o impacto das perdas de rede, possíveis mudanças no estado dos ativos, emissões de carbono e uma série de outros impactos medidos na ferramenta original Ofgem CBA.

Em conformidade com a metodologia desenvolvida, a Energy Networks Association (ENA) definiu quatro produtos de flexibilidade padronizados que atendem às necessidades específicas da rede, permitindo que os ORD tomem decisões de investimento ao comparar produtos de flexibilidade com intervenções na rede. Estes produtos de flexibilidade foram designados por: “Sustain”, “Secure”, “Dynamic” e “Restore”, e encontram-se descritos na tabela seguinte.

<b>Produtos</b>	<b>Descrição</b>
SUSTAIN (Programado)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cenário base: diferimento do investimento</li> <li>• Programado com antecedência em relação à entrega do serviço</li> <li>• Pagamento feito pela programação do serviço em resposta a notificação de ativação</li> </ul>
SECURE (Pré-defeito)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cenário base: diferimento do investimento</li> <li>• Pode ser despachado ou ativado por notificação antecipada</li> <li>• Pagamento feito pela programação do serviço em resposta a notificação de ativação e pagamento adicional pela entrega do serviço</li> </ul>
DYNAMIC (Pós-defeito)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cenário base: diferimento do investimento</li> <li>• Fornecedores do serviço declaram disponibilidade</li> <li>• Instrução de despacho caso o serviço seja necessário</li> <li>• Pagamento se o serviço for fornecido</li> <li>• Pagamento por disponibilidade quando essa disponibilidade é aceite</li> </ul>
RESTORE (Reposição de serviço)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cenário base: Interrupções, custo geração stand-by</li> <li>• Fornecedores do serviço declaram disponibilidade e são automaticamente aceites</li> <li>• Instrução de despacho se o serviço é requerido após um defeito na rede</li> <li>• Pagamento pela utilização do serviço fornecido</li> </ul>

## 5. Alterações propostas ao planeamento de redes

### 5.1 Seleção de projetos para avaliação de alternativas de flexibilidade

Os meios computacionais de análise de redes postos ao serviço do planeamento têm de ser evoluídos para produzir uma tabela de requisitos de flexibilidade como resultado do conjunto de situações de congestionamento identificadas na análise de contingências.

As situações de congestionamento  $(m, s)$  devem ser identificadas no curto-prazo,  $t = t_0 + T$ , para um conjunto de períodos de adiamento do investimento  $\{T\}$ , de forma a avaliar as necessidades de flexibilidade num conjunto diferenciado de prazos, e.g.,  $T = 1, 2$  ou 3 anos.

Para cada uma das situações identificadas, é necessário contabilizar a magnitude do congestionamento em cada um dos prazos considerados  $\{t = t_0 + T\}$  e identificar os recursos que possam contribuir para mitigar o risco de congestionamento,  $\{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$  em cada um dos prazos.

Se nos reportarmos à anterior Tabela 3.1, na fase de seleção de projetos, é necessário preencher os campos das colunas a sombreado para cada um dos prazos,  $T$ , considerados:

Situação	Congestionamento	Probab.	Duração	Potenciais recursos
$(m, s)$	$L_{3,m}$	$\lambda_m$	$T_{3,m}$	$\{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$(0, s)$	$L_s$	$\lambda_s$	$T_s$	$\{D_k: \forall k \in N_{s-0}\}$

Se o projeto de investimento que se considera adiar pelo prazo  $T$  conduzir a situações de congestionamento que requerem um conjunto diversificado de potenciais recursos para serem resolvidas, então a avaliação da alternativa de flexibilidade deve ser descartada, pelas razões apresentadas na Seção 3.3.



Na Tabela, a diversidade de recursos pode ser medida pela conjunção das entradas na última coluna, que caso seja um conjunto vazio deve conduzir ao abandono da avaliação da alternativa de flexibilidade. A condição pode ser expressa como a seguir:

$$\bigcap_{m \in C+0} \{D_k: \forall k \in N_{s-m}\} = \emptyset$$

e servir como critério de abandono relativamente à análise contrafactual.

Quando a condição não se verifique, deve considerar-se realizar a avaliação contrafactual e dirigir a procura aos recursos do conjunto definido:  $\bigcap_{m \in C+0} \{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$ .

Porque a verificação da condição anteriormente apresentada é muito exigente do ponto de vista analítico, requerendo por parte do ORD um esforço significativo para poder ser verificada, consideramos que não é razoável impor tal verificação a todos os projetos do plano de investimento. É necessário um outro critério para pré-selecionar projetos com base numa análise qualitativa, menos exigente, que restrinja a análise contrafactual aos casos em que a valorização dos SF tem possibilidade de ser atrativa para os ofertantes desses serviços.

Relembrando o que foi referido relativamente aos riscos inerentes à oferta, na Secção 3.3, o facto da competitividade dos recursos flexíveis decorrer da elevada valorização da END, permite-nos excluir à partida a procura de soluções alternativas para projetos cujos objetivos sejam:

- Melhorar a eficiência da rede. Não faz sentido melhorar perdas com recurso a SF, uma vez que a redução de perdas na rede causada por uma redução de consumo ou um aumento de produção corresponderá apenas a uma pequena parte da carga mobilizada pelo recurso flexível<sup>1</sup>, e os custos de referência para esses recursos são esperados ser muito mais elevados do que os custos das perdas.

---

<sup>1</sup> Mesmo assumindo perdas muito elevadas de 10% e uma mobilização de recursos flexíveis que reduzisse para metade a carga na rede e, portanto, reduzisse para  $\frac{1}{4}$  o valor original de perdas, estaríamos a mobilizar recursos de flexibilidade com custos da ordem de 4.5 €/kWh para reduzir em 20% perdas cuja valorização seria cerca de 0.1 €/kWh. Isto corresponde a pagar 4.5 € para poupar menos de 2 cêntimos em cada kWh mobilizado [ $0.2 \times 0.1 = 0.02$ ].

- Melhorar a fiabilidade da rede e os indicadores de continuidade de serviço. Os SF não permitem, nem reduzir o valor esperado do número de interrupções causadas por defeitos, nem o valor esperado da duração dessas interrupções. Podem mitigar consequências de congestionamentos na rede durante o processo de restabelecimento pós-defeito, como vimos anteriormente, mas essas consequências são geralmente pouco impactantes nos índices de fiabilidade, já que ocorrem com baixa probabilidade e requerem tipicamente poucos recursos energéticos para serem resolvidas.

As consequências dos congestionamentos, quer em regime normal de exploração, quer em regime de contingência, têm elevados impactos na qualidade de serviço (em geral) e pequenos impactos na continuidade desse serviço (em particular). Devem por isso ser analisadas com cuidado nos projetos em que a qualidade de serviço é esperada degradar-se como resultado da ligação de novos consumos e/ou produção. É sobre esses projetos — em que, quer os limiares de tensão de serviço, quer os limites de utilização dos ativos, correm riscos significativos de virem a ser ultrapassados, e por isso se reprime a ligação de novos consumos e/ou produção — que deve incidir a análise contrafactual.

Propomos, por isso, que a análise contrafactual, e o correspondente critério de abandono expresso na condição  $\bigcap_{m \in C+0} \{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$ , seja apenas aplicado a projetos de desenvolvimento de rede que tenham como objetivo acomodar na rede novas ligações de consumo e/ou produção, com especial enfoque naqueles em que as ligações são requeridas numa zona bem definida da rede; os projetos de desenvolvimento de rede que tenham por objetivo atender ao crescimento natural do consumo e/ou produção devem também poder ser considerados como candidatos à análise contrafactual desde que o investimento considerado seja orientado para a melhoria da qualidade de serviço, nomeadamente para a correção dos limiares de tensão, e não para a redução de interrupções e de outros indicadores de continuidade.

Os projetos cujos objetivos sejam especificamente orientados para a redução de perdas, melhoria dos indicadores de continuidade de serviço técnica, e renovação ou reabilitação de ativos, não requerem análise do critério de abandono, podendo a análise contrafactual

ser dispensada à partida sem que com isso sejam desperdiçadas oportunidades relevantes para os prestadores de SF.

## 5.2 Método de avaliação contrafactual de alternativas de flexibilidade

Uma vez identificados os recursos comuns a todas as situações de congestionamento criadas pelo adiamento do investimento,  $\cap_{m \in C+0} \{D_k\}$ , a procura de SF deve incluir informação sobre a magnitude de cada solicitação,  $\{L_{3,m}\}$ , a duração esperada de cada uma dessas solicitações,  $\{T_{3,m}\}$ , assim como a probabilidade de ocorrência,  $\{\lambda_m\}$ .

Se nos reportarmos novamente à Tabela 3.1, na fase de avaliação contrafactual, é necessário preencher os campos assinalados nos campos das colunas a sombreado para cada um dos congestionamentos  $(m, s)$  e dos prazos considerados:

Situação	Congestionamento	Probab.	Duração	Potenciais recursos
$(m, s)$	$L_{3,m}$	$\lambda_m$	$T_{3,m}$	$\cap_{m \in C+0} \{D_k\}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$(0, s)$	$L_s$	$\lambda_s$	$T_s$	$\cap_{m \in C+0} \{D_k\}$

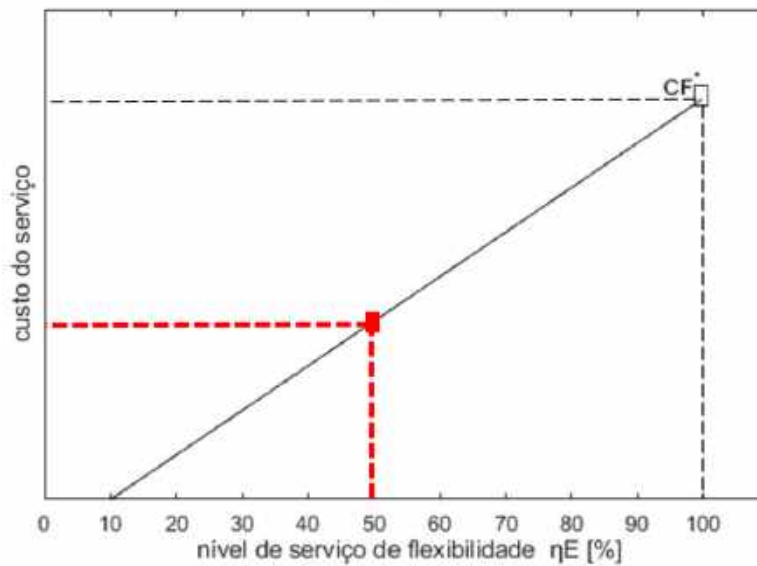
A cada entrada na tabela corresponde um terno ordenado,  $(\{L_{3,m}\}, \{T_{3,m}\}, \{\lambda_m\})$  ou  $(\{L_s\}, \{T_s\}, \{\lambda_s\})$  e ao conjunto de entradas na tabela corresponde aquilo que foi designado anteriormente por SF a procurar. É para esse serviço, e apenas quando esse serviço possa ser prestado pelo mesmo conjunto de recursos, que se deve estabelecer, com base na solução de investimento contrafactual, um custo limite  $CF^*$  e, portanto, um limite para o preço de licitação.

Na medida em que restringimos a prestação do SF aos casos em que o mesmo conjunto de recursos é chamado a resolver todas as solicitações,  $\{D_m\}$ , necessárias ao adiamento do investimento, i.e.,  $\{D_m\} = \cap_{m \in C+0} \{D_k\}$ , podemos valorizar facilmente ofertas inferiores à totalidade do serviço solicitado, sempre que tal não ponha em risco os padrões de segurança a que o ORD está obrigado.

Recordando o racional apresentado na Seção 3.1, pode-se assumir que o benefício do SF é proporcional ao nível desse serviço, i.e., que  $BF = \eta E$  com  $E = \sum_{m \in C+0} \lambda_m T_{3,m} D_m$ , que, substituindo na inequação dos VALs, conduz ao preço limite:

$$CF^* = \eta E + \frac{\overbrace{I_0 \frac{(1 + \alpha)^T - 1}{(1 + \alpha)^T} - \Delta VAL_I}^{\text{Termo independente de D}}}{\sum_{t=t_0}^T \frac{1}{(1 + \alpha)^t}}$$

A Figura 3.1 (que aqui reproduzimos) ilustra a função de licitação correspondente a equação anterior, onde é agora assinalado a vermelho o preço máximo que o ORD poderia estar disposto a pagar por um serviço 50% inferior ao serviço originalmente requerido para equiparar a alternativa de flexibilidade à solução contrafactual de investimento.



**Fig 3.1.** Valorização contrafactual de SF incompletos assumindo que o benefício da flexibilidade é proporcional à capacidade de reduzir os congestionamentos, i.e.  $BF = \eta E$ .

Ao planeador compete determinar a solução óptima de investimento e calcular a variação do VAL que decorre do adiamento do investimento correspondente a essa solução por um prazo de  $T$  anos — o valor que no Capítulo 3 se designou por  $\Delta VAL_I$ .

Suportado nos sistemas computacionais de análise de redes, compete ao planeador identificar congestionamentos e contabilizar as suas magnitudes em cada um dos prazos considerados  $\{t = t_0 + T\}$ , identificando os recursos que possam contribuir para mitigar o risco de cada um e todos os possíveis congestionamento,  $\{D_k: \forall k \in N_{s-m}\}$  em cada um dos prazos.

Com base na análise dos potenciais recursos, e na totalidade das situações de congestionamento —, apresentadas numa tabela como a Tabela 3.1 —, o planeador decide sobre a viabilidade da solução alternativa suportada nos SF, em cada um dos prazos considerados, avaliando a conjunção dos recursos potenciais, como proposto na seção anterior, i.e. verificando se:

$$\bigcap_{m \in C+0} \{D_k: \forall k \in N_{s-m}\} \neq \emptyset$$

Para os casos em que a solução alternativa é viável, i.e., para os casos em que a interseção é não vazia, o planeador constrói as licitações de procura por SF, como a seguir se propõe fazer.

## 6. Mercado de serviços de flexibilidade

### 6.1 Oferta, procura e equilíbrio de mercado

No capítulo anterior, os SF foram valorizados com base na capacidade de diferir custos de investimento em reforços de rede, usando a metodologia de DCF para avaliar SF locais e estimando o custo desses serviços que tornaria o ORD indiferente entre alternativas de investimento com diferente intervenção dos agentes de mercado fornecedores de SF.

A indiferença entre alternativas foi expressa numa licitação de procura que envolve um custo limite  $CF^*$ , dois requisitos  $\{L_{3,m}\}$  e  $\{T_{3,m}\}$  e uma probabilidade  $\{\lambda_m\}$ , cujas definições se apresentam a seguir:

$CF^*$  é valor máximo passível de ser pago aos fornecedores de SF que, no seu conjunto  $(\cap_{m \in C+0}\{D_k\})$ , viabilizam o adiamento da solução contrafactual de investimento de forma economicamente eficiente

$\{L_{3,m}\}$  é magnitude da solicitação  $m$

$\{T_{3,m}\}$  é duração esperada da solicitação  $m$

$\{\lambda_m\}$  é probabilidade de ocorrência da solicitação  $m$

A valorização dos SF apresentada no Capítulo 3, em particular a Secção 3.2, faz uso da expressão deduzida para o custo limite dos SF ( $CF^*$ ) que torna os serviços eficientes face à alternativa contrafactual de investimento, obtida pela relação dos respetivos VAL. Conforme também referido nesse Capítulo 3, o valor limite de custo, designado por  $CF^*$ , pode ser usado pelo ORD para estabelecer o preço de licitação na procura de SF, definido como inferior a este custo limite  $P^* < CF^*$ , para que os SF se traduzam num benefício para o sistema relativamente às soluções convencionais de reforço da rede.

Considerando a situação em que todos os potenciais fornecedores de SF contribuem para todas as situações de contingência ( $m \in C$ ), uma fração  $\varphi$  do custo limite  $CF^*$  — limite máximo a ser assignado aos SF — pode ser atribuída para o pagamento aos vários fornecedores de SF com base numa metodologia de mercado explicada mais adiante. Esta fração  $\varphi$  é definida como a parte do custo evitado do investimento que será transferida para os fornecedores dos SF, sendo o seu complementar  $(1 - \varphi)$  o ganho afeto ao sistema pela contratação dos SF, como alternativa ao investimento.

Assumindo que a duração  $T_{3,m}$  não é objeto de negociação, o valor limite a pagar pelos SF é dado por:

$$P^* = \frac{\sum_m \lambda_m \min\{L_{3,m}, \sum_i S_i\} T_{3,m}}{\sum_m \lambda_m L_{3,m} T_{3,m}} \varphi CF^*$$

Onde,

$S_i$  é magnitude licitada pelo fornecedor de SF  $i$ , assumida como disponível em todas as situações  $m \in C$

$\varphi$  é fração do valor máximo ( $CF^*$ ) passível de ser pago pelos SF, usado como valorização da licitação de compra dos SF por parte do ORD

Tal como indicado na Secção 3.2, a procura de SF é dirigida aos potenciais prestadores de serviços que detenham recursos de flexibilidade passíveis de ser ativados nas circunstâncias definidas pelo ORD. Para tal, o ORD disponibiliza a informação sobre cada uma e todas as solicitações a que os prestadores de SF têm que responder,  $\{L_{3,m}\}$ , a duração esperada de cada uma dessas solicitações,  $\{T_{3,m}\}$ , assim como da probabilidade de serem chamados a responder a cada solicitação,  $\{\lambda_m\}$ .



### Exemplo #1

Na tabela seguinte exemplifica-se uma situação simples de análise em que os fornecedores de SF são chamados a responder a duas solicitações,  $m = 1, 2$ .

**Tabela 6.1.** Informação necessária para a licitação da procura por SF e posterior valorização de ofertas.

$m$	$\lambda_m$	$T_m$ (h)	$L_{3,m}$ (MW)
1	0.04	2	10
2	0.20	1	6

Para esta situação de procura por parte do ORD, o valor esperado da energia não distribuída ( $E$ ), na ausência de investimento, é dado por:

$$E = \sum_m \lambda_m T_m L_{3,m} = 0.04 \times 2 \times 10 + 0.20 \times 1 \times 6 = 2.0 \text{ MWh}$$

Exemplifica-se na Tabela 6.2 uma possível resposta por parte dos prestadores de SF para satisfazer a procura requerida pelo ORD.

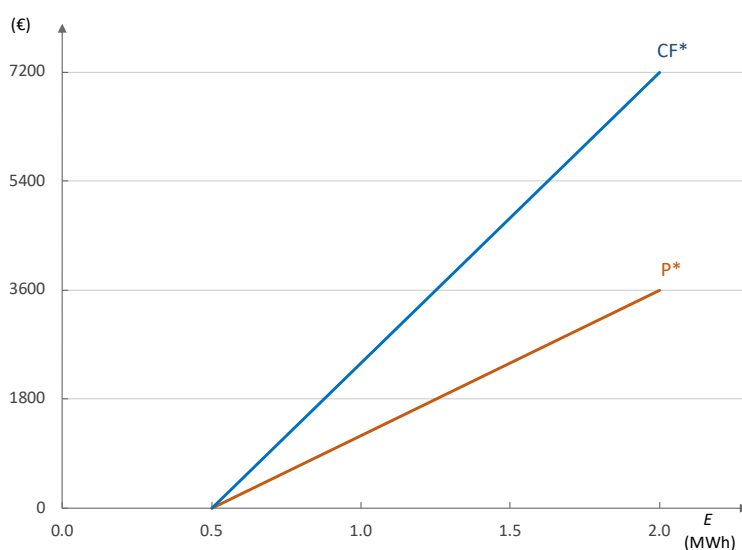
**Tabela 6.2.** Licitações para oferta de SF.

$i$	$S_i$ (MW)	$\pi_i$ (€/MWh)
1	6	800
2	5	1200

Note-se que as ofertas pressupõem a prestação do serviço em todas as situações ( $m$ ) indicadas, para as quais cada ofertante vai indicar a máxima variação de potência que disponibiliza para ser ativada em caso de necessidade.

Na Tabela 6.1, considerem-se duas ofertas de venda,  $i = 1, 2$ , puramente volumétricas (mais tarde vamos analisar a forma como se podem avaliar ofertas mistas, i.e. com componente fixa e/ou variável). Tendo a caracterização da procura (Tabela 6.1) e a caracterização da oferta (Tabela 6.2), coloca-se agora a questão de efetuar o fecho deste mercado, identificando as quantidades a transacionar e o respetivo preço.

No exemplo que se apresenta, considera-se  $P^* = \varphi CF^*$  com  $\varphi=0.5$ . A figura seguinte representa  $CF^*$  e  $P^*$  para uma gama de valores de redução da energia não distribuída ( $E$ ) que pode ser provida pelos SF.



**Fig. 6.1.** Valorização contrafactual de SF com indicação do valor do custo limite ( $CF^*$ ) e do preço máximo a pagar pelos SF ( $P^*$ ).

Com base nos valores de  $P^*$  é possível proceder à avaliação das licitações de oferta dos SF apresentadas na Tabela 6.2. Vejamos como a seguir.

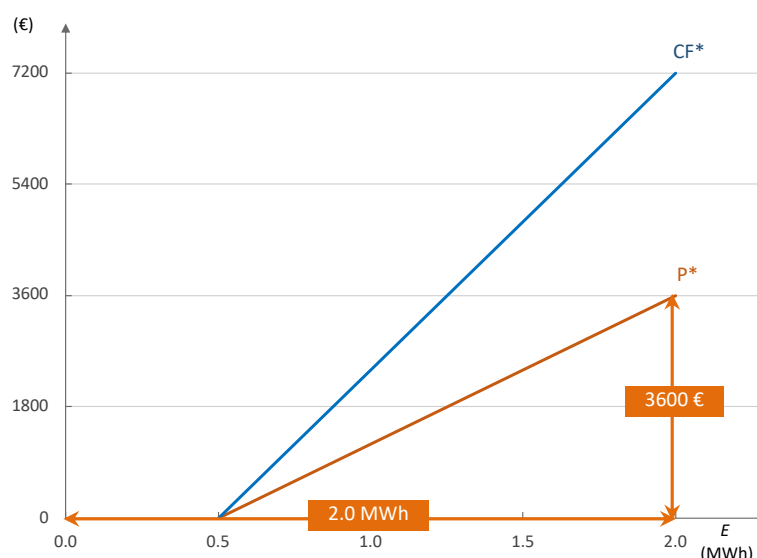
Começando por verificar se a quantidade total dos SF ofertados é suficiente para as necessidades enunciadas pelo ORD, ou seja, se:

$$\sum_i S_i \geq \max_m L_m$$

Neste exemplo, a quantidade de SF ofertados é suficiente para assegurar as necessidades procuradas pelo ORD:

$$\sum_i S_i = 6 + 5 = 11 \text{ MW} > \max_m L_m = 10 \text{ MW}.$$

Por esse motivo, o valor máximo a pagar por estes serviços obtém-se do ponto correspondente ao fornecimento completo dos SF necessários — a ordenada mais elevada da reta de valorização  $P^*$  apresentada a laranja na Figura 6.2.



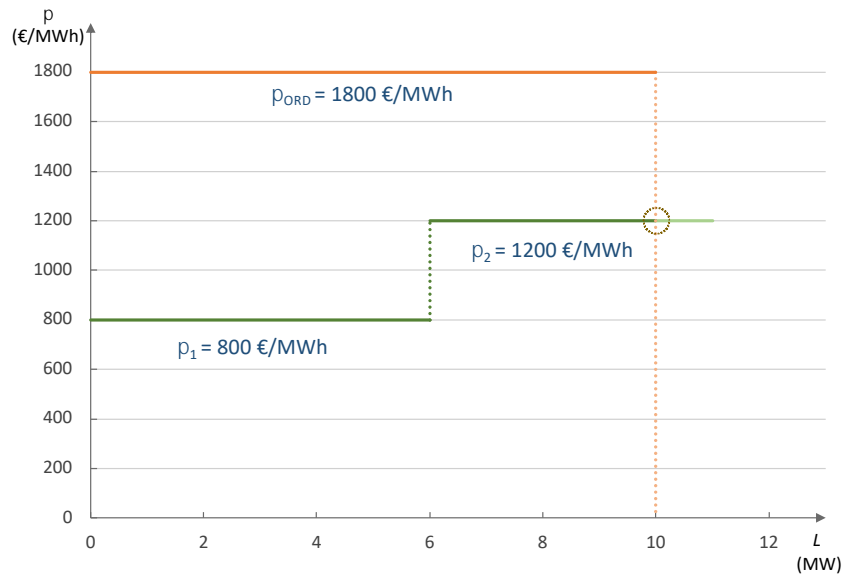
**Fig. 6.2.** Valorização contrafactual de SF com indicação do valor do custo limite ( $CF^*$ ) e do valor máximo a pagar pelos SF ( $P^*$ ).

Conhecido o valor máximo, procedemos depois ao mapeamento entre a valorização obtida em função da energia não distribuída ( $E$ ) e a valorização da licitação de compra de SF por parte do ORD no plano  $(L_3, \pi_{ORD})$ .

O valor da licitação de compra por parte do ORD é dado por (ver Figura 6.2):

$$\pi_{ORD} = \frac{3600}{2.0} = 1800 \text{ €/MWh}$$

Obtém-se assim a licitação do ORD para a compra de SF com o preço de 1800 €/MWh e uma quantidade igual à máxima necessidade de ativação de 10 MW. Esta licitação do ORD, assim como as ofertas de venda (Tabela 6.2) encontram-se representadas na figura seguinte.



**Fig. 6.3.** Equilíbrio de mercado de SF com a procura do ORD e a oferta dos fornecedores para situação de oferta completa e  $\lambda_2 = 0$ .

Para efeitos ilustrativos (veremos que a realidade é mais complexa), consideramos só a situação da maior solicitação ( $m = 1$ ) para indicar o equilíbrio do mercado (o que seria exato se esta fosse a única solicitação passível de ser ativada pelo ORD, i.e., considerando  $\lambda_2 = 0$ ).

Neste exemplo, como a quantidade total ofertada de SF é igual ou superior à necessidade máxima do ORD, e como o preço da licitação do ORD é superior à última licitação de venda necessária para satisfazer a procura, então tem-se o fecho de mercado pela quantidade máxima (10 MW) ao preço de fecho do mercado, que dependerá da regra de fecho a considerar: *pay-as-bid* (PAB) ou *pay-as-clear* (PAC). Na situação de PAB cada ofertante receberia o preço da sua oferta, i.e., 800 €/MWh para o prestador  $i = 1$  e 1200 €/MWh para

o prestador  $i = 2$  e na situação de PAC todos ( $i = 1, 2$ ) receberiam o preço marginal de 1200 €/MWh.

### Formulação geral

A forma geral de encontrar o equilíbrio num mercado em que existe um conjunto de potenciais ofertantes mas o comprador é um comprador único (o ORD, no caso do mercado de SF), deve ser realizada pela maximização do valor esperado do excedente Marshalliano ( $W$ ). Este excedente obtém-se pela diferença entre a valorização dos SF por parte do ORD e os respetivos custos a pagar aos prestadores dos SF.

Usando a regra de formação de preço PAB, este equilíbrio de mercado pode obter-se pela resolução do seguinte problema de maximização ( $U$ ).

( $U$ )

$$\max_{\{S_{i,m}\}} W = \sum_m \lambda_m T_m \overbrace{\left[ \pi_{ORD} D_m - \sum_i \pi_i S_{i,m} \right]}^{W_m}$$

Sujeito a:

$$W \geq 0$$

$$\pi_{ORD} = \frac{P^*(E)}{E}$$

$$E = \sum_m \lambda_m T_m D_m$$

$$D_m = \sum_i S_{i,m}$$

$$D_m \leq L_{3,m}$$

$$S_{i,m} \leq S_i$$

onde  $E$  é o valor esperado da energia não distribuída evitada pela contratação dos SF e obtém-se pelo mapeamento com a potência de SF transacionada em cada solicitação  $m$  dada por  $D_m = \sum_i S_{i,m}$ .

De notar que  $\pi_{ORD}(E)$ , sendo a valorização volumétrica que o ORD faz dos SF, está dependente de  $E$ , o que evidencia a relação existente entre a valorização dos SF pelo ORD e as ofertas dos prestadores de SF. Este aspeto é muito peculiar deste problema e constitui uma complexidade adicional deste mercado, em que a procura depende da oferta, o que não acontece na generalidade dos mercados de outros bens e serviços.

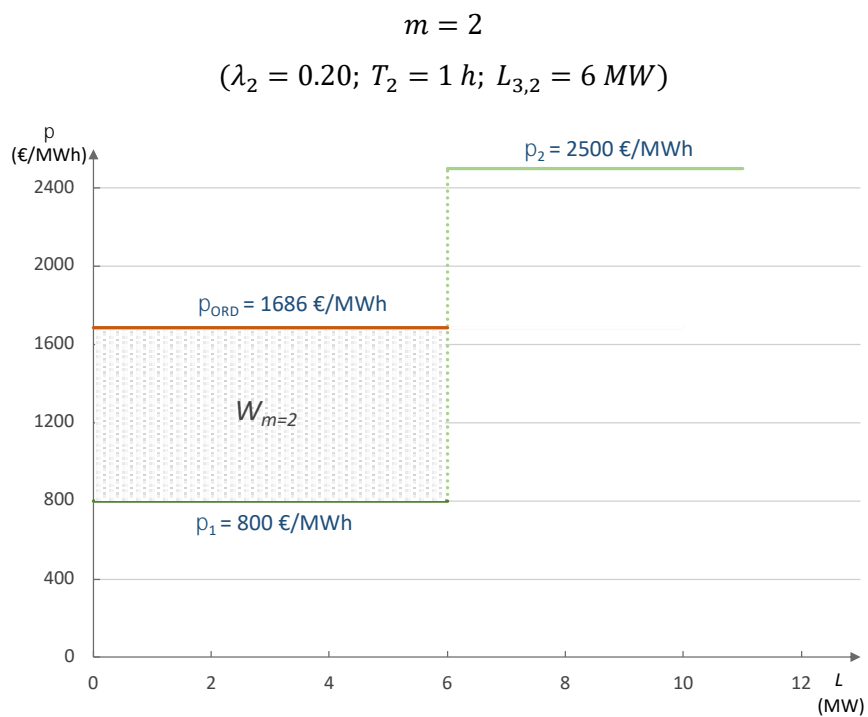
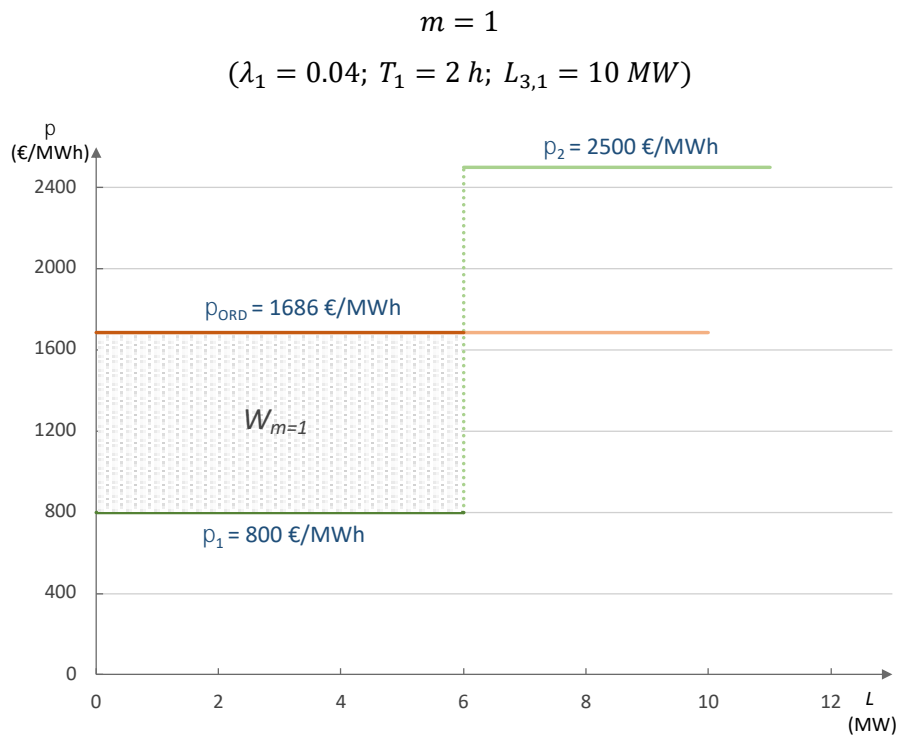
## **Exemplo #2**

Vamos agora aplicar esta metodologia ao exemplo apresentado anteriormente, alterando a licitação de venda do segundo fornecedor ( $i = 2$ ) de 1200 €/MWh (um valor inferior aos 1800 €/MWh da procura) para 2500 €/MWh (um valor superior aos 1800 €/MWh da procura).

A Figura 6.4 ilustra esta nova situação, onde se representa a ponteadado o excedente Marshalliano correspondente às duas solicitações ( $m = 1, 2$ ). A área assinalada a ponteadado é a representação gráfica das componentes que participam na função objetivo do problema de maximização ( $U$ ) do qual se obtém o equilíbrio de mercado.

A licitação ( $i = 2$ ) já não satisfaz o critério de mérito económico e, como tal, não será considerada no fecho de mercado. Resulta agora que a necessidade máxima do ORD de 10 MW já não será satisfeita e estamos perante uma situação de oferta incompleta (de 6 MW em ambas as solicitações  $m = 1, 2$ ).

Como consequência, a licitação anteriormente calculada para a procura de SF, com o valor de 1800 €/MWh já não é válida neste contexto, pois só se aplica no caso de satisfação total das necessidades de flexibilidade (valor máximo de 10 MW com um valor esperado de ativação de 2.0 MWh).



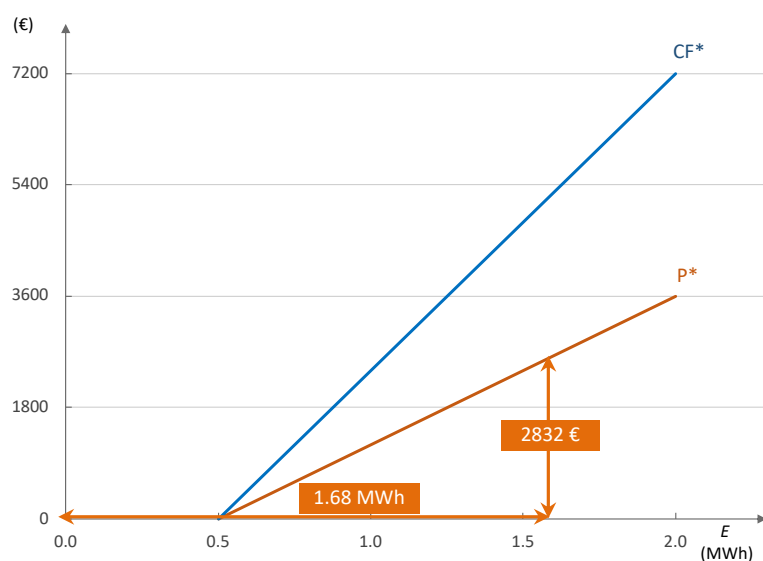
**Fig. 6.4.** Fecho de mercado de SF com a procura do ORD e a oferta dos fornecedores para situação de oferta incompleta.

O novo valor do preço máximo pode ser calculado tendo presente a satisfação parcial das necessidades do ORD em 6 MW. Para esta situação, o valor esperado da energia não distribuída evitada pelos SF ( $E$ ), é agora dado por:

$$E = \sum_m \lambda_m T_m L_{3,m} = 0.04 \times 2 \times 6 + 0.20 \times 1 \times 6 = 1.68 \text{ MWh}$$

Recorrendo à valorização apresentada antes na Figura 6.2, obtém-se agora para a oferta incompleta (ver Figura 6.5) o valor para a licitação de compra por parte do ORD de:

$$\pi_{ORD} = \frac{2832}{1.68} = 1686 \text{ €/MWh}$$



**Fig. 6.5.** Valorização contrafactual de SF do valor máximo a pagar pelos SF ( $P^*$ ) para oferta insuficiente.



O valor esperado do excedente Marshalliano nesta situação é de 1488 €, que corresponde a um valor esperado dos SF para o ORD de 2832 € e um valor esperado dos custos de contratação dos SF de 1344 €.

Importa referir que o mecanismo apresentado de fecho do mercado de SF tem de ser obtido pela resolução do problema de maximização ( $U$ ), não sendo trivial o seu cálculo pela simples análise das ofertas de venda e da valorização da compra de SF por parte do ORD.

O exemplo seguinte procura mostrar esta necessidade de cálculo através de um exemplo cujo resultado é, à primeira vista, contraintuitivo.

### **Exemplo #3**

Considere-se que no exemplo anterior se altera a licitação de venda do segundo fornecedor ( $i = 2$ ) de 2500 €/MWh para 2000 €/MWh. Atendendo a que este novo valor da licitação  $i = 2$  ( $\pi_2 = 2000$  €/MWh) é superior ao preço de valorização do ORD calculado anteriormente ( $\pi_{ORD} = 1686$  €/MWh), tenderíamos a considerar que esta licitação não pode acrescentar valor económico e, como tal, não seria contratada.

Contudo, vejamos o resultado do processo de fecho de mercado calculado pela resolução do problema ( $U$ ), tal como se apresenta na Figura 6.6.

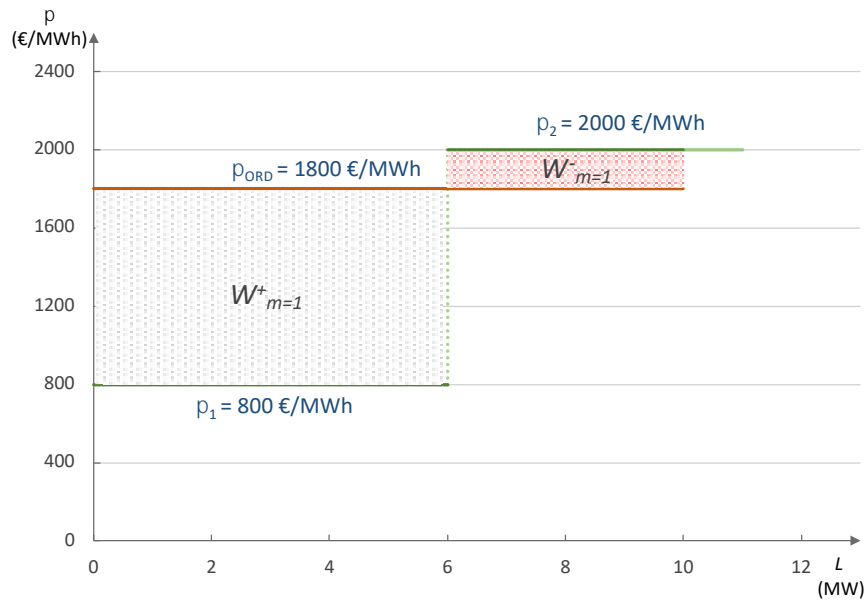
O valor esperado do excedente Marshalliano nesta situação é de 1616 € (superior aos 1488 € do exemplo anterior) que corresponde a um valor esperado dos SF para o ORD de 3600 € e um valor esperado dos custos de contratação dos SF de 1984 €.

Este exemplo elucida bem a complexidade adicional de encontrar o equilíbrio no mercado de SF que decorre de a valorização da procura depender da quantidade contratada. Assim, neste exemplo, parte dos SF contratados são pagos a um preço superior ao da valorização do ORD (ver  $W_{m=1}^-$  representado a ponteados vermelhos na Figura 6.6).

Isto acontece porque, ao contratar um adicional de SF que permita ter a oferta completa (passando de 6 MW para 10 MW em  $m = 1$ ), ocorre um aumento da valorização do ORD (que passou de 1686 €/MWh para 1800 €/MWh), permitindo que uma perda marginal seja mais do que compensada pelos ganhos inframarginais correspondentes.

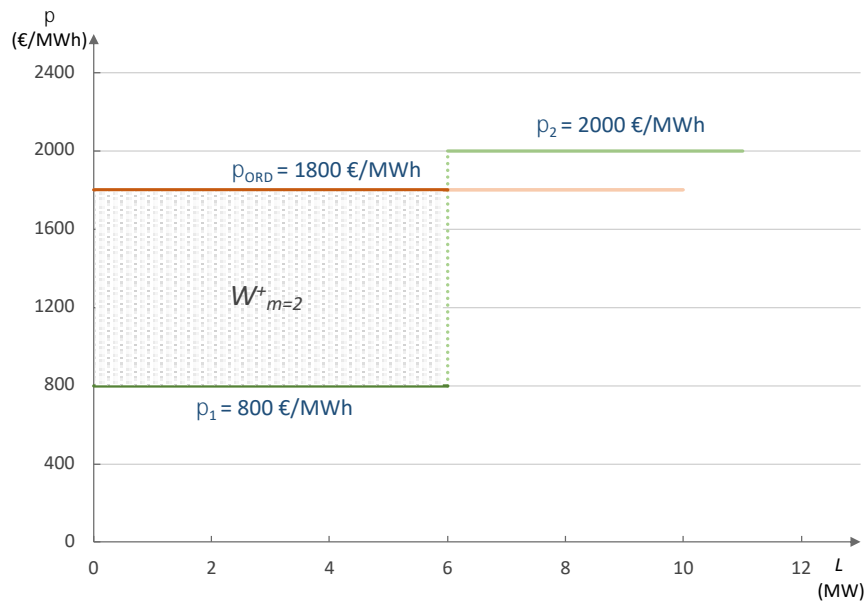
$$m = 1$$

$$(\lambda_1 = 0.04; T_1 = 2 \text{ h}; L_{3,1} = 10 \text{ MW})$$



$$m = 2$$

$$(\lambda_2 = 0.20; T_1 = 1 \text{ h}; L_{3,2} = 6 \text{ MW})$$



**Fig. 6.6.** Fecho de mercado de SF com contratação de licitação de venda a preço superior ao preço máximo do ORD.

## 6.2 Estruturas de remuneração com componente fixa e variável

Anteriormente analisámos ofertas de SF do tipo volumétrico, ou seja, cuja remuneração é realizada pela energia ativada pelo ORD.

Na realidade pretendemos avaliar ofertas com estrutura de remuneração mista, ou seja, com uma componente fixa (paga por disponibilidade) e/ou uma componente variável (paga por ativação).

Deste modo, dada uma oferta com estrutura mista iremos determinar a equivalente oferta puramente volumétrica, colocando o problema nas condições descritas na secção anterior.

Assim, dada uma oferta mista, com componente fixa  $F_i$ , em €/MW/ano, e componente variável  $V_i$ , em €/MWh, a oferta volumétrica equivalente será dada por:

$$\pi_i = \frac{S_i}{\sum_m \lambda_m S_i T_{3,m}} F_i + V_i$$

A fixação de um limite *a priori* para o valor máximo de ofertas mistas pode ser efetuada por considerações de eficiência, cumprindo a condição do seu custo ser inferior a  $P^*$ , i.e.:

$$S_i F_i + \left( \sum_m \lambda_m S_i T_{3,m} \right) V_i \leq P^*$$

Com base nesta formulação é possível fazer licitações de venda dos serviços de flexibilidade com três estrutura alternativas:

- E1. Definindo *a priori* o valor da componente fixa ( $F^*$ ) e aceitando licitações na componente variável  $V$ ;
- E2. Definindo *a priori* o valor da componente variável ( $V^*$ ) e aceitando licitações na componente fixa  $F$ ;
- E3. Permitindo licitações em ambas as componentes, fixa  $F$  e variável  $V$ .

Limite de preço permitido para a componente variável na estrutura E1:

$$V_i \leq \frac{P^* - F^*}{\left( \sum_m \lambda_m S_i T_{3,m} \right)}$$

Limite de preço permitido para a componente fixa na estrutura E2:

$$F_i \leq P^* - \left( \sum_m \lambda_m S_i T_{3,m} \right) V^*$$

Limite de custo permitido na estrutura E3:

$$F_i + \left( \sum_m \lambda_m S_i T_{3,m} \right) V_i \leq P^*$$

### 6.3 Incerteza associada às ofertas

A possibilidade de as ofertas de venda contratadas não responderem quando são ativadas pelo ORD constitui uma incerteza que tem de ser gerida, quer de forma contratual, quer de forma operacional.

Neste sentido, podem ser avaliadas estratégias de gestão desta incerteza, dando como exemplo os seguintes pontos:

- i) Aplicar a ideia de segurança  $n-1$  às ofertas de venda, ou seja tornar a procura de SF robusta a qualquer falha de uma licitação de venda casada;
- ii) Adequar a penalização a aplicar aos prestadores de SF por falha na ativação quando requerido pelo ORD. Pode pensar-se em quantificar a penalização com base no modelo proposto de valorização da procura. Deste modo, a penalização a imputar ao prestador de SF seria a perda para o ORD decorrente da impossibilidade de ativar uma dada oferta casada de SF, medida pela diferença entre a ativação e a não ativação dessa oferta (usando o modelo de valorização apresentado no capítulo anterior).

## 7. Síntese

O projeto “Planeamento da rede de distribuição e gestão flexível de recursos distribuídos: paradigma, pressupostos e soluções”, realizado ao abrigo do contrato estabelecido entre o INESC-ID e a E-REDES, teve como objetivo o desenvolvimento de novas metodologias de planeamento capazes de incluir o recurso a SF na resolução de congestionamentos, sempre que estes serviços demonstrem ser tecnicamente viáveis e economicamente eficientes, em cumprimento dos requisitos legalmente consagrados para o ORD<sup>1</sup>.

No projeto, foram analisadas as atuais metodologias de planeamento para identificar um conjunto específico de alterações capazes de estabelecer uma função de procura por SF, como resultado do exercício de planeamento realizado pelo ORD. O trabalho foi organizado em três tarefas:

1. A primeira tarefa foi dedicada a estabelecer critérios para selecionar os projetos de investimento a serem analisados contra as alternativas, parcial ou totalmente suportadas em SF, tendo como preocupação evitar um esforço exagerado por parte do ORD na procura e análise de soluções híbridas, assim como um risco excessivo para a segurança de operação na implementação dessas soluções;
2. A segunda tarefa foi dedicada a estabelecer, para os projetos selecionados com os critérios estabelecidos na primeira tarefa, uma metodologia de valorização económica dos SF, cuja racionalidade económica fosse apoiada na avaliação contrafactual de soluções híbridas de investimento suportadas nesses serviços;
3. A terceira e última tarefa foi dedicada a propor uma forma geral de encontrar equilíbrios de mercado para o conjunto de potenciais ofertantes de SF, que combinasse os custos de indiferença obtidos com a avaliação contrafactual e a metodologia de valorização dos SF evoluída conforme proposto na segunda tarefa.

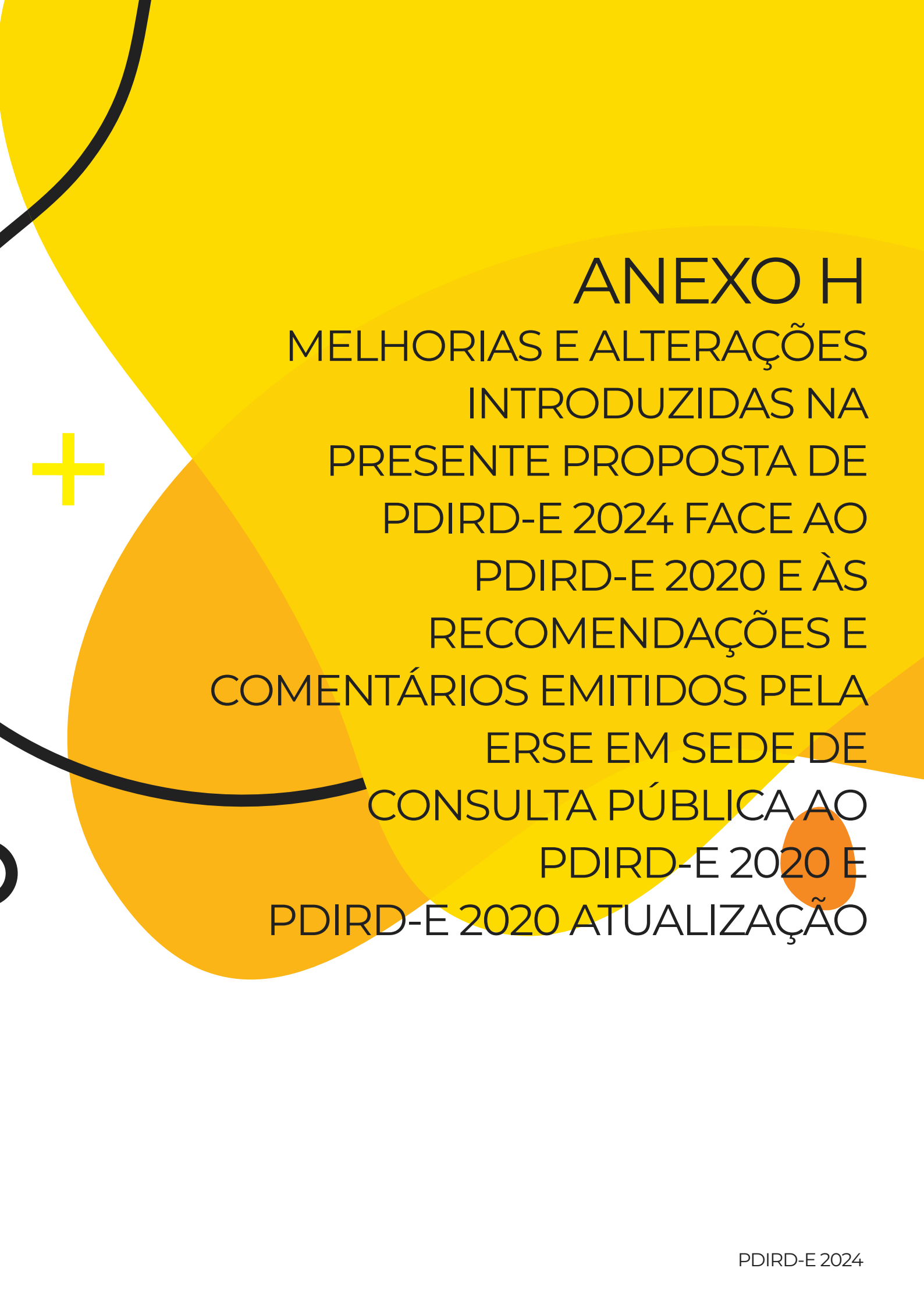
---

<sup>1</sup> De acordo com o DL 15/2022, art. 123º, nº1, os requisitos são «o desenvolvimento adequado e eficiente das redes de forma a garantir a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, no âmbito do mercado interno da eletricidade.”

O presente relatório descreve os principais passos de cada uma das tarefas realizadas, com o detalhe matemático necessário à replicação pelo ORD dos processos e métodos propostos.

Como síntese do trabalho realizado, importa relevar o seguinte:

1. É necessário evoluir os meios computacionais de apoio técnico ao planeamento para suportar a procura e análise de soluções híbridas, identificar os congestionamentos mais prováveis e os cenários em que ocorrem, caracterizando ao mesmo tempo os requisitos que os prestadores de SF devem satisfazer para resolverem com eficácia esses congestionamentos;
2. É importante defender publicamente a metodologia de valorização económica dos SF, defender a sua racionalidade económica como necessariamente apoiada na avaliação contrafactual, e clarificar o facto dos SF não constituírem, por si só, uma alternativa ao investimento, mas sim um recurso complementar a esse investimento, a ser considerado em sede de planeamento para obter soluções híbridas eficientes;
3. Pode ser possível relaxar as exigências sobre os prestadores de SF, admitindo negociar quantidades ofertadas inferiores às procuradas pelo ORD — sempre que tal não comprometa a segurança de operação —, desde que se implementem nas plataformas de mercado formas de encontrar equilíbrios de mercado que corrijam adequadamente a valorização dos serviços com base na quantidade ofertada.



ANEXO H  
MELHORIAS E ALTERAÇÕES  
INTRODUZIDAS NA  
PRESENTE PROPOSTA DE  
PDIRD-E 2024 FACE AO  
PDIRD-E 2020 E ÀS  
RECOMENDAÇÕES E  
COMENTÁRIOS EMITIDOS PELA  
ERSE EM SEDE DE  
CONSULTA PÚBLICA AO  
PDIRD-E 2020 E  
PDIRD-E 2020 ATUALIZAÇÃO

Na elaboração do PDIRD-E 2024 (2026-2030), a E-REDES introduziu um conjunto de melhorias e alterações que, por um lado dão maior clareza e sustentação às opções tomadas para o Plano e, por outro, pretendem dar resposta às recomendações e comentários que constam do Parecer da ERSE emitido após a consulta pública ao anterior PDIRD-E 2020 e do PDIRD-E 2020 Atualização.

As alterações mais significativas consideradas neste PDIRD-E, comparativamente com o anterior, são:

- Inclusão de um balanço da execução do subprograma "Reposição da Capacidade de Receção na RND" e das participações recebidas
- Quantificação dos custos evitados com as ações de renovação e reabilitação das subestações.
- Desagregação de todos os projetos para o primeiro triénio (2026-2028), com investimentos superiores a 100 mil euros.
- Inclusão de estimativa das datas de entrada em exploração dos investimentos para estimar o impacto tarifário.
- Apresentação de alternativas de flexibilidade para alguns projetos de investimento.

Existem, ainda, algumas limitações que não permitem dar uma resposta definitiva na presente proposta de PDIRD-E 2024 a algumas das recomendações da ERSE, e que assim continuam em desenvolvimento para próximas edições, como sejam:

- Disponibilização de informações detalhadas sobre a redução de perdas por nível de tensão e respetiva valorização.
- A procura por modelos mais avançados para projetar a ponta de subestações, uma vez que os modelos testados até agora não apresentaram resultados satisfatórios.
- A expansão dos custos evitados com as ações de renovação e reabilitação para outras intervenções para além das subestações.
- O desenvolvimento e consolidação da metodologia de análise de alternativas de flexibilidade.
- Apesar dos esforços para monetizar os benefícios dos investimentos, subsistem benefícios que não podem ser quantificados economicamente de forma objetiva, mantendo-se uma abordagem de melhoria contínua.
- Mais detalhe nos relatórios intercalares, incluindo avaliação dos benefícios resultantes dos investimentos realizados.

Referem-se de seguida e de forma sistematizada as recomendações específicas que constam do Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 e as medidas consideradas na elaboração desta proposta para lhes dar resposta.

#### **Recomendação da ERSE # 1**

*"A ERSE recomenda igualmente ao operador da RND que, ao abrigo da execução do subprograma "reposição da capacidade de receção na RND" apresente na próxima edição da proposta de PDIRD-E (PDIRD-E 2022) um balanço da concretização dos projetos de reforço das atuais subestações ou construção de novas, propostos para 2021-2022, bem como das receitas decorrentes das participações por reforço da rede decorrentes da ligação à RND de novos produtores, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais."*

#### **Análise da E-REDES**

Foi incluído já na proposta de PDIRD-E 2020 Atualização e agora nesta proposta de PDIRD-E 2024 um balanço da execução do subprograma "Reposição da Capacidade de Receção na RND" integrado no Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E (Anexo I deste PDIRD), onde se inclui um balanço dos investimentos realizados e das participações recebidas

No PDIRD-E 2020, considerou-se que o investimento deste subprograma deveria estar alinhado com participações devidas pelos produtores, de forma a que não resultassem custos adicionais para o SEN. De referir, conforme indicado no capítulo 3.1.1 do PDIRD-E 2024 que, de forma a dar cumprimento à mais recente proposta de PNEC 2030, nomeadamente a nova linha de ação 3.1.9 Promover o aumento da capacidade de receção nas redes energéticas, considera-se neste Plano que este subprograma deve ser continuado para além do valor estimado das participações, em alinhamento com a necessidade de investir na criação de capacidade para receção de energia.



## **Recomendação da ERSE # 2**

*“A ERSE reitera a sua recomendação no sentido de existir disponibilização de informação mais específica, sobre a redução de perdas por nível de tensão, e respetiva valorização, situação que ainda não ficou resolvida na atual proposta de PDIRD-E 2020, sendo esperado que tal ocorra na proposta de PDIRD-E 2022, na medida em que já está concluído há vários anos o programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD).”*

### **Análise da E-REDES**

Está em curso uma análise mais detalhada sobre a evolução das perdas por nível de tensão, baseada nas medições efetuadas nos pontos fronteira da rede de distribuição, conforme os dados disponibilizados no âmbito do RARI. Esta análise contribuirá para aprimorar o modelo previsional, ao nível da segmentação de perdas por nível de tensão.

## **Recomendação da ERSE # 3**

*“A ERSE vê como positivo que a atual proposta de PDIRD-E tenha realizado uma análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura, procurando analisar o impacto a nível local (concelho) em termos da calendarização. Apesar desta melhoria, a ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deve ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação.”*

### **Análise da E-REDES**

Conforme indicado no capítulo 5.6.3. do PDIRD-E 2024, foi promovido com uma instituição científica para identificar as variáveis relevantes e respetivo modelo de estimação que permitam projetar, ao longo do tempo, a evolução da ponta de uma subestação. O estudo realizado compreendeu uma pesquisa bibliográfica, não tendo sido identificados contributos relevantes. Na ausência de modelos identificados, procedeu-se ao teste de diferentes modelos paramétricos, ajustando-os com o universo de dados históricos observados entre 2015-2020, nomeadamente e entre outros, das pontas de subestações, dos consumos anuais de energia por concelho verificados, das transferências de redes MT entre SE conhecidas, da segmentação de perfis de carga das subestações, do registo histórico de temperatura e da classificação “dia útil/não útil”. Os modelos desenvolvidos foram testados num subconjunto do universo original, excluído do universo de modelação. Apesar do rigor e consistência científica merecidos, os modelos desenvolvidos apresentam características explicativas que não vão ao encontro da experiência de planeamento.

Nestes termos o ORD prosseguirá na busca de modelações suportadas em metodologias não paramétricas, como por exemplo as suportadas em redes neuronais ou inteligência artificial.

Assim, manteve-se neste PDIRD-E 2024 a mesma metodologia utilizada nos PDIRD-E anteriores, ou seja, considerou-se que a taxa de variação da ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados pela mesma subestação.

## **Recomendação da ERSE # 4**

*“A ERSE sublinha, ainda, a expectativa de que no PDIRD-E 2022 possam ser quantificados os custos evitados com as ações de renovação/reabilitação.”*

### **Análise da E-REDES**

Encontram-se indicados nas fichas dos projetos de renovação de subestações (Anexo C.2) os custos evitados com as ações de reabilitação previstas. Esta metodologia de cálculo foi desenvolvida para apresentação neste documento, estando ainda em processo de consolidação e alargamento a outras intervenções de renovação de ativos. A metodologia utilizada encontra-se descrita no capítulo 2.1.3.5.

### Recomendação da ERSE # 5

*“Assim, a ERSE considera bastante positivo a incorporação no planeamento da RND de metodologias que permitam monetizar os benefícios associados quer ao vetor “Eficiência operacional” quer ao vetor “Acesso a Novos Serviços”, recomendando que continuem os trabalhos para que os resultados sejam mais sólidos.*

#### Análise da E-REDES

Conforme indicado no capítulo 3.1. do PDIRD-E 2024, de forma a alinhar com as novas orientações do setor e simplificar a estrutura do documento, para o PDIRD-E 2024, os investimentos na rede de distribuição passam a ser agrupados em Pilares Estratégicos de Investimento que refletem os quatro grandes drivers de investimento aos quais se adiciona o Pilar de Suporte, abandonando a estrutura utilizada nas anteriores edições do Plano, que assentava em vetores de investimento.

De forma a monetizar os benefícios resultantes do impacto produzido por esses investimentos propostos no Plano, a custos primários, aplicou-se o modelo desenvolvido com o INESC TEC e já anteriormente apresentado em PDIRD-E anteriores. Este estudo foi atualizado e adaptado para o PDIRD-E 2024, tendo como objetivo utilizar as metodologias já consolidadas para a nova estrutura assente em Pilares de Investimento (Anexo G.2).

De salientar que a E-REDES, em conjunto com uma entidade externa, está atualmente a desenvolver uma metodologia de otimização da seleção/priorização de projetos que permitirá o desenvolvimento de um cenário de investimento estratégico que maximize o valor do portfólio de projetos respeitando um conjunto de restrições técnicas e financeiras.

### Recomendação da ERSE # 6

*“De modo a permitir um maior escrutínio, a ERSE recomenda que na próxima edição do PDIRD-E 2022, o operador da RND desagregue todos os projetos a concretizar no primeiro triénio (2023-2025), para montantes não inferiores a 100 mil euros, dedicando-lhes uma ficha individual. Só assim, após analisada a informação sobre a condição física de cada projeto, a ERSE pode eventualmente emitir recomendação de emissão de DFI.”*

#### Análise da E-REDES

Foi incluído nesta proposta de PDIRD-E 2024 o Anexo C.3, onde se encontra a caracterização e justificação dos projetos de renovação de ativos motivados pela sua condição física a iniciar no primeiro triénio (2026-2028), com investimento entre 100k€ e 500k€.

### Recomendação da ERSE # 7

*“Adicionalmente, analisou-se a desagregação dos projetos por índice de saúde (IS 1-100) para cada um dos dois últimos escalões de criticidade, concluindo-se que, para o escalão 4-4,5 (total 26 M€), é proposto algum investimento em projetos relativos a ativos com IS acima de 50, notando-se uma estratégia de antecipação, atuando principalmente em ativos com Índice de Saúde acima de 30. Menos compreensível é a estratégia para o escalão de criticidade máxima, com bastante investimento em ativos com IS muito baixo, o que denota alguma maior predisposição para aceitar o envelhecimento do ativo. A ERSE recomenda que, em sede de PDIRD-E 2022, o operador da RND realize esta análise qualitativa, descrevendo a estratégia usada para os ativos associados aos projetos de investimento que venham a ser propostos (para além da metodologia geral, já descrita nesta proposta).”*

#### Análise da E-REDES

Dado o contexto atual do ritmo de envelhecimento das redes na Europa, a E-REDES tem monitorizado o estado da condição dos seus ativos e atuado preventivamente para evitar que os mesmo atinjam níveis de condição críticos.

Contudo, apesar do foco de atuação preventiva nos ativos com condição em manifesta degradação, não tem sido possível atender a todas as necessidades identificadas, especialmente nos casos onde o Índice de Saúde está no limiar da condição aceitável, verificando-se em alguns casos uma degradação superior à recomendável. Este cenário é reflexo do investimento em renovação de ativos nos últimos anos, que não tem sido suficiente para inverter a tendência de aumento da idade média dos ativos críticos, bem como da percentagem de ativos perto do fim de vida útil.

Em resposta a este desafio, o PDIRD-E 2024 contempla um aumento substancial de investimento destinado ao programa “Renovação e Reabilitação de Ativos”, com o objetivo de mitigar a degradação dos ativos, controlar o envelhecimento e precaver o aparecimento de volumes de investimento substanciais e difíceis de acomodar no médio/longo prazo. Esta medida vai de encontro à constatação de que, em determinados casos, a degradação tem ocorrido de forma mais acelerada do que o desejável.

Adicionalmente e perante esta realidade, no PDIRD-E 2024 propõe-se a inclusão de um novo subprograma que possibilitará a incorporação em plano de projetos de renovação de ativos motivados por um ritmo de degradação que evolui de forma mais acelerada do que o previsto inicialmente, conforme indicado no capítulo 3.1.2. do PDIRD-E 2024.

#### **Recomendação da ERSE # 8**

*“Relativamente ao subprograma de investimento “Reposição da capacidade de receção da RND”, a ERSE sublinha a sua importância em termos de criação de condições para a integração de nova produção renovável e para que se atinjam as metas de política energética estabelecidas no PNEC 2030.*

*Sobre os projetos incluídos neste subprograma, a ERSE realça a disponibilização de informação nas fichas de cada projeto individual sobre o acréscimo de capacidade de receção esperado, mas recomenda que para além desta quantificação, o operador da RND indique nessas mesmas fichas quais as subestações que apresentam escassez de capacidade de receção, e que justificaram o investimento proposto.”*

Análise da E-REDES

Informação já incluída na proposta final do PDIRD-E 2020 e no PDIRD-E 2020 Atualização e incluída também nesta proposta de PDIRD-E 2024.

#### **Recomendação da ERSE # 9**

*“Adicionalmente, a ERSE recomenda que o operador da RND apresente um balanço sobre a utilização da nova capacidade de receção associada a novos projetos, de forma a demonstrar a bondade e a necessidade desses projetos.”*

Análise da E-REDES

Até ao momento estão concluídos 3 projetos do subprograma Reposição da Capacidade de Receção da RND: Aumento de potência na SE Estremoz, Aumento de potência na SE Cachopo e Aumento de potência na SE Cadaval. Com o aumento de potência na SE Estremoz, já foi possível ligar aproximadamente mais 5MVA e estão comprometidos aproximadamente mais 1 MVA para UPAC. Relativamente ao aumento de potência na SE Cachopo, já possibilitou a aceitação da realocação de 6MVA em UPP's. No que se refere ao reforço de transformação na SE Cadaval de 30MVA para 40MVA, criou condições para a satisfação de ligação de geração adicional nas redes MT e BT, as quais estavam anteriormente esgotadas por via de ligação/comprometimento de 29MVA de potência de ligação. A não execução do reforço, criaria estrangulamentos na receção de potência suplementar dada a proximidade entre potência comprometida e de transformação.

#### **Recomendação da ERSE # 10**

*“a ERSE reitera a sua recomendação anterior, para que o operador da RND aprofunde a avaliação do previsível impacto da disseminação da produção distribuída, especialmente aquela que irá ser instalada perto do local de consumo, recomendando a necessidade de o operador da RND adaptar os pressupostos de planeamento que utiliza em termos de resposta a pedidos de capacidade de novas ligações. A ERSE considera que a adoção de critérios conservadores definidos num contexto diferente pode resultar em sobre custos de investimento na rede, que poderão constituir uma barreira à penetração desse novo tipo de produção distribuída. A ERSE recomenda, por isso, que em edições futuras de propostas de PDIRD-E se reflitam os comentários referidos.”*

Análise da E-REDES

Desde a elaboração do PDIRD-E 2020 até ao momento não foi atribuída potência de ligação nas modalidades de acesso geral ou procedimento concorrencial, tendo sido atribuída potência apenas para autoconsumo, inferior a 1MVA de potência de ligação por cumprimento

do parecer do GTGSEN. Todos os pedidos de autoconsumo foram viabilizados, sendo que apenas 7% foram limitados na potência de ligação à RESP por limitações no próprio circuito consequente da existência de outros produtores já ligados/comprometidos.

Colocada esta informação no documento do PDIRD – capítulo 4.2.3.

#### **Recomendação da ERSE # 11**

*“O investimento proposto pelo ORD em subestações onde se verifique a violação dos valores de referência, situa-se em valores mínimos, na medida em que não há um número significativo de instalações nessa situação. No final de 2020, apenas 3 subestações apresentavam valores de potência utilizada superior a 90%, enquanto o número de linhas AT acima dos 90% era de 3 resultando na proposta de investimento no reforço da capacidade de transformação em 4 subestações (Guimarães, Pinhão, Vila Robim e Expo Sul), ainda que inserido no subprograma renovação e reabilitação de ativos.*

*A ERSE recomenda que, nestes casos, o operador da RND melhore as fichas de caracterização identificando se a necessidade de investimento está diretamente associada a utilização da subestação e à necessidade de reforço da mesma, ou se este se deve à condição física dos ativos que a compõem.”*

#### **Análise da E-REDES**

Nos casos da SE Guimarães (substituição de 3 transformadores de 20MVA por dois transformadores de 31,5MVA) e SE Pinhão (substituição de dois transformadores de 15MVA por um transformador de 31,5MVA) a alteração da potência não se deve a uma necessidade de reforço mas sim devido à alteração do número de transformadores e às gamas normalizadas de potência que atualmente existem. No caso da SE Vila Robim, verifica-se de facto que se propôs a passagem de 40 para 63MVA, mas, no entanto, este reforço deve-se à desativação da SE São Julião (20 MVA). No conjunto (Vila Robim e São Julião), verifica-se, tal como nos casos anteriores, que a variação de potência se deve às potências normalizadas dos transformadores atualmente no mercado. No caso da SE Expo Sul, o reforço de potência está incluído no projeto do Cabo subterrâneo AT Alto São João-Expo Sul, do subprograma de Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa, e é motivado por necessidade de assegurar a garantia N-1 a esta SE para a falha de um transformador, situação que está descrita na ficha respetiva.

Importa esclarecer que, quando o investimento está diretamente associado à utilização da subestação e à necessidade de reforço da mesma, o projeto de investimento deverá estar no programa de investimento Desenvolvimento de Rede, dado que a sua motivação principal é a resposta à evolução dos consumos. Não obstante, em situações pontuais de renovação de ativos, pode justificar-se um reforço de potência, situação que será devidamente assinalado e justificado na ficha respetiva.

#### **Recomendação da ERSE # 12**

*“Adicionalmente, recomenda a quantificação do montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade, em cada subestação ou área da subestação. Estas informações de acesso às redes deverão ser associadas à seção relativa à capacidade disponível para receção de nova produção renovável, disponibilizada pelo operador.”*

#### **Análise da E-REDES**

A análise é distinta em dois segmentos distintos, centrais autónomas e centrais enquadradas em autoconsumo. Relativamente ao primeiro segmento, centrais autónomas, no período entre o PDIRD-E 2020 Atualização e o presente, a plataforma de pedido de reserva de capacidade da DGEG esteve indisponível para inscrição de pedidos de reserva de capacidade, não tendo sido submetidos ao ORD pedidos de reserva, pelo que não foram aceites ou recusados pedidos no período. No segundo segmento, centrais em Autoconsumo, todos pedidos de atribuição de capacidade superiores a 1MVA foram limitados a 1MVA por parecer do GGTSSEN e neste universo, em concordância com a regulamentação vigente, não se rejeita a atribuição de capacidade, no pior cenário, atribui-se a potência que seria atribuível pela figura que dispensa parecer do operador da RESP.

Referem-se de seguida e de forma sistematizada as recomendações específicas que constam do Parecer da ERSE ao PDIRD-E 2020 Atualização e as medidas consideradas na elaboração desta proposta para lhes dar resposta.

### **Recomendação da ERSE # 13**

*“Recomenda-se que o modelo de previsão do consumo que suporte o próximo PDIRD-E seja aperfeiçoado, de modo a ser mais perceptível a relação causa-efeito dos diferentes fatores que condicionem a evolução da procura. Com este aperfeiçoamento poder-se-á melhor contribuir para um modelo dinâmico e flexível de planeamento e gestão das redes, previsto na nova lei de bases do setor elétrico. “*

#### **Análise da E-REDES**

Foi incorporado no documento Previsão da Procura de Eletricidade 2024-2031, apresentado no Anexo A, informação mais detalhada sobre o modelo de previsão de consumo, com o intuito de proporcionar uma visão mais abrangente e esclarecedora dos pressupostos e respetivas relações causa e efeito presentes no modelo previsional.

### **Recomendação da ERSE # 14**

*“Recomenda-se que a próxima proposta de PDIRD-E, sujeita a parecer da ERSE, inclua uma estimativa das datas de entrada em exploração dos investimentos, para melhor se estimar os impactes tarifários do plano. “*

#### **Análise da E-REDES**

Tal como referido no capítulo 9, considera-se que os projetos descritos individualmente entram em exploração no último ano do investimento, enquanto que os projetos não descritos individualmente têm geralmente uma duração inferior a um ano, e por isso pode ser considerado que todo o investimento entra em exploração no próprio ano. Relativamente aos projetos que terminam fora do período do PDIRD-E 2024 (depois de 2030) não é indicada data de entrada em exploração dado que não terá impacto tarifário no período em análise neste documento.

### **Recomendação da ERSE # 15**

*“A ERSE recomenda ainda que, em cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador da RND apresente em futuras edições de PDIRD-E não apenas propostas de projetos de investimento, mas igualmente os resultados das análises custo-benefício que fundamentam o mérito dessas propostas, por comparação com as soluções alternativas de flexibilidade estudadas, e em que medida estas não permitem adiar o investimento.”*

#### **Análise da E-REDES**

Incluída no capítulo 2.2 a apresentação da metodologia desenvolvida pela E-REDES para análise das alternativas de flexibilidade, tendo-se incluído 7 projetos com alternativas de flexibilidade nesta proposta de PDIRD-E 2024. Esta metodologia encontra-se em fase de desenvolvimento e consolidação e por isso é expectável que seja possível desenvolver alternativas de flexibilidade para um maior número de projetos em próximas edições de PDIRD-E. De referir que a E-REDES prevê lançar um segundo leilão em breve, onde serão incluídos os projetos que integram este PDIRD-E, o que mostra o comprometimento da empresa com o desenvolvimento de alternativas de flexibilidade.

### **Recomendação da ERSE # 16**

*“A importância de garantir um planeamento integrado das redes, resultante de um exercício de coordenação não só com o planeamento da rede de transporte de eletricidade, mas também com o planeamento das redes em baixa tensão, e com o planeamento das redes de transporte e distribuição de gás natural, incluindo futuras redes de gases renováveis.”*

#### **Análise da E-REDES**

Para a elaboração desta proposta de PDIRD-E 2024, foram realizadas reuniões de coordenação com o operador da rede de transporte de eletricidade, mas também com os operadores das redes em baixa tensão. Relativamente à integração com a rede de gás, atualmente não se antecipam impactos relevantes. Em relação à eletrificação através da adoção de bombas de calor, o RMSA-E 2023 ainda não contempla os

efeitos dessa implementação. No que se refere ao hidrogénio verde, foi assumido o pressuposto do RMSA-2023 de que a produção de eletricidade renovável dedicada ao abastecimento dos consumos dos eletrolisadores será totalmente veiculada pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade.

#### **Recomendação da ERSE # 17**

*“Nesse sentido, a ERSE recomenda que o operador continue a aprofundar estudos de benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, garantindo que no enquadramento económico atual e com a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.”*

#### **Análise da E-REDES**

Nesta proposta de PDIRD-E 2024 foi incluído um estudo de *benchmark* com outros operadores europeus, à semelhança do realizado para o PDIRD-E 2020, e que se apresenta no Anexo G.1. De referir também que, conforme indicado no capítulo 3.1. do PDIRD-E 2024, neste PDIRD-E 2024 abandonou-se a anterior estratégia baseada em vetores, passando-se para pilares de investimento de forma a alinhar com as novas orientações do setor.

#### **Recomendação da ERSE # 18**

*“a ERSE realça a necessidade de uma melhor fundamentação sobre o modo como são determinados os custos totais de cada projeto individual, nomeadamente os valores de encargos, devendo essa informação ser disponibilizada nas fichas de caracterização. Esta fundamentação é essencial para que as análises sobre cenários de investimento associados a cada programa sejam isentas de erro, conduzindo a recomendações mais efetivas e eficazes.”*

#### **Análise da E-REDES**

Nesta proposta de PDIRD-E 2024 foi alterada a forma de cálculo dos custos totais, apresentando-se a correspondente fundamentação e explicação no capítulo 9.3.2.

#### **Recomendação da ERSE # 19**

*“Quanto à informação disponibilizada nas fichas de caracterização dos projetos de investimento, designadamente ao nível da monetização dos benefícios atrás referidos, a ERSE reitera a sua recomendação já expressa em anteriores edições do PDIRD-E para que o operador da RND procure estender as boas práticas de monetização à generalidade dos projetos de investimento e não apenas a alguns, para que seja possível comparar os benefícios com os custos.”*

#### **Análise da E-REDES**

Mantendo uma abordagem de melhoria contínua, a E-REDES reconhece que existem benefícios que não se conseguem monetizar de maneira objetiva, conforme também partilhado pela ENTSO-E, no documento *4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects* em que é referido que *“uma abordagem totalmente monetizada não é praticamente viável, pois certos benefícios e critérios (...) não podem ser quantificados economicamente de maneira objetiva.”*

Esta visão está também nos fundamentos da metodologia de otimização da seleção/priorização de projetos que permitirá o desenvolvimento de um cenário de investimento estratégico que maximize o valor do portfólio de projetos respeitando um conjunto de restrições técnicas e financeiras que está a ser desenvolvida pela E-REDES.

## **Recomendação da ERSE # 20**

*“a ERSE recomenda que em edições futuras do PDIRD-E a informação disponibilizada nestes Balanços Intercalares seja mais detalhada. Adicionalmente, e assim como referido em versões anteriores dos seus Pareceres aos PDIRD-E, a ERSE reforça que seria importante que o operador da RND tentasse disponibilizar um balanço ao nível dos benefícios obtidos com os projetos de investimento concretizados, para que fosse possível obter um histórico do impacto dos mesmos ao nível do SEN.”*

### **Análise da E-REDES**

A rede elétrica é um sistema complexo e dinâmico, sujeito a uma multiplicidade de eventos e variáveis que ocorrem simultaneamente. Esta complexidade torna extremamente desafiador, senão impossível, isolar os efeitos de um único projeto para avaliar de forma precisa os benefícios reais decorrentes da sua implementação.

Dado este contexto, a E-REDES considera que a avaliação dos benefícios resultantes dos investimentos realizados deve ser conduzida através da análise do cumprimento dos objetivos estabelecidos em cada PDIRD-E. Estes objetivos são, em grande parte, focados em métricas cruciais como a qualidade de serviço e a redução de perdas técnicas.

Assim, os benefícios obtidos com os projetos de investimento concretizados são melhor refletidos pelo grau de alcance dos objetivos globais definidos no PDIRD-E, permitindo uma avaliação mais holística e precisa do impacto dos investimentos no Sistema Elétrico Nacional (SEN), e evidenciando as melhorias contínuas e integradas na rede.



ANEXO I  
BALANÇO INTERCALAR DA  
EXECUÇÃO DE  
INVESTIMENTOS DOS  
PDIRD-E



# **Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E**

Setembro de 2024

**Índice**

## Índice

1.	Introdução .....	3
2.	Vetores .....	4
2.1.	Descrição .....	4
2.2.	Metodologia de cálculo do investimento por Vetor .....	4
3.	Balanço da Execução dos investimentos.....	5
3.1.	Análise da Execução Global .....	5
3.2.	Balanço por Vetor de Investimento .....	6
3.2.1.	Segurança de Abastecimento .....	7
3.2.2.	Qualidade de Serviço Técnica .....	7
3.2.3.	Eficiência da Rede .....	8
3.2.4.	Eficiência Operacional.....	9
3.2.5.	Acesso a Novos Serviços.....	10
3.2.6.	Outros Investimentos .....	11
3.3.	Balanço do subprograma "Reposição da capacidade de recepção na RND".....	12

## 1. Introdução

No seguimento da realização do Balanço Intercalar ao Investimento Específico apresentado nos planos anteriores, também para o presente Plano se elaborou o mesmo balanço. Este é referente aos anos cuja realização contabilística já foi encerrada no período do PDIRD-E 2020 que corresponde ao período 2021-2025.

Os valores previstos para 2021 e 2022 usados neste balanço são referentes ao PDIRD-E 2020, já a realização do ano de 2023 será comparado com o volume previsto para o mesmo ano mas no PDIRD-E2020 atualização.

Tendo em consideração que o PDIRD-E 2020 e sua atualização assentou numa estrutura constituída por vetores estratégicos de investimento, para o investimento específico, a análise incidiu sobre estes vetores, os quais consideram a contribuição dos vários programas de investimento e que, por sua vez, são constituídos por projetos que contribuem para o mesmo objetivo. Efetuou-se, assim, a comparação dos valores de investimento realizados com os valores de investimento previstos para cada um dos vetores estratégicos.

Adicionalmente, seguindo a recomendação da ERSE ao PDIRD-2020, foi efectuado um balanço da concretização dos projetos incluídos no subprograma "Reposição da capacidade de receção na RND", bem como das receitas decorrentes das participações nas redes decorrentes da ligação à RND de novos produtores, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais.

## 2. Vetores

### 2.1. Descrição

Os vetores estratégicos de investimento considerados são:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, o Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica designada por "Outros". São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares.

### 2.2. Metodologia de cálculo do investimento por Vetor

O investimento atribuído a cada vetor é calculado com base numa matriz que afeta uma percentagem do investimento de cada programa ao respetivo vetor.

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores Estratégicos de Investimento					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligações aos Operadores de Redes BT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

Tabela 2.1 - Matriz dos investimentos por vetor

### 3. Balanço da Execução dos investimentos

Neste capítulo será feita uma análise da execução global dos investimentos e por vetor face ao que estava previsto em PDIRD-E, e posteriormente um balanço da concretização dos projetos incluídos no subprograma “Reposição da capacidade de receção na RND”, bem como das receitas decorrentes das participações nas redes decorrentes da ligação à RND de novos produtores.

#### 3.1. Análise da Execução Global

O investimento global executado no período 2021 a 2023, apresenta valores de realização bastante alinhados com valores previstos no PDIRD-E, sendo que o desvio total do período em análise face ao planeado é de cerca de 6%.

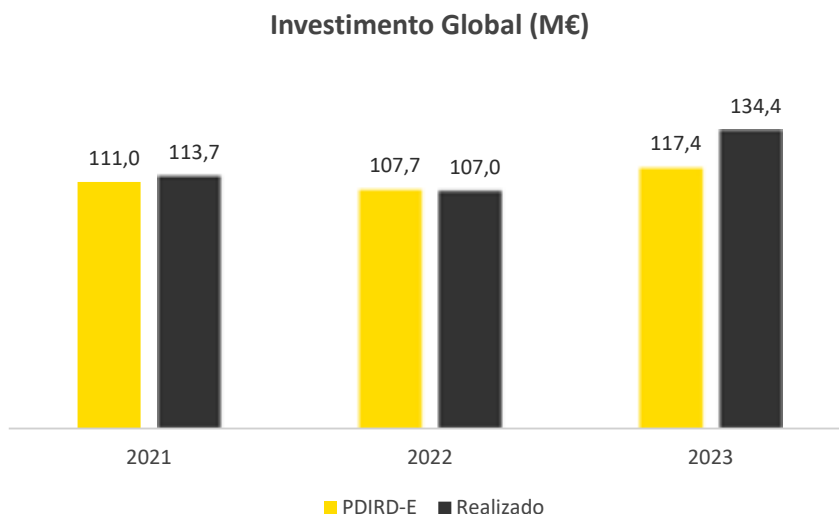


Figura 3.1 - Investimento Global Anual previsto e executado no período de 2021 a 2023 (M€)

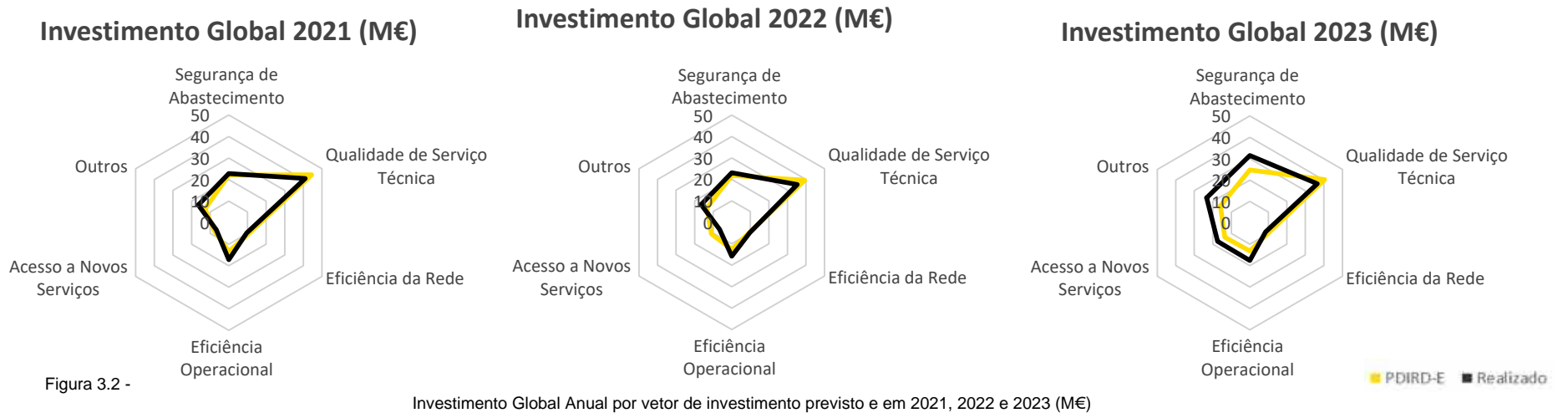
Analisando o Investimento com uma granularidade anual, conforme podemos ver na Figura 3.1, verifica-se que existe uma maior execução face ao planeado no ano de 2023. Nos próximos subcapítulos, iremos analisar estes desvios com maior detalhe por vetor e programa de investimento.

De uma forma geral tem-se verificado nos vários programas de investimento de natureza estruturante e programável uma maior dificuldade de execução dos investimentos previstos relacionado essencialmente com as dificuldades na obtenção de materiais, na aquisição de terrenos para novas subestações assim como na obtenção de autorizações para a execução dos projetos. No Artigo 26º do Capítulo V do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico (RARI), Regulamento nº 818/2023, de 27 de julho pode ser encontrada informação com o ponto de situação da execução dos projetos comunicados no PDIRD-E.

**3.2. Balanço por Vetor de Investimento**

Desagregando o investimento global pelos respectivos vetores de investimento (conforme a matriz apresentada no subcapítulo 2.2), temos a distribuição do investimento apresentada na

Figura 3.2:



A análise do investimento anual por vetor confirma que os maiores desvios da realização face ao planeado estão em 2023. Verifica-se também que existe um desvio associado à rubrica outros. Nos pontos seguintes analisar-se-ão os valores para cada um dos vetores. Essa análise detalha e complementa a visão global apresentada anteriormente.

### 3.2.1. Segurança de Abastecimento

O vetor de Segurança de Abastecimento apresenta um desvio de cerca de 13% face ao valor previsto no PDIRD-E, no entanto, verifica-se que em 2023 (Figura 3.3) o desvio atinge os 27%.

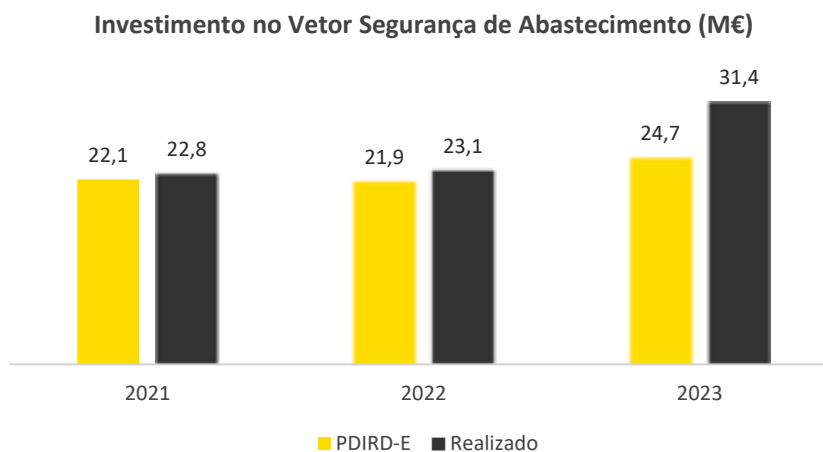


Figura 3.3 - Vetor Segurança de Abastecimento (M€)

Descendo ao nível dos programas de investimento com maior impacto neste vetor de investimento constata-se que, tendo em conta a afetação matricial, o desvio em 2023 é maioritariamente provocado pelo aumento do investimento obrigatório (excluindo eq. de contagem).

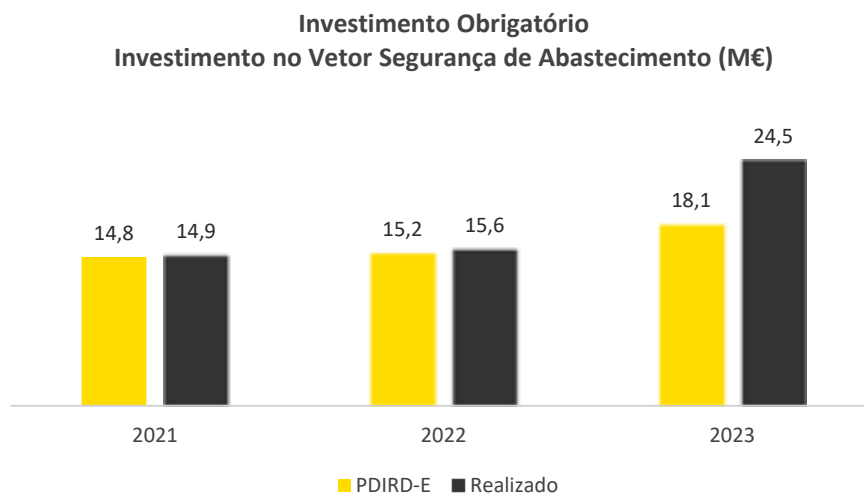


Figura 3.4 – Parcela do Investimento Obrigatório alocada ao vetor de Segurança de Abastecimento

Este aumento deve-se não só à influência do aumento da inflação sobre o preço dos materiais e mão-de-obra, mas é também devido ao aumento das necessidades relacionadas com a ligação de clientes.

### 3.2.2. Qualidade de Serviço Técnica

O Investimento alocado ao vetor de Qualidade de Serviço Técnica apresentou um desvio negativo de 9% face ao plano, não comprometendo os objetivos do PDIRD-E 2020 Atualização.

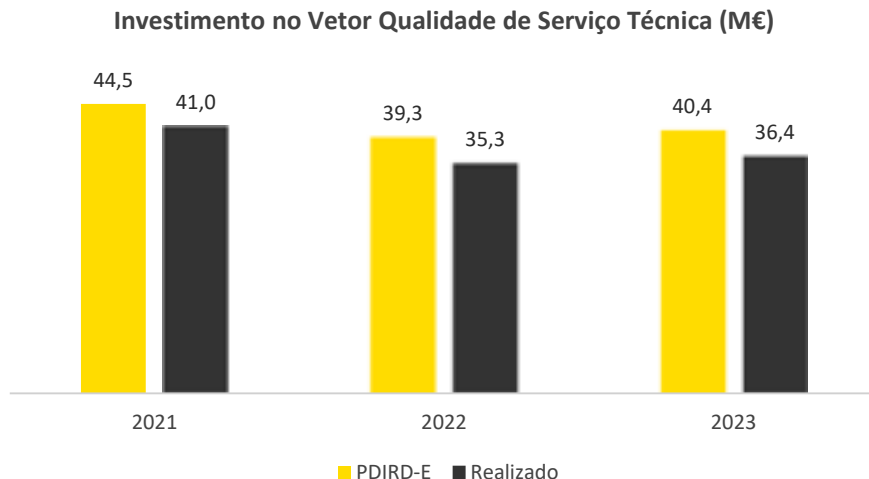


Figura 3.5 - Vetor Qualidade de Serviço Técnica (M€)

Focando na realização dos programas de investimento com maior impacto neste vetor constata-se que, tendo em conta a afetação matricial, o desvio é explicado por dificuldades na execução dos investimentos nos programas de Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando de Rede MT, Automação de SE e Modernização de SPCC e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT (Figura 3.6):

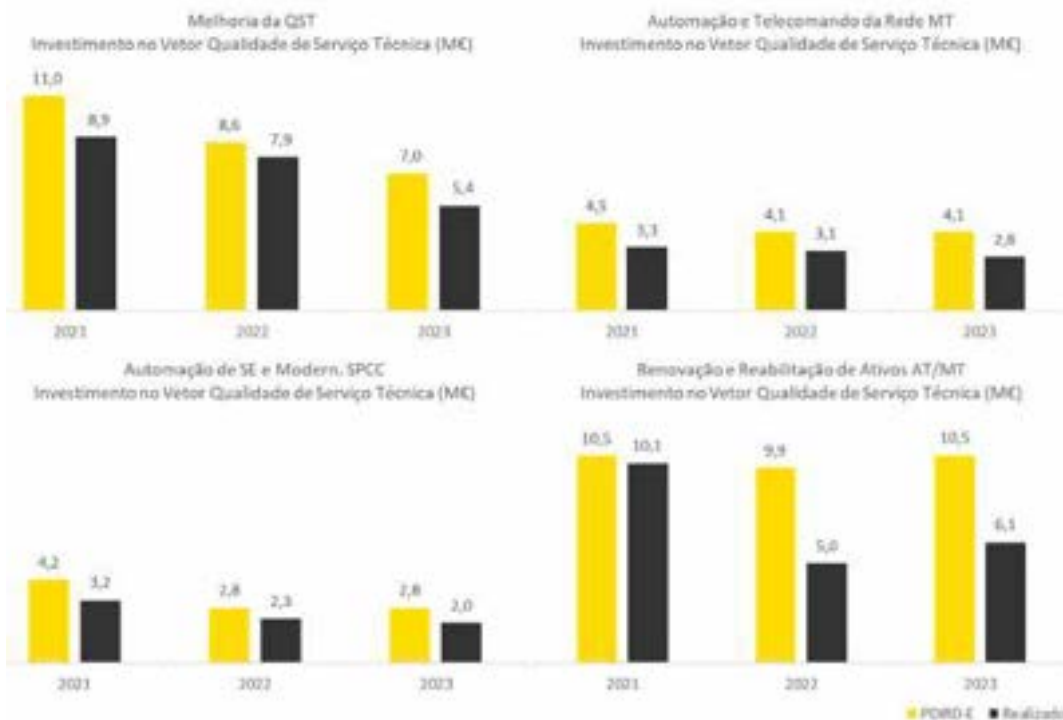


Figura 3.6 - Parcela do Investimento dos principais PI alocados ao vetor de Qualidade de Serviço Técnica

Apesar do investimento neste vetor ter repercussão direta nos indicadores da qualidade de serviço técnica, não se tem verificado uma degradação assinalável na evolução do indicador global da continuidade de serviço (SAIDI MT).

### 3.2.3. Eficiência da Rede

O vetor eficiência da rede apresenta um desvio de -7% face ao plano, conforme podemos verificar na Figura 3.7:



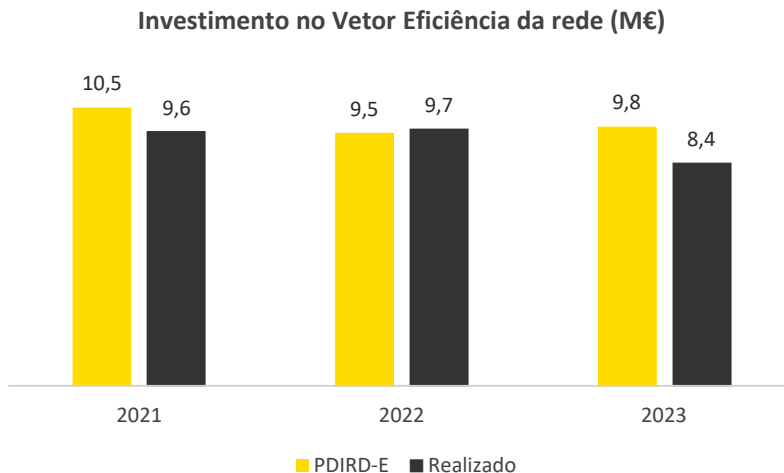


Figura 3.7 – Vetor Eficiência de Rede (M€)

Este desvio regista-se em programas de investimento de iniciativa da empresa, cujo contributo para este vetor é significativo, nomeadamente o programa de Desenvolvimento de Rede e conforme podemos validar na Figura 3.8, particularmente no ano de 2023:

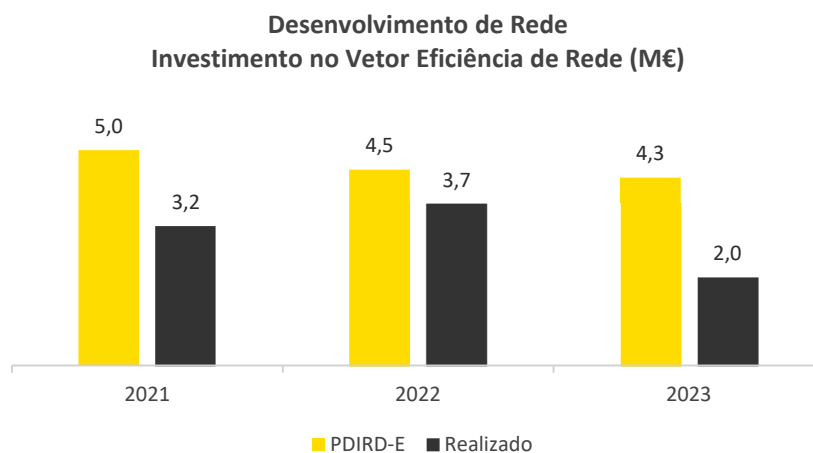


Figura 3.8 – Parcela do Investimento em Desenvolvimento de Rede alocado ao vetor Eficiência da Rede

Este atraso na realização do investimento no Desenvolvimento de Rede está relacionado com dificuldades na obtenção de materiais, na aquisição de terrenos para novas subestações assim como na obtenção de autorizações para a execução dos projetos.

#### 3.2.4. Eficiência Operacional

O investimento no vetor Eficiência Operacional superou a verba prevista no PDIRD-E em 29%, conforme representado na Figura 3.9:

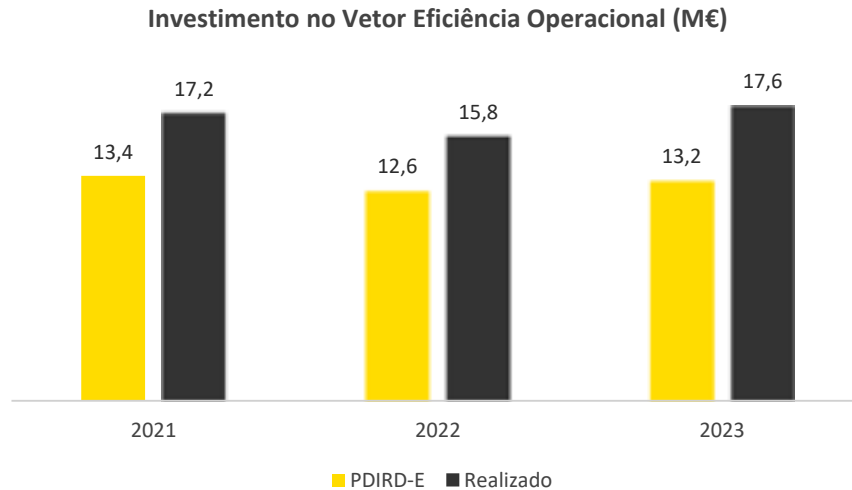


Figura 3.9 – Vetor Eficiência Operacional (M€)

Para este desvio contribuiu o crescente investimento de natureza Corrente Urgente, que se trata de um programa que visa dar resposta a problemas na redes que, exigem uma solução urgente, como por exemplo, incidentes que põem em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica.

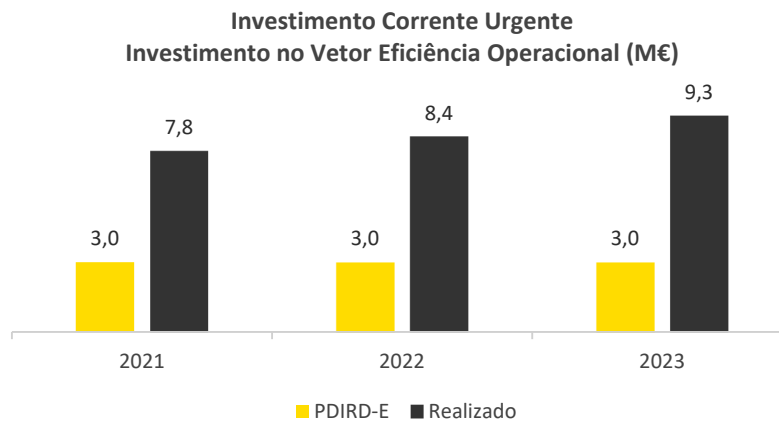


Figura 3.10 – Parcela do Investimento Corrente Urgente alocado ao vetor Eficiência Operacional

Constata-se que a realização de investimento neste programa tem vindo a aumentar, isto deve-se à elevada idade média dos ativos e consequentemente à sua crescente degradação.

### 3.2.5. Acesso a Novos Serviços

O Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços apresenta-se, em termos globais para o período 2021 a 2023, alinhado com o que estava previsto no PDIRD-E (-5%). No entanto, e como podemos ver na Figura 3.11, tendo em conta uma discriminação anual verifica-se que a fraca realização em 2022 é compensada pela aceleração da execução em 2023:

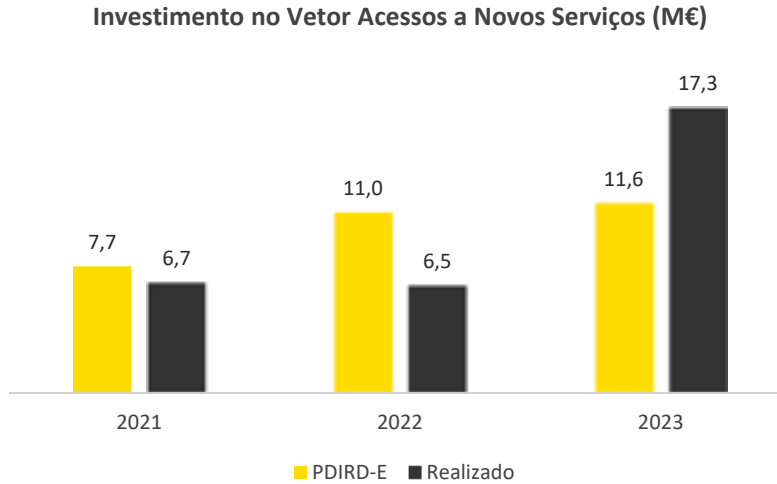


Figura 3.11 – Vetor Acesso a Novos Serviços (M€)

Este desvio é maioritariamente explicado pelo Investimento Inovador, nomeadamente na parcela relacionada com a campanha de instalação de DTC, como podemos ver na Figura 3.12:

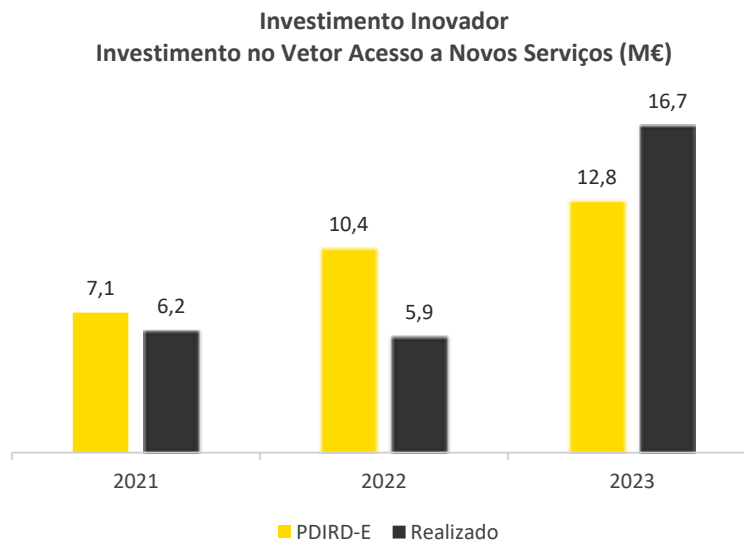


Figura 3.12 – Parcela do Investimento Inovador alocado ao vetor Acesso a Novos Serviços

Em 2022 a dificuldade na aquisição de DTC levou a uma realização abaixo do planeado, no entanto, e com o objetivo de conclusão da campanha previsto para 2024 (cumprindo com o Decreto-Lei n.º 15/2022) realizou-se um esforço em 2023 para compensar o atraso, tendo sido ultrapassado o valor previsto em 2023.

### 3.2.6. Outros Investimentos

Na Figura 3.13 apresenta-se a evolução da rubrica Outros Investimentos. Este investimento superou a verba prevista no PDIRD-E em 33%, sendo este desvio mais evidente em 2023:

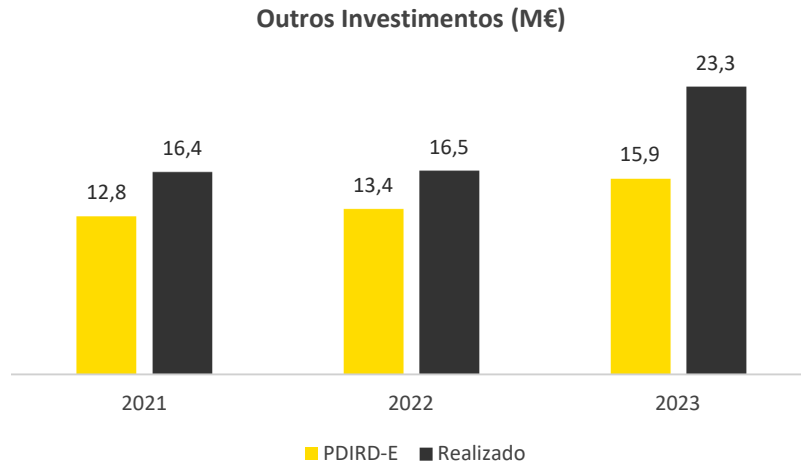


Figura 3.13 – Outros Investimentos (M€)

Mais uma vez, o investimento Corrente Urgente, bem como o investimento na Abertura e Restabelecimento da RSFGC que teve que acompanhar as alterações ocorridas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI), são os programas que mais contribuíram para o este desvio:

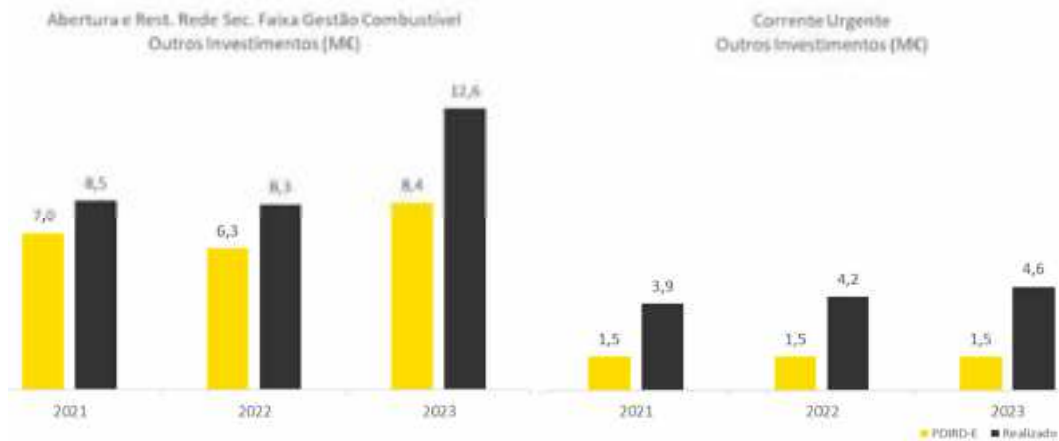


Figura 3.14 - Parcela dos PI com maior impacto nos Outros Investimentos

### 3.3. Balanço do subprograma “Reposição da capacidade de receção na RND”

Foi incluído no PDIRD-E 2020 um novo subprograma, no programa de investimento Desenvolvimento de Rede, para implementação de um plano específico de reposição da capacidade de receção de nova produção na RND tomada pelos projetos de instalação de centros eletroprodutores em curso.

Apresenta-se no gráfico seguinte os valores anuais relativos às comparticipações nas redes ocorridos até final de 2023. Às comparticipações secebidas dos produtores, ao abrigo do Art.º 151.º Encargos relativos a comparticipações nas redes do RRC (versão 2023), que começaram a ser recebidas após a publicação da Directiva N.º 10, em 22/04/2019, foi deduzido o valor dos elementos de ligação.

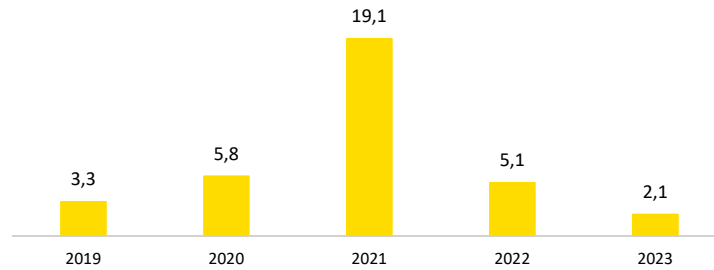
**Comparticipações nas redes recebidas (M€)**

Figura 3.15 - Participações nas redes recebidas (M€)

Verifica-se um volume de participações recebida superior ao volume de investimento realizado para o período 2021-2023 (Figura 3.16):

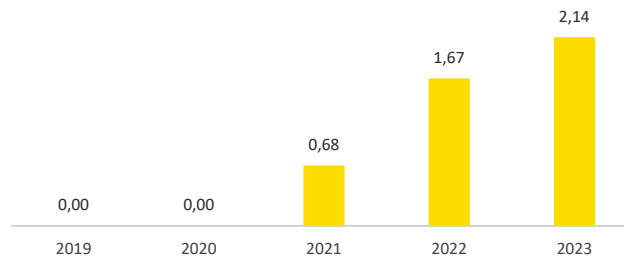
**Realização subprograma “Reposição da capacidade de receção na RND” (M€)**

Figura 3.16 - Subprograma Reposição da capacidade de receção na RND (M€)

A realização neste subprograma abaixo de expectável deve-se essencialmente à dificuldade que se vem a sentir na aquisição de terrenos e no fornecimento de materiais face à conjuntura que se tem vindo a verificar desde o início do conflito na Ucrânia tendo-se mesmo procedido à antecipação de alguns projetos para mitigar os constrangimentos de implementação que se tem registado.

Realça-se ainda, o desfazamento naturalmente existente entre a receção das participações e a sua aplicação em projetos de investimento, pelo que não deverá ser efetuada uma comparação direta dos valores em cada ano.



ANEXO J  
AVALIAÇÃO AMBIENTAL  
ESTRATÉGICA DA  
PROPOSTA DE  
PDIRD-E 2024

# Avaliação Ambiental Estratégica:

## Resumo Não Técnico


(versão preliminar para consulta)

*Outubro 2024*



## FICHA TÉCNICA

	
Coordenação:	Cecília Rocha
Equipa Técnica	Paulo Conceição
	Luísa Mendes Batista
	Filipe Cruz
	Nuno Matos
	Margarida Fonseca
	Luís Vicente
	Mariana Dias
	António Faria
	Filipa Colaço
	Carla Fernandes
	António Albuquerque

	
Coordenação:	Sílvia Monteiro
Equipa Técnica	Inês Cândido Silva
	Lina Afonso
	Nuno Barros
	Rita Rebelo
	Rita Zenate Serra



## ÍNDICE

FICHA TÉCNICA.....	2
ÍNDICE.....	3
1 INTRODUÇÃO .....	4
2 OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024 .....	6
3 OBJETIVOS E METODOLOGIA .....	10
4 QUADRO DE AVALIAÇÃO e FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO.....	12
5 AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRD-E 2024.....	17
6 PLANEAMENTO E MONITORIZAÇÃO.....	24
7 CONCLUSÃO.....	27
ANEXO: Síntese dos eixos estratégicos em avaliação e respetiva fundamentação.....	28

# 1 INTRODUÇÃO

O presente documento constitui a versão preliminar para consulta do *Resumo Não Técnico* (RNT) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030, elaborada pelo operador da rede de distribuição (ORD), de acordo com o procedimento previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN). Fruto desta alteração legislativa, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de programa setorial (art.º 124.º do mesmo Decreto-Lei n.º 15/2022), de 14 de janeiro, nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, razão pela qual a presente edição do Plano apresenta novos conteúdos, nomeadamente no que respeita à informação sobre o seu modelo territorial.

Este Plano, juntamente com a caracterização da RND e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.

O Plano tem como propósito garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede e assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço e um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética expressos, entre outros, na Lei de Bases do Clima, na *versão final* da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030 – na versão atual), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e nos demais instrumentos legais e estratégicos que concorrem, de forma ativa, para a descarbonização da economia (contribuição para a redução dos Gases com Efeito de Estufa (GEE), o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética) e com as recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre anteriores versões do Plano.

Para concretizar estes objetivos são propostos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).

Sendo um *plano do sector da energia*, o PDIRD-E 2024 está sujeito a Avaliação Ambiental (AA), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio. Em fases subsequentes, dada a natureza dos investimentos a que se refere, tanto o plano como a respetiva AA constituirão, caso se revele necessário, o “enquadramento para a futura aprovação de projetos mencionados no anexo II do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de maio, na sua atual redação (revogado e atualmente substituído pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro), na sua atual redação”.

Dando cumprimento à legislação atual, a E-REDES, além de ser responsável pela definição das estratégias incluídas no PDIRD-E 2024, também é responsável pela elaboração da respetiva Avaliação Ambiental (AA) e por todos os procedimentos complementares, nomeadamente, a determinação do âmbito da AA, a consulta de entidades sobre o âmbito da mesma, a preparação do Relatório Ambiental (RA), a realização da consulta pública e institucional e a apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE).

A AAE, a que se refere o presente RNT do Relatório Ambiental, acompanhou e desenvolveu-se em articulação com a preparação do PDIRD-E 2024. Esta metodologia de atuação permitiu que o resultado da avaliação ambiental, enquadrado pelos Fatores Críticos para a Decisão (FCD), pudesse ser incorporado no plano, tanto em termos ambientais como de sustentabilidade, constituindo-se como um pilar fundamental no processo de decisão.

Este **Resumo Não Técnico** do Relatório Ambiental do PDIRD-E 2024 pretende facilitar a divulgação da AAE, durante o período de consulta pública, apresentando de forma resumida, e numa linguagem acessível, o conteúdo da avaliação realizada.

Para informação mais detalhada e técnica sobre a Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E 2024 deverá ser consultado o respetivo **Relatório Ambiental**.

## 2 OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024

A proposta de Plano para o próximo quinquénio – **PDIRD-E 2024** – é o primeiro exercício de planeamento elaborado após a aprovação do novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que o vem adaptar às necessidades e desafios colocados pelos diversos instrumentos estratégicos que norteiam a política energética nacional nos próximos anos e que determinam o máximo aproveitamento dos recursos renováveis endógenos e a maximização do potencial de capacidade de receção de energia proveniente de fontes de energias renováveis pela rede elétrica de serviço público (RESP).

Este novo quadro legal assume uma mudança de paradigma do SEN, salientando a necessidade de se evoluir para um *modelo descentralizado* de produção de energia, que conjugue a produção centralizada com a produção local e as soluções de autoconsumo, ou seja, um *modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível*.

No âmbito do planeamento das redes interessa salientar o compromisso da E-REDES, enquanto operador da RND, em assegurar a compatibilização do desenvolvimento da rede com os *valores ambientais*, com a *obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias* e com *diferentes usos do solo, promovendo a coesão socioeconómica do mesmo*. Adicionalmente, também constitui uma preocupação do Plano o reforço da integração de nova geração (incluindo a de origem em FER), a satisfação de novos consumos e a redução das perdas como uma das principais motivações para a modernização e expansão da rede.

Para a concretização destes objetivos, a presente proposta de Plano tem previsto um conjunto de investimentos na RND destinados à modernização de ativos com condições de operação não satisfatórias e ao estabelecimento de novas linhas e subestações que, para além da satisfação de consumos, permitirão um aumento da capacidade de receção da RND. Contudo, não se pode deixar de salientar que a capacidade de receção na RND está limitada à capacidade disponível na RNT com a qual tem diversas interligações.

Salienta-se que, em momento anterior ao da presente avaliação ambiental e à apresentação estruturada das intervenções propostas no Plano, foram equacionadas diversas alternativas de investimento no que respeita ao *incremento da capacidade de receção* de energia proveniente de FER, ao aumento da necessidade de *satisfação de novos consumos*, à *redução das perdas técnicas* na rede e à *garantia de segurança de abastecimento*, aumento da *resiliência* das infraestruturas da rede, melhoria do *desempenho ambiental*, fomento da *automação* e da *segurança ciberfísica* da RND.

O cenário selecionado foi o de **Mudança na Abordagem à Gestão dos Ativos**, que reflete uma estratégia robusta de investimento e que prioriza a adequação da rede de distribuição às exigências da transição energética e à garantia de qualidade de serviço. Considerou-se também que este é o único cenário que não compromete o período seguinte (2031 – 2035) com o que habitualmente se costuma chamar de dívida cinzenta, como resultado do subinvestimento no período 2026 - 2030. Assim, na proposta de PDIRD-E 2024, os investimentos previstos são organizados nos cinco Pilares de Investimento apresentados na Figura 1:

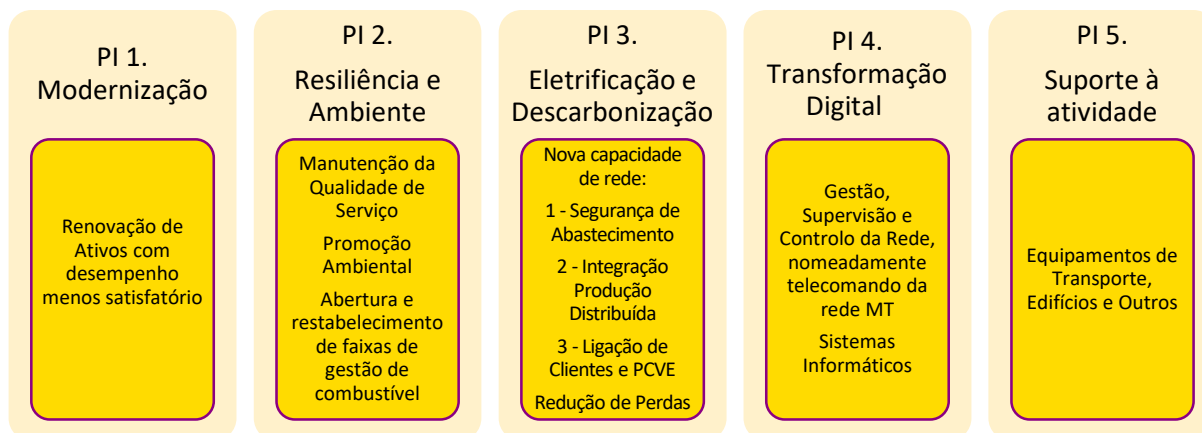


Figura 1 – Pilares de Investimento contemplados no PDIRD-E 2024 (Fonte: E-REDES, 2024).

Da conjugação das necessidades de intervenção na rede atual e das diferentes solicitações que determinam a estratégia de expansão da RND, procurou-se identificar: (i) os principais constrangimentos da RND que terão de ser ultrapassados, de forma a que se consiga aumentar a capacidade de carga da rede; e (ii) eventuais pontos da RND, críticos para a estratégia de expansão da rede e de maximização do potencial de carga da rede existente (linhas e subestações), de forma a assegurar a ligação de nova geração proveniente de FER e possibilitar o seu escoamento entre territórios de produção e consumo.

Considerando os princípios basilares do desenho da rede, definiram-se as necessidades de modernização da rede atual, assim as ligações indispensáveis para os assegurar, que constituirão o objeto de avaliação. Essas ligações, às quais foi atribuída a designação de Eixo Estratégico, foram agrupadas de acordo com a respetiva localização (Zonas Estratégicas) e com as principais motivações que determinaram a necessidade de serem propostos para um novo desenho da RND que pudesse satisfazer os objetivos do Plano e das metas a alcançar. De forma sintética, as propostas de intervenção na RND – para a rede AT<sup>1</sup>, incluem:

- I. RND a desenvolver em infraestrutura existente:
  - Desativação de subestações;
  - Desativação e remoção de linhas AT aéreas e subterrâneas;
  - Correção de linhas AT, procedendo ao seu enterramento e/ou ao desvio de traçado;
  - Modernização de ativos AT com desempenho menos satisfatório;
  - Desativação e remoção de linhas MT aéreas e subterrâneas;
  - Correção de linhas MT, procedendo ao seu enterramento;
  - Modernização de ativos MT com desempenho menos satisfatório.
- II. Expansão da RND que inclui:
  - Novas subestações;
  - Novas ligações AT e MT, aéreas e subterrâneas;

<sup>1</sup> Quanto aos futuros desenvolvimentos das infraestruturas de Média Tensão (MT), que apresentam elevada capilaridade, a sua representação espacial não consta do presente documento, à exceção da potencial localização das futuras subestações AT/MT, atualmente representadas por um "buffer". Apenas após a seleção da localização específica de cada uma dessas novas subestações será possível definir os traçados das novas saídas que se irão ligar à rede MT existente, assim como das outras intervenções necessárias (reforços de rede e interligações) para garantir o adequado funcionamento da rede.

Na **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** Figura 2 apresentam-se os Eixos Estratégicos definidos. Em anexo ao presente RNT, foi incluído um quadro (Quadro 5) com a apresentação dos Eixos Estratégicos definidos, numa orientação de norte para sul, e uma breve fundamentação.

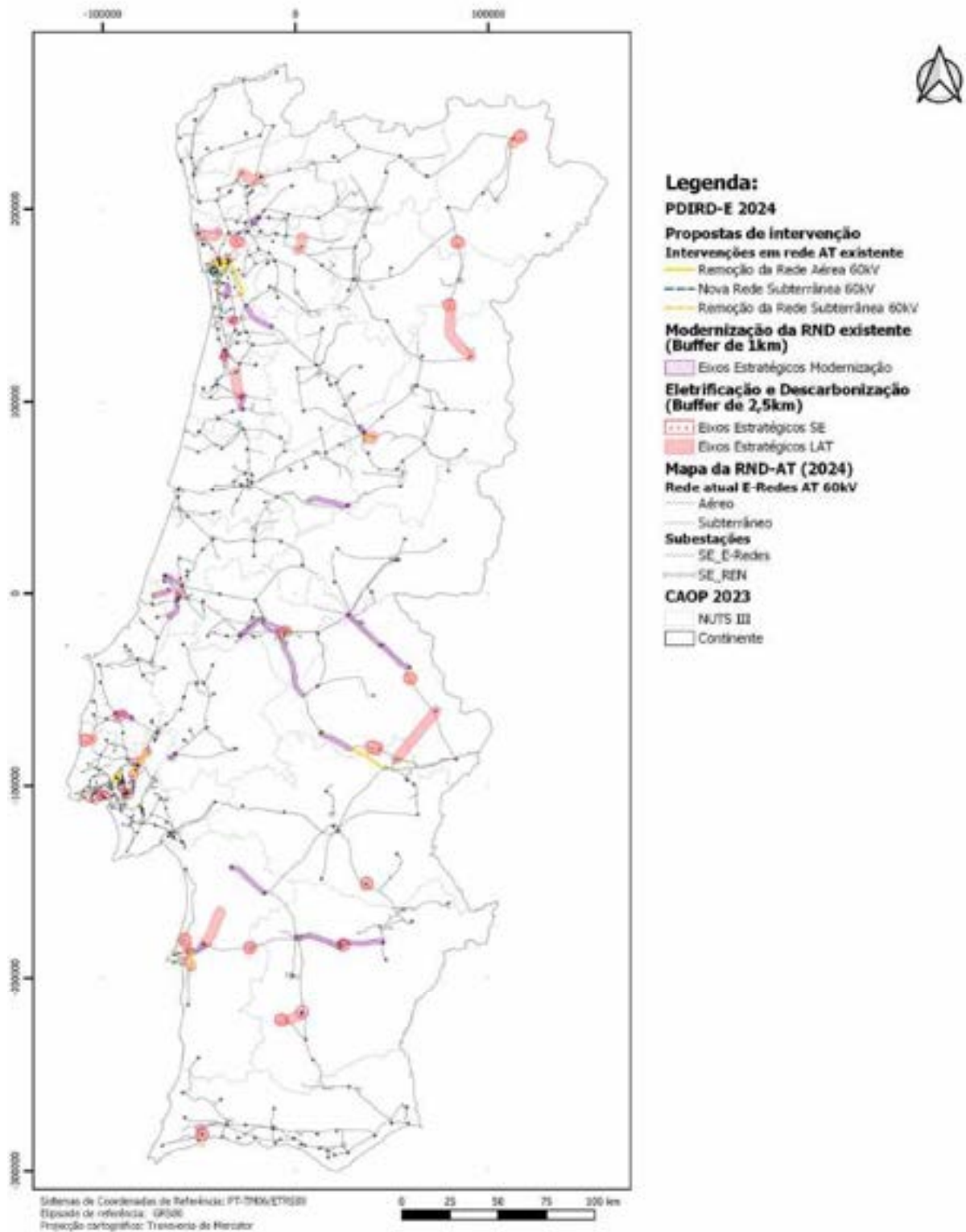


Figura 2 – Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND previstos na proposta de PDIRD-E 2024, que apresentam expressão territorial. (Fonte: E-REDES, SA, 2024).

### 3 OBJETIVOS E METODOLOGIA

A **Avaliação Ambiental Estratégica** (AAE) responde, como já referido, a exigências da legislação aplicável, nomeadamente avaliando, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade e, desta forma, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais e recomendáveis ajustes, devidamente sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação, tendo em conta as consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito.

Neste sentido, pretende-se que os contributos da AA robusteçam o Plano, em termos ambientais e de sustentabilidade, e que contribuam de forma qualificada para o processo de decisão e para o desenvolvimento de futuros projetos.

A metodologia aplicada nesta AA teve em consideração os guias metodológicos e orientações de referência, bem como a legislação que enquadra as AAE. A abordagem daqui resultante baseia-se, fundamentalmente, num modelo de pensamento estratégico e pressupõe uma aplicação articulada com a elaboração do PDIRD-E 2024.

A Figura 3 resume e sistematiza graficamente o processo e a abordagem metodológica seguida na presente AA que se traduz nas seguintes etapas:

- definição do âmbito e o alcance da avaliação, focando-a e contextualizando-a no objeto de avaliação (o PDIRD-E 2024), no quadro de referência estratégico em que está a ser preparado, nas conseqüentes questões estratégicas e nas questões ambientais e de sustentabilidade. Da interceção e análise integrada destes elementos resultam os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) e os respetivos critérios e indicadores de avaliação. No fundamental, estes FCD traduzem questões centrais e incontornáveis a integrar na avaliação das propostas do Plano, de forma a obter uma leitura sustentada dos impactos dessas intervenções, bem como munir o Plano de informação sobre eventuais condicionantes, assegurando condições de sustentabilidade ambiental.
- consulta às ERAE (Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas), que incidem a sua análise e posterior parecer no Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão (RFCD);
- após a ponderação dos resultados da consulta às ERAE, a fase seguinte consiste na implementação da AA, nos termos definidos no RFCD e contemplando os contributos da consulta, nomeadamente com a análise de tendências e cenários, a avaliação das propostas do Plano atendendo aos FCD, a identificação de oportunidades e riscos e a definição de diretrizes de atuação. O resultado do processo de avaliação apresenta-se no Relatório Ambiental;
- como requerido legalmente, acontece um novo momento de consulta às ERAE e um procedimento de consulta pública e institucional da AA e do PDIRD-E 2024, cujos processos de elaboração são simultâneos e em colaboração estreita das equipas responsáveis, antes da consolidação final do Relatório Ambiental (RA) e da posterior Declaração Ambiental (DA), onde constarão as diretrizes e informações necessárias ao seguimento do Plano e do qual sairão também informações relevantes para os Planos futuros.



Avaliação Ambiental Estratégica:

Resumo Não Técnico (versão preliminar para consulta)

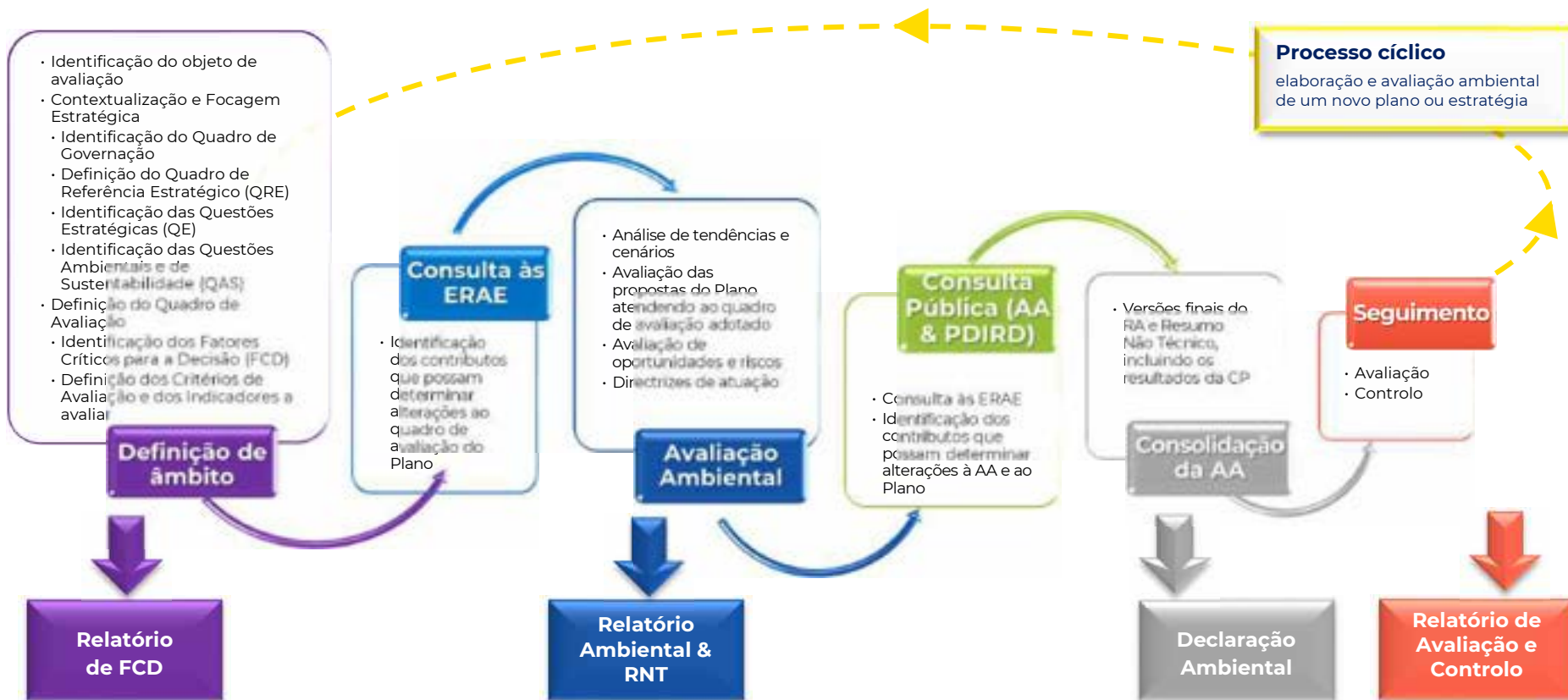
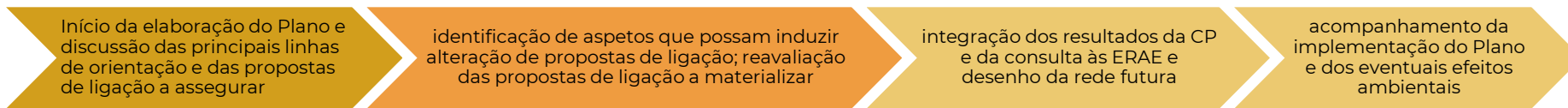


Figura 3 - Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024

## 4 QUADRO DE AVALIAÇÃO e FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO

De acordo com a metodologia implementada, a estrutura do quadro de avaliação para a AA do PDIRD-E materializa-se com a definição dos **Fatores Críticos para a Decisão**, que refletem os temas estruturantes e os aspetos fundamentais abordados no processo de avaliação das propostas de intervenção do Plano e dos seus expectáveis efeitos (positivos ou negativos), tendo em conta:

- Quadro de Referência Estratégico (QRE);
- Questões Estratégicas (QE);
- Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS).

Quanto ao **Quadro de Referência Estratégico** consideraram-se as estratégias, planos e documentos legais e regulamentares (internacionais/europeus e nacionais) com relação direta com o setor energético e/ou com os impactos gerados pelas intervenções previstas no Plano, atendendo a todos os Pilares de Investimento. A este nível foram relevantes as estratégias, planos e documentos cujo conteúdo ou implicações traduzissem: **política climática e energética**, com particular destaque para o estabelecimento de metas relacionadas com o processo de descarbonização; linhas de **desenvolvimento territorial** pretendidas para Portugal; constrangimentos associados a diversos **fatores ambientais** mencionados no artigo 6º do DL n.º 232/2007, de 15 de junho.

No que respeita às **Questões Estratégicas** que presidiram ao desenho das intervenções propostas neste PDIRD-E 2024 podem-se sintetizar os seguintes desafios:

1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.
6. Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e das componentes humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;
8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

Finalmente, quanto às **Questões Ambientais e de Sustentabilidade** (QAS), que contribuem, não só para a identificação de problemas e de potencialidades associadas ao Plano, mas também para a identificação das oportunidades de desenvolvimento e das

questões determinantes para a avaliação, tomando como ponto de partida os fatores ambientais definidos no artigo 6º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, no caso desta AA do PDIRD-E 2024 procedeu-se a uma interpretação dos Pilares de Investimento (PI) previstos e dos seus objetivos à luz das potenciais consequências ambientais, de acordo com os fatores ambientais definidos no artigo 6º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho.

As QAS selecionadas estão diretamente relacionadas com a natureza das intervenções previstas nos diversos Pilares de Investimento (PI 1 a 4<sup>2</sup>) e denotam as principais preocupações ambientais que são equacionadas na avaliação efetuada no que respeita ao desenvolvimento das novas infraestruturas, à adoção dos princípios de prevenção e/ou minimização de impactes, de promoção da capacidade de adaptação às alterações climáticas, de diversificação das fontes de energia e de redução das emissões de GEE. Como se pode observar, é dada uma atenção especial aos valores naturais, culturais e sociais.

Nota-se que, no caso da *modernização* da rede (PI1) (onde se enquadra a renovação de ativos) as intervenções previstas poderão minimizar ou eliminar algumas das atuais afetações (a título de exemplo, a remoção e enterramento de algumas linhas). Para a expansão da rede (PI 3 *eletrificação e descarbonização*), o conhecimento dos constrangimentos mais relevantes permitirão que o futuro desenho da rede (no decurso da elaboração dos respetivos projetos) evite ou minimize novos impactes. Quanto aos investimentos associados ao aumento da *resiliência* da RND e a um melhor desempenho *ambiental* (PI 2) salienta-se a potencial contribuição para a adaptação às alterações climáticas, para a promoção da proteção e conservação da natureza e para a valorização da paisagem e dos valores culturais.

Da metodologia de análise implementada, resumida na Figura 2, resultou a identificação dos Fatores Críticos para a Decisão. Atendendo ao facto de estar a ocorrer uma alteração significativa na estratégia de definição dos investimentos que constam no Plano, considerou-se que os FCD devem ter, na medida do possível, uma designação convergente com as motivações subjacentes aos investimentos propostos no plano, a saber:

#### **FCD 1 - Modernização da RND**

#### **FCD 2 - Descarbonização da RND**

#### **FCD 3 - Gestão dos Valores Territoriais.**

Não se deixa de salientar que a harmonização de designações também traduz as preocupações ambientais subjacentes à natureza das intervenções em avaliação, em particular as relativas à racionalização da utilização da rede existente, à maximização da satisfação de consumos e integração de nova produção, assim como a minimização da ocupação territorial e de potenciais impactes ambientais deste tipo de projetos.

Estes FCD constituem a estrutura e o foco da AA do PDIRD-E 2024, cuja operacionalização se faz com recurso ao conjunto de **critérios de avaliação** e de **indicadores**, que se apresentam no Quadro 1.

---

<sup>2</sup> Como se nota no quadro de avaliação apresentado e se compreende da descrição dos investimentos associados ao PI 5, os investimentos de suporte à atividade não têm uma representação espacial específica e, como tal, não fazem parte da avaliação efetuada.

Quadro 1 – Fatores Críticos para a Decisão (FCD) selecionados (critérios de avaliação e fundamentação)

<p><b>FCD 1 Modernização da RND - critérios de avaliação</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualidade de serviço</li> <li>• Eficiência da RND</li> <li>• Transição Digital</li> <li>• Prevenção de Riscos e Adaptação às AC</li> </ul>
<p><b>Fundamentação</b></p> <p>Pretende avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente a um conjunto de dimensões particularmente relevantes e decisivas na estratégia definida pelo ORD para o período de investimentos em causa, e que se expressam nos Pilares de Investimentos.</p> <p>Salientam-se, a este nível, os Pilares de Investimento associados à modernização das infraestruturas da RND, à transformação digital, à eletrificação e descarbonização e à resiliência e ambiente. As propostas integradas nestes Pilares destinam-se, por um lado, a promover a melhoria do desempenho da rede, nomeadamente no que respeita à segurança de abastecimento e qualidade de serviço técnica, às reduções das perdas técnicas e à viabilidade de implementação de soluções de flexibilidade no planeamento da rede, de forma a otimizar a utilização da capacidade existente e a promover maior eficiência no investimento, satisfazendo os requisitos subjacentes às novas realidades de produção e consumo de energia FER, e acompanhando a inovação tecnológica que enquadra o setor energético.</p> <p>Por outro lado, as intervenções na infraestrutura respondem à necessidade de adequar face à possibilidade de ocorrência de riscos de cibersegurança, naturais e relacionados com as alterações climáticas (atendendo, neste caso, aos diferentes cenários conhecidos e que destacam diferenças territoriais relevantes).</p>
<p><b>FCD 2 Descarbonização da RND - critérios de avaliação</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidade de receção de energia</li> <li>• Capacidade de satisfação de consumo de energia</li> <li>• Interligação com a RNT</li> <li>• Potencial de impacto para a mitigação das AC</li> </ul>
<p><b>Fundamentação</b></p> <p>Pretende avaliar o alinhamento das propostas do Plano com os objetivos de política climática e energética identificados como estratégicos, quer no QRE quer nas QE e nos OE do Plano. Acresce que, no caso do setor energético e para o ORD, este valor estratégico se conjuga, em grande medida, com a necessidade de contribuir ativamente para o cumprimento de metas assumidas pelo Estado concedente (nos horizontes temporais de 2030 e 2050), no que diz respeito às estratégias de mitigação das AC.</p> <p>Este contributo traduz-se, em concreto, numa tendência consistente de maximização da incorporação de energia (em particular de FER que se encontra em crescente produção) e de uma redução percentual de emissões de GEE, concretizando o processo de transição do paradigma energético e proporcionando condições para uma maior eletrificação e descarbonização da RND, do SEN, da economia e da sociedade, em geral. Desta forma, será possível assegurar a satisfação de consumos com níveis de serviço adequados e contribuindo para o incremento da eficácia geral do sistema elétrico nacional, tal como preconizado na política energética vigente.</p>
<p><b>FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais - critérios de avaliação</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas</li> <li>• Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural</li> <li>• Interferência com os Recursos Hídricos</li> <li>• Inserção Territorial</li> <li>• Prevenção de outros Riscos</li> <li>• Assimetrias Territoriais</li> </ul>
<p><b>Fundamentação</b></p> <p>Pretende avaliar a expressão territorial da RND, isto é, as condições da sua materialização física. Tem como perspetiva a compatibilidade e conformidade da RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos</p>

de equidade no acesso a infraestruturas e serviços. Esta perspetiva, aqui designada por Gestão dos Valores Territoriais, tem como preocupações principais:

- A minimização das interferências com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem, o Património Cultural e Natural e os Recursos Hídricos;
- A garantia da qualidade da inserção urbana da RND;
- A capacidade de mobilização de recursos energéticos locais, nomeadamente os que se associam à produção FER;
- O potencial de satisfação das necessidades locais e consequente redução de assimetrias territoriais no acesso à energia.

Atendendo aos aspetos envolvidos no quadro de avaliação do PDIRD-E 2024, que integram o QRE, o QE e as QAS, foi possível construir o respetivo quadro-problema (Quadro 2), estruturado por FCD, identificando as potencialidades e problemas e/ou incertezas associadas à implementação das intervenções propostas no Plano.

Quadro 2 – Potencialidades e problemas/incertezas associados ao Plano, por FCD

<b>FCD 1 – Modernização da RND</b>	
<p><b>Potencialidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• QRE muito focado na promoção da eficiência do SEN e na transição digital, convergente com o propósito de renovação e modernização dos ativos;</li> <li>• RJ do SEN que incentiva a utilização de soluções de flexibilidade e a maximização da utilização da rede existente, sem descuar o cumprimento dos compromissos de QST e segurança de abastecimento estabelecidos;</li> <li>• QRE exigente relativamente à adaptação das infraestruturas e território aos riscos naturais e aos riscos associados às AC, para reforçar a sua resiliência;</li> <li>• Disponibilidade de novas tecnologias de digitalização e soluções de mercado, de conhecimento e de consistência de boas práticas que contribuem para a inovação e o desenvolvimento no setor da energia;</li> <li>• Reprogramação do PRR que reforça a aposta na transição energética, com instrumentos legais para incrementar a produção FER, e o reforço da competitividade e resiliência das empresas do setor energético;</li> <li>• Incentivo à produção FER, melhorando as condições técnicas de acesso à rede, com potencial para acelerar a descarbonização do SEN e assegurar o cumprimento das metas estabelecidas no PNEC.</li> </ul>	<p><b>Problemas/incertezas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dificuldades na implementação de algumas soluções de flexibilidade (nomeadamente <i>curtailment</i>), por falta ou escassa dimensão das respostas da parte da produção e/ou consumo de energia;</li> <li>• Dificuldade em gerir os impactos dos eventos climáticos extremos na RND, para além do que é possível antecipar através dos cenários conhecidos e do planeamento preventivo e adaptativo da infraestrutura.</li> </ul>
<b>FCD 2 – Descarbonização da RND</b>	
<p><b>Potencialidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A implementação do Plano constitui uma oportunidade para a RND reforçar a sua contribuição para o cumprimento das metas de redução de emissões de GEE, de crescente incorporação de FER no SEN e de crescimento da eletrificação dos</li> </ul>	<p><b>Problemas/incertezas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os incentivos à produção descentralizada de energia FER e à mobilidade elétrica podem exceder a capacidade de acolhimento e de resposta aos pedidos, gerando desequilíbrios ou sobrecargas da rede;</li> </ul>

<p>consumos nos vários setores da economia (com destaque para a indústria e os transportes) e nos consumidores domésticos, impulsionando a transição para uma economia de baixo carbono e um modelo de desenvolvimento global mais sustentável;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A tendência de crescimento do autoconsumo de energia liberta capacidade disponível na RND (presente e futura), o que constitui uma oportunidade para dar resposta a outros consumos resultantes do processo de eletrificação de consumos, nomeadamente ao crescente consumo associado à mobilidade elétrica;</li> <li>• O desenvolvimento tecnológico que suporta a transição digital da RND, nomeadamente nas redes inteligentes e na implementação de soluções de flexibilidade, permite maior eficiência na gestão da operação da RND.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• As soluções de flexibilidade implementadas no período do Plano, e que permitem diferir investimentos na RND, podem não ser suficientes para cumprir os compromissos com o Estado concedente (nomeadamente os que resultam do quadro-legal do SEN e dos acordos de qualidade de serviço com o Estado concedente), em resultado do aumento do consumo de eletricidade e de produção de energia FER descentralizada.</li> </ul>
<p><b>FCD 3 – Gestão dos Valores Territoriais</b></p>	
<p><b>Potencialidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Território nacional marcado por várias áreas integradas no Sistema Nacional de Áreas Classificadas, mas ainda com muito território sem qualquer classificação, pontualmente com características de biodiversidade e geodiversidade que justificam a sua manutenção e gestão. O conhecimento associado a estas áreas (integradas em SNAC) é já bastante diverso permitindo identificar com precisão, as ações de conservação e gestão necessárias.</li> <li>• Algumas das áreas de distribuição de espécies com elevado grau de ameaça, tem aumentado, ou pelo menos não diminuído, muito em resultado de projetos conduzidos em conjunto por entidades públicas e promotores privados, promovendo-se uma tentativa, conjunta, de um desenvolvimento que tenha resultados não negativos e com compensações ao nível do Capital Natural. O conhecimento que tem sido gerado, por estudos e monitorizações, muitos deles concretizados como medidas associadas a projetos de investimento, tem aumentado a capacidade de intervir, conhecendo de forma mais profunda, impactes esperados e aspetos a considerar.</li> <li>• A consciência, cada vez mais forte, dos serviços dos ecossistemas, que tem contribuído para o fortalecimento das oportunidades de um desenvolvimento sustentado.</li> <li>• Um conhecimento, bastante suportado, dos valores naturais existentes e, ainda a necessitar de aprofundamento, mas já com bastantes bases, das necessidades de gestão das áreas com importância ao nível do Capital Natural, permite intervir no território, com suficientes bases para evitar degradações ou perdas.</li> </ul>	<p><b>Problemas/incertezas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A implantação de infraestruturas da rede e, também a futura localização de projetos que a esta se queiram conectar constitui-se, sempre, como um fator exógeno à paisagem, à biodiversidade, a geodiversidade e a preservação da integridade original do património cultural.</li> <li>• A degradação dos ecossistemas naturais e do seu potencial de conservação e aproveitamento económico, em resultado de fatores como a desertificação, a desflorestação e a utilização de práticas agrícolas não adequadas à preservação dos recursos (solo e água), conjugadas com as consequências das alterações climáticas.</li> <li>• Outros constrangimentos ao desenvolvimento de infraestruturas da rede (e dos futuros projetos que a esta se queiram ligar) vão, necessariamente, competir com os valores associados ao Capital Natural e Cultural. Existirão, sempre, opções que terão de ser pesadas entre o desenvolvimento em áreas de maior interesse ecológico (e paisagístico e, mesmo patrimonial) e área com maior pressão urbana.</li> <li>• As dificuldades algumas vezes sentidas na prossecução dos objetivos de atingir o bom estado das massas de água podem ser acrescidas pela localização de algumas infraestruturas.</li> <li>• As tendências de perda de biodiversidade, por todos os fatores identificados, e que se assumem como fatores adicionais de pressão sobre o Capital Natural, a que o estabelecimento das infraestruturas em causa, se virá somar.</li> <li>• Reconhece-se a presença de fatores de incerteza quanto à intensidade e aos impactos dos processos de transição na espacialização da</li> </ul>



<ul style="list-style-type: none"> <li>• O reconhecimento da importância das paisagens naturais e culturais, cada vez mais valorizadas e interiorizadas como aspetos a apropriar para criação de valor a nível local, regional e nacional.</li> <li>• O conhecimento profundo da importância dos recursos hídricos e das necessidades de gestão, o que permite uma adequada tomada de decisão suportada no conhecimento necessário e suficiente para bem gerir e, logo, bem decidir.</li> <li>• A necessidade de reorganização e gestão de paisagens pode ser uma oportunidade de grande valor para o desenho da infraestruturação do território.</li> <li>• A valorização do património arqueológico e arquitetónico e a promoção de áreas de proteção (e de proteção do enquadramento cénico), permite identificar, com clareza, áreas a evitar e áreas suscetíveis de utilizar.</li> <li>• Existe uma visão do modelo territorial de desenvolvimento e, em especial, do papel do sistema urbano nacional, nas suas diversas componentes.</li> <li>• O reconhecimento da importância, para os processos de desenvolvimento, da diversidade de valores territoriais significa um potencial de compromisso da estratégia da RND com a defesa dos valores da coesão socio-territorial e da preservação da integridade física do território.</li> <li>• Existem condições, que devem ser apoiadas, para a descentralização da produção de energia e para a sua valorização, numa perspetiva de desenvolvimento, dos recursos energéticos locais.</li> </ul>	<p>produção e do consumo de energia e na coesão económica e social.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A presença de processos desiguais de transformação territorial pode limitar a capacidade de desenvolvimento equilibrado.</li> <li>• Verifica-se a presença de riscos de fragmentação territorial e de interferência com valores a salvaguardar. Em particular, é relevante o risco de interferência com áreas urbanas e outros usos do solo sensíveis, incluindo potenciais reações adversas das populações.</li> </ul>
---	--

## 5 AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRD-E 2024

A AA das propostas de intervenção na RND que compõem o PDIRD-E 2024 fez-se a partir dos três Fatores Críticos para a Decisão (FCD) identificados com base na metodologia anteriormente exposta. Para cada FCD - *Modernização da RND (FCD1)*, *Descarbonização da RND (FCD2)* e *Gestão dos Valores Territoriais (FCD3)* - foram analisadas, com base no passado recente, as principais tendências e orientações estratégicas e identificaram-se as oportunidades e ameaças para a implementação do Plano. Seguidamente, procedeu-se à avaliação das propostas do Plano, por FCD, de acordo com os critérios e indicadores selecionados em cada um deles, de forma a identificar potencialidades e constrangimentos nessas intervenções ou que delas decorram. As principais conclusões da metodologia de avaliação adotada são expostas, sequencialmente, nos pontos seguintes.

**Da avaliação por FCD**, cujas explicações mais detalhadas poderão ser consultadas no Relatório Ambiental da AA do PDIRD-E 2024, **concluiu-se:**

## FCD 1 - Modernização da RND

- O operador da RND, convergindo com as orientações do atual quadro legal e estratégico do setor energético, que determina a utilização de soluções de flexibilidade para maximização da capacidade das infraestruturas, prevê a possibilidade de recorrer ao *curtailment* e à consequente possibilidade de diferimento de alguns investimentos na rede num esforço explícito para promover a eficiência dos investimentos nas infraestruturas da RND. No entanto, como o sucesso destas iniciativas não está inteiramente na esfera do operador e depende da ação de outros agentes do sistema energético, só a monitorização contínua do desempenho destas soluções de flexibilidade permitirá aferir se terão um impacto relevante na promoção da eficiência da rede;
- O operador da RND evidencia, nos investimentos propostos no âmbito deste Plano, a continuidade dos esforços de digitalização da rede, nomeadamente quanto ao número de postos de telecomando e à extensão da rede de fibra ótica, que permitirá a aceleração no processo de transição digital da RND e, possivelmente a conclusão do mesmo, com reflexos positivos na qualidade do serviço prestado, na exploração mais eficiente da infraestrutura e na viabilização de soluções de flexibilidade na operação;
- O ORD evidencia um propósito de continuidade da promoção da resiliência da rede, nomeadamente com respostas de antecipação aos cenários climáticos futuros, tendo em conta as características da infraestrutura e os riscos climáticos e naturais mais relevantes;
- Finalmente, conclui-se que a globalidade dos investimentos propostos pelo ORD contribuirá para garantir níveis de qualidade de serviço compatíveis com o acordo existente com o Estado concedente.

## FCD 2 - Descarbonização da RND:

- do ponto de vista do contributo do Plano para o desempenho da RND relativamente à sua capacidade de receção conclui-se que os investimentos previstos se traduzem no aumento dessa capacidade. No entanto, a entrada de nova produção depende de condicionalismos exteriores ao ORD, nomeadamente os que derivam dos restantes atores do sistema elétrico, como sejam a RNT e os produtores de energia;
- do ponto de vista da satisfação do consumo, recorrendo aos dados sobre níveis de utilização da infraestrutura (rede AT e SE AT/MT), conclui-se que face aos dados dos anos mais recentes e às previsões para o período do Plano, embora a maioria da infraestrutura apresente níveis de utilização que não estão próximos do seu limite, há uma tendência de agravamento no horizonte do Plano, especialmente no caso das SE AT/MT. Esta situação, aferida pelas previsões do ORD dos níveis de utilização, aconselha uma monitorização atenta para sinalizar eventuais necessidades de intervenções em Planos futuros;
- na perspetiva da interligação com a RNT conclui-se que o período de implementação do plano não será especialmente marcado pelo incremento do número de pontos de ligação, embora nalguns desses pontos de entrega esteja previsto o reforço de ligações. Esta relativa estagnação segue-se a um período recente, pré-PDIRD-E 2024, de algum investimento no incremento de ligações entre as duas redes e numa avaliação do operador segundo a qual, nesta fase, a RND tem supridas as necessidades de interligação com a RNT;
- Finalmente, na perspetiva do contributo do Plano para o cumprimento dos objetivos relacionados com a mitigação das AC, nomeadamente através da redução de emissões, pode concluir-se que os investimentos propostos, globalmente, criam condições para viabilizarem e convergirem com as metas do Estado concedente (nomeadamente as que estão plasmadas no PNEC 2030 e no quadro legal do SEN). No entanto, e apesar das expectativas para a produção de energia FER, disponível para ser injetada na RND, apontarem para um crescimento muito relevante até 2030, o desempenho da RND no seu processo de descarbonização depende, em parte, do desempenho dos restantes atores do SEN,



nomeadamente da concretização da concretização dos pedidos de ligação à rede de distribuição.

### FCD 3 – Gestão dos valores territoriais

- No que concerne à *Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas*, foi possível verificar que, tendo presente todas as áreas classificadas intersetadas pelos EE em avaliação, verifica-se que a maioria dos EE se encontra fora das áreas protegidas ou sensíveis para as espécies analisadas, pelo que não são esperadas afetações sensíveis a este nível.

Relativamente à *avifauna*, é de notar que os EE associados à costa atlântica apresentam uma coincidência espacial com áreas críticas e muito críticas para aves aquáticas, em especial nas ZE Aveiro (ZE07), Grande Lisboa 2 (ZE17) e Alentejo Litoral 2 (ZE22). O mesmo fenómeno sucede na proximidade de Castro Verde, com a definição de uma área muito crítica para aves estepárias, que é coincidente com alguns EE da ZE Baixo Alentejo 2 (ZE25). Mesmo aqui, considera-se ser possível avançar com a implementação dos projetos objeto do Plano, desde que sejam observadas, atentamente, as diretrizes apresentadas.

Relativamente aos mamíferos analisados (grupo dos *quirópteros*, *Lobo-ibérico* e *Lince-ibérico*), identificam-se interseções pouco relevantes com os EE. Mantém-se, mesmo assim, a necessidade de observar as diretrizes que se apresentam.
- Ao nível interferência com *Paisagem e Património Cultural e Natural*, no que respeita ao *património*, as análises efetuadas, mostraram a presença generalizada de ocorrências, mas, também, da possibilidade de se concretizarem os projetos, sem afetação deste tipo de valores, observando as diretrizes propostas em **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** Ao nível das *paisagens*, com reconhecida importância, existem alguns projetos, nomeadamente os analisados nos inseridos nas Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 2 e Beiras e Serra da Estrela 1, que implicam preocupações acrescidas e que obrigarão a um cuidado particular no desenvolvimento dos projetos associados.
- Quanto à *interferência com os Recursos Hídricos*, e no que respeita à interferência nas massas de água pelos diferentes Eixos Estratégicos, a análise efetuada não deixa antecipar que venham a existir afetações relevantes a este nível. Sendo certo que existirão ocupações de diversas massas de água com Estado inferior a Bom, a fase subsequente – de maior detalhe, com a definição do projeto que permitirá a concretização dos investimentos previstos, deverá acautelar que os mesmos não possam vir a provocar uma maior degradação dessas massas de água.
- Do ponto de vista da *Inserção Territorial*, concluiu-se que os diferentes Eixos Estratégicos colocam diferentes desafios do ponto de vista da qualidade dessa inserção. Em geral, são expressivas as potenciais interferências com áreas urbanas, espaços de atividade agrícola, da RAN e da REN, que devem ser acauteladas. A interferência potencial mais expressiva com as áreas urbanas ocorre nos espaços mais urbanizados, (como as ZE Grande Lisboa 1, Grande Lisboa 2, AM Porto e Aveiro), estando previsto o enterramento de linhas ou a construção de novas linhas subterrâneas no atravessamento das correspondentes áreas urbanas, e o correspondente aumento da extensão e percentagem da rede subterrânea.
- A respeito da *Prevenção de outros Riscos*, concluiu-se que, em geral, o número de estabelecimentos RJPAG na proximidade dos Eixos Estratégicos em estudo é muito reduzido. Verifica-se uma desigual exposição ao perigo sísmico, que é muito significativa em territórios do centro e sul do continente.
- Finalmente, na perspetiva do contributo para redução das *Assimetrias Territoriais*, a análise realizada sublinhou a importância da sua monitorização, uma vez que as intervenções propostas ocorrem em espaços com características muito diferenciadas do ponto de vista do desenvolvimento económico e que o seu efeito dependerá de vários fatores, para além dos relacionados com a provisão de infraestrutura de distribuição de energia. Existe

potencial de redução de assimetrias na continuidade e qualidade do serviço e na perceção da qualidade ambiental da rede

### Síntese dos principais constrangimentos identificados nos EE avaliados

Após a avaliação realizada (por FCD, considerando cada um diferentes critérios e indicadores), no âmbito da qual se identificaram os principais constrangimentos à viabilização dos investimentos incluídos na proposta de Plano, produziu-se um mapa síntese (que se apresenta na Figura 4), com uma legenda cromática – do amarelo ao laranja mais escuro, que assinala no território prováveis dificuldades à criação das novas ligações e subestações, assim como à modificação de traçado de linhas existentes.

Para o efeito, optou-se por criar elementos gráficos, dotados de uma legenda cromática que assenta nos seguintes pressupostos:

- **zonas sem coloração**, correspondem a partes do território sem constrangimentos ambientais e técnicos conhecidos ou assinaláveis;
- **zonas com coloração vermelha**, no caso dos investimentos incluídos na proposta de Plano – com a informação analisada e produzida, considerou-se que não existiriam áreas do território que *inviabilizassem por completo* a implantação de novas infraestruturas da RND. Como tal, não consta dos mapas criados;
- **zonas com coloração laranja** pretende indicar a existência de condicionantes que implicarão cuidados acrescidos na elaboração dos futuros projetos e uma tomada de decisão do ORD para a viabilização dos investimentos propostos. Neste caso encontram-se a Rede Natura 2000 (ZPE); as Áreas Críticas e Muito Críticas para Aves, as Áreas urbanas, Património Cultural e os estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG, cuja localização terá de ser futuramente equacionados para um adequado desenho da rede;
- **zonas com coloração laranja mais claro**, destina-se às áreas sujeitas à ocorrência de elevado e muito elevado risco de incêndio, no âmbito do FCD1, e, no âmbito do FCD3, à Rede Nacional de Áreas Protegidas; às Zonas Especiais de Conservação e Sítios da Diretiva Habitats, aos Sítios RAMSAR e aos Empreendimentos Turísticos. Nesta coloração são apresentadas duas matrizes: *lisa* e com ponteados branco, em que este último se destina a situações em que se considera que os principais constrangimentos poderão ocorrer na fase de construção. Estão nesta situação o Lobo, o Lince Ibérico e os Abrigos de Quirópteros. Nota-se que, na representação gráfica integrada se optou pela não inclusão do risco de incêndio elevado e muito elevado uma vez que ele é quase transversal a todas as alternativas e prejudicaria a observação e interpretação da demais informação;
- **zonas com coloração amarela** respeitam à potencial afetação dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração, da Reserva Agrícola Nacional e da Reserva Ecológica Nacional, assim como de geossítios, as concessões mineiras e da Zona Especial de Proteção (ZEP) do ADV, para a qual também se antecipa a necessária colaboração das entidades que a tutelam e dos atores que nele vivem e desenvolvem as suas atividades económicas, de investigação e de lazer;
- **zonas com coloração verde-claro** associa-se a riscos transitórios ou ligados à fase de construção, nomeadamente, os relativos à potencial ocorrência de inundações e de ventos fortes, à eventual afetação de massas de água subterrâneas com estado inferior a bom e ao eventual cruzamento ou acompanhamento de infraestruturas lineares (em relação às quais será necessário solicitar a colaboração e anuência das entidades que as tutelam), assim como, de geoparques. Esta coloração não é apresentada nos elementos gráficos deste subcapítulo.

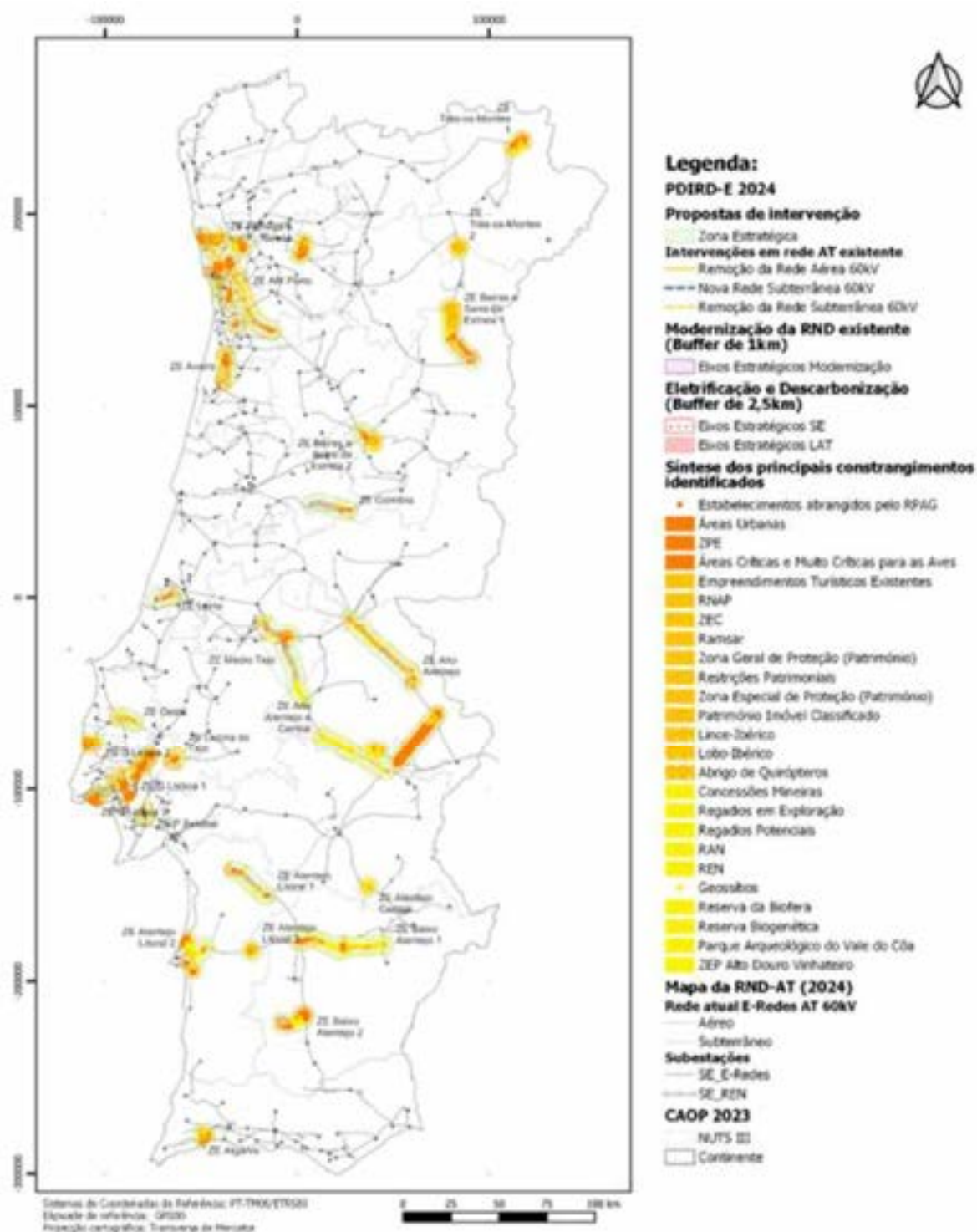


Figura 4 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024

Desta análise final da avaliação ressaltam como particularmente evidentes alguns dos desafios associados à futura materialização das propostas do Plano que implicarão um cuidado acrescido para assegurar a compatibilização com todos os valores a proteger,

embora não se antecipe uma impossibilidade material de concretização de qualquer uma das ligações pretendidas. Salientam-se, a este nível:

- a relevante presença de áreas urbanas em todos os eixos estratégicos que se desenvolvem no litoral, com maior preponderância da Península de Setúbal para norte e no Algarve;
- a presença de património edificado e a identificação de sítios arqueológicos (com a necessária verificação detalhada em fases posteriores), em todos os eixos estratégicos, mas com maior preponderância nos eixos que se desenvolvem mais a sul e na zona enquadrante da região de Grande Lisboa, do Alentejo interior, e, ainda potenciais interferências com a Zona de Proteção Especial do Alto Douro Vinhateiro;
- ao nível da biodiversidade, com reflexos particulares para projetos desta natureza, nota-se não se identificam áreas particularmente sensíveis, mas a área do Alentejo apresenta áreas que justificam maior atenção;
- dada a natureza das infraestruturas a construir na sequência deste Plano, também é evidente a necessidade de assegurar a compatibilização com atividades económicas mais ligadas à agricultura (incluindo as que se constituem como aproveitamentos hidroagrícolas), à produção industrial e à atividade extrativa;
- dada a abrangência territorial da RAN e REN, em fases de estudo mais avançadas, deverão ser identificados com maior detalhe os valores a proteger e assegurar a compatibilização destas infraestruturas (subestações e linhas de alta e média tensão);
- de entre os cenários e riscos climáticos conhecidos, e atendendo às características da infraestrutura, os perigos associados aos incêndios rurais que, em determinadas áreas, colocam desafios à sua resiliência e recomendam um planeamento preventivo face a esses riscos.

Face a estes desafios e atendendo à diversidade de valores em presença, considera-se que, sempre que possível e para investimentos associados à materialização de novas ligações ou realocação das existentes, deverão ser estudadas alternativas de implantação dentro dos eixos estratégicos, de forma a identificar a solução de ligação menos desfavorável.

O recurso ao Estudo Ambiental de Alternativas de Corredores, sendo uma figura opcional, poderá ser uma ferramenta de apoio à decisão, que incorpora as contribuições dos atores da região - a integrar durante o processo de elaboração deste estudo, o qual prevê um procedimento ambiental específico que contará com a coordenação da Autoridade de AIA, com o envolvimento das entidades com competências ambientais ou territoriais relevantes e com a realização da correspondente consulta pública.

### **Aplicação do princípio “não prejudicar significativamente”**

De forma análoga à prevista para os investimentos efetuados ao abrigo do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), também se considerou que os futuros projetos associados ao PDIRD-E deverão cumprir o princípio de “não prejudicar significativamente” os objetivos ambientais estabelecidos no artigo 9º do Regulamento Taxonomia, de acordo com os pressupostos estabelecidos no seu artigo 17º.

No âmbito da presente AAE, seguiram-se as Orientações técnicas sobre a aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente». A avaliação dos investimentos do Plano, atendeu à sua natureza e enquadramento nos cinco Pilares de Investimento que constam do PDIRD-E 2024 e assentou na avaliação ambiental realizada sobre os correspondentes Eixos Estratégicos.

A aplicação do princípio “não prejudicar significativamente” ao PDIRD-E 2024, incidiu sobre os seis objetivos ambientais definidos e permitiu concluir que:

- No âmbito da *mitigação das AC*, todos os investimentos previstos nos PI 1 a PI 4 contribuem de forma positiva, em particular os respeitantes ao PI3 e PI4, que se constituem como atividades capacitantes para este objetivo;
- Quanto à *adaptação às AC*, os investimentos associados aos PI 1, PI2 e PI3, contribuem positivamente para este objetivo; o mesmo se pode afirmar em relação ao estabelecimento e manutenção das FGC e ao incentivo à utilização de ocupações compatíveis; no caso dos riscos das infraestruturas a eventos climáticos extremos, constata-se que, em fase subsequente de projeto, será possível aplicar medidas mais adaptadas a estes fenómenos;
- No que respeita à *utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos*, concluiu-se que apesar de existirem investimentos em massas de água com estado inferior a Bom, a análise efetuada aos diferentes EE não antecipa que venham a existir afetações relevantes ao nível dos recursos hídricos. No entanto, na fase subsequente de projeto será necessário assegurar que esses investimentos não possam vir a provocar uma maior degradação das mesmas.
- Ao nível da *economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos*, constata-se que este tipo de infraestrutura, pela natureza dos seus componentes, privilegia a circularidade. Cumulativamente, todos os investimentos previstos, vão beneficiar das conclusões do projeto que a E-REDES tem em curso que, numa primeira fase, resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas a desenvolver, entre as quais se inclui a introdução de critérios de economia circular na fase de *procurement*;
- No que respeita à *prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo*, concluiu-se que todos os investimentos associados à remoção de linhas aéreas e à construção de novas linhas subterrâneas (essencialmente para afastamento das linhas das áreas urbanas e ao longo de vias públicas existentes) representam um benefício para este objetivo ambiental. No caso dos investimentos que incluem o estabelecimento de novas linhas e subestações, ou desvio de linhas existentes, com potencial para criar condições para eventuais impactes negativos, na fase subsequente de definição do projeto e da correspondente análise ambiental terão de ser minimizados.
- No que concerne à *proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas*, verificou-se que todos os investimentos associados à remoção de linhas aéreas e à construção de novas linhas subterrâneas, que minimizam a presença de obstáculos (para a avifauna) e/ou o potencial de eletrocussão, representam um benefício para este objetivo ambiental. Igualmente se constatou o efeito positivo do investimento voluntário previsto para a correção de linhas elétricas perigosas para a avifauna. No caso dos investimentos que incluem o estabelecimento de novas linhas e subestações, ou desvio de linhas existentes, com potencial para criar condições para eventuais impactes negativos, na fase subsequente de definição do projeto e da correspondente análise ambiental terão de ser minimizados.

Desta avaliação resulta que, apesar de existirem projetos que poderão impactar negativamente alguns dos objetivos ambientais, desde que sejam implementadas as medidas de minimização necessárias e adequadas a eventuais impactes negativos, pode-se considerar que os investimentos propostos não tenham um impacto significativo ao nível dos recursos hídricos, poluição do ar, da água ou do solo e da proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas. Por outro lado, a maioria dos investimentos tem um papel decisivo e positivo ao nível da mitigação das AC e na adaptação às AC.

Releva-se, ainda, que as justificações incluídas nos quadros anteriores não substituem futuros procedimentos ambientais, quando aplicáveis, no âmbito do RJAIA, nem a solicitação de parecer às entidades competentes em cada domínio ambiental.

## 6 PLANEAMENTO E MONITORIZAÇÃO

Atendendo aos três FCD em avaliação, considera-se que os **planos e projetos futuros** devem integrar as **orientações** patentes nas fichas seguintes (coluna à esquerda) e cumprir o **programa de monitorização** da execução da estratégia selecionada (coluna à direita), através do seguimento dos **indicadores** considerados relevantes no contexto da AA do Plano e dos FCD avaliados. A monitorização será da responsabilidade da E-REDES e os indicadores definidos devem ser atualizados e analisados anualmente.

<b>FCDI: Orientações para planos e projetos futuros</b>	<b>FCDI: Programa de monitorização</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Assegurar que a implementação do Plano contribui para incrementar os níveis de qualidade de serviço da RND, recorrendo à monitorização constante do desempenho da rede num conjunto de parâmetros que permitem avaliar, entre outros aspetos relevantes, o cumprimento dos acordos de qualidade de serviço com o Estado concedente (já implementada pelo operador e publicada anualmente em Relatórios da Qualidade do Serviço);</li> <li>• Assegurar que a implementação das propostas do Plano (em particular as que implicam soluções de flexibilidade e acordos de curtailment) tem um reflexo positivo no incremento da eficiência da RND, nomeadamente no que permitem de otimização da capacidade existente (cumprindo padrões de segurança de abastecimento) e de diferimento de investimentos;</li> <li>• Assegurar que a implementação do Plano tem impactos positivos para a consolidação do processo de transição digital da RND, decisivo para a gestão remota da infraestrutura e para a implementação de soluções de flexibilidade, centrais na eficiência e na qualidade de serviços aos consumidores de energia e aos fornecedores de nova geração renovável;</li> <li>• Assegurar que a implementação do Plano considera, em todas as suas fases subsequentes – de projeto e de gestão da RND, aspetos relacionados com os riscos associados às alterações climáticas (particularmente os relativos aos eventos climáticos extremos e à preservação de sumidouros de carbono), como forma de promover a resiliência da rede e a segurança do abastecimento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualidade de serviço                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ SAIDI-MT (System Average Interruption Duration Index, em minutos)</li> <li>○ TIEPI MT (Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos)</li> </ul> </li> <li>• Eficiência da RND                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Percentagem de perdas técnicas na RND (AT/MT)</li> <li>○ Investimento diferido (€)</li> <li>○ Energia Curtailment (MW)</li> </ul> </li> <li>• Transição Digital                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Pontos de telecomando na rede MT (número)</li> <li>○ Taxa de eficácia do telecomando na rede MT (%)</li> <li>○ Extensão de nova rede de Fibra Ótica (km)</li> </ul> </li> <li>• Prevenção de riscos e Adaptação às AC                         <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da RND em zonas de risco climático extremo</li> <li>○ Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC</li> <li>○ Equipamentos em Reserva Operacional (número)</li> </ul> </li> </ul>



<b>FCD2: Orientações para planos e projetos futuros</b>	<b>FCD2: Programa de monitorização</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Assegurar que a concretização das propostas do Plano contribui, no que lhes é atribuível, para o cumprimento dos compromissos internacionais do Estado concedente no que concerne à política energética, nomeadamente para o cumprimento das metas assumidas no PNEC 2030, após revisão, para o horizonte 2030 (51% de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia, 81% de incorporação de energia FER no sistema elétrico, em 2030 e 55% de redução de emissões de CO<sub>2</sub>eq (sem LULUCF) face a 2005);</li> <li>Assegurar que a implementação do Plano, na parte que lhe é atribuível, cumpre as orientações do Estado no que diz respeito às interligações com a RNT;</li> <li>Assegurar que a implementação do Plano, no que lhe é atribuível, contribui para o cumprimento das expectativas do Estado concedente, consumidores e novos produtores de energia FER distribuída, no contexto da política energética e do novo quadro legal do SEN, nomeadamente no que se pode relacionar com a evolução da capacidade de receção de energia FER e com a capacidade de satisfação de consumos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacidade de receção de energia FER <ul style="list-style-type: none"> <li>Capacidade de injeção de energia na RND (GVA e % face ao ano 2005)</li> <li>Capacidade disponível para injeção na RND (GVA e % face ao ano 2005)</li> <li>Acréscimo de capacidade de receção FER na RND (GVA e % face ao ano 2005)</li> </ul> </li> <li>Capacidade de satisfação de consumo de energia <ul style="list-style-type: none"> <li>Nível de utilização das instalações - Redes AT (%)</li> <li>Nível de utilização das instalações - SE AT/MT (%)</li> </ul> </li> <li>Interligação com a RNT <ul style="list-style-type: none"> <li>Pontos de interligação com a RNT (número)</li> <li>Acréscimo de capacidade de interligação com a RNT (GVA e % face ao ano 2005)</li> </ul> </li> <li>Potencial de impacto para a mitigação das AC <ul style="list-style-type: none"> <li>Emissões de CO<sub>2</sub> pela incorporação de FER e redução de perdas (Mt CO<sub>2</sub>eq e % face ao ano 2005)</li> <li>Incorporação de FER, por tipo de FER na RND (MVA e % face ao ano 2005)</li> <li>Contributo para as metas de incorporação de FER, por tipo de FER</li> </ul> </li> </ul>

<b>FCD3: Orientações para planos e projetos futuros</b>	<b>FCD3: Programa de monitorização</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Garantir que a avaliação ambiental prévia acompanha o desenvolvimento do projeto e permite identificar valores naturais existentes e assegurar a devida compatibilização.</li> <li>Garantir a compatibilização das infraestruturas com os valores naturais e assegurar a estrutura de continuidade ecológica entre áreas de interesse para a biodiversidade e conservação, por exemplo, com os corredores ecológicos que possam existir.</li> <li>Garantir, no desenho dos projetos que se inserem em áreas com potencial de conflito com as aves (especialmente nas Zona Estratégicas de Alto Alentejo e Central, Baixo Alentejo 1, Baixo Alentejo 2, Alentejo Litoral 1, Alentejo Litoral 2 e Beiras e Serra da Estrela 1), a opção por soluções que minimizem potenciais impactes de colisão e eletrocussão com as aves.</li> <li>Prosseguir na implementação dos Protocolos que estão em curso, relativos à monitorização e minimização de impactes nas aves.</li> <li>Cumprir, no planeamento das obras, as limitações temporais associadas à construção dos projetos, nomeadamente na Zona Estratégica de Trás-os-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas <ul style="list-style-type: none"> <li>Extensão (km) de novas linhas aérea em áreas da RNAP</li> <li>Área (ha) de novas SE, PC e PS em áreas da RNAP</li> <li>Extensão e/ou área (km e ha) de LAT e SE em áreas com estatuto de conservação reconhecido, em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves, quirópteros, Lobo-ibérico e Lince-ibérico</li> <li>Extensão (km) de linhas aéreas desmontadas, corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção, em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves</li> <li>Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas, em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves e áreas com estatuto de conservação reconhecido</li> </ul> </li> </ul>

<b>FCD3: Orientações para planos e projetos futuros</b>	<b>FCD3: Programa de monitorização</b>
<p>Montes 1, onde existe potencial de afetação de áreas com valor para o lobo-ibérico.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantir que a avaliação ambiental prévia acompanha o desenvolvimento do projeto e permite identificar os valores patrimoniais existentes e assegurar a devida compatibilização.</li> <li>• Garantir que a avaliação ambiental acompanha o desenvolvimento do projeto e permite definir as melhores soluções para compatibilizar os projetos com os valores paisagísticos existentes, nomeadamente nos EE inseridos nas Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 2 e Beiras e Serra da Estrela 1.</li> <li>• Adotar nos desenhos e definição dos projetos e soluções construtivas, soluções que evitem a degradação das massas de água subterrâneas identificadas em estado inferior a Bom, evitando a sua degradação. Esta opção deve, aliás, ser considerada em todas as intervenções preconizadas no Plano.</li> <li>• Garantir que sejam adotadas soluções estruturais, construtivas e de implantação adequadas ao tipo de zonas atravessadas, nomeadamente quando localizadas em áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso;</li> <li>• Garantir a adoção de soluções de traçado otimizadas, minimizando a afetação do território, nomeadamente das áreas urbanas, espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas, através do aproveitamento de eixos existentes, utilização de corredores de outras ou das mesmas infraestruturas e/ou pela consideração de linhas duplas, e pela opção de desenvolvimento da rede subterrânea.</li> <li>• Consultar o DGADR durante o processo de elaboração de projetos para salvaguardar as devidas autorizações no caso</li> <li>• Acautelar a consideração das infraestruturas da RND em sede de elaboração ou revisão dos diversos instrumentos de gestão territorial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Extensão e/ou área (km e ha) de LAT ou SE em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial, em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância</li> <li>○ Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas (desmontadas) em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância</li> <li>○ Variação da percentagem de LAT ou SE, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações, em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial, áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes</li> </ul> </li> <li>• Inserção territorial             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Extensão e/ou área (km e ha) de LAT ou SE localizadas em e na proximidade de áreas urbanas</li> <li>○ Extensão e/ou área (km e ha) de LAT ou SE localizadas em e na proximidade de áreas destinadas a atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas</li> <li>○ Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em: áreas urbanas e na sua proximidade; em áreas de atividades económicas e na sua proximidade</li> <li>○ Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND (km e %)</li> <li>○ Número de participações da E-REDES em Comissões Consultivas de PDM</li> </ul> </li> <li>• Prevenção de outros riscos             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ N.º de estabelecimentos abrangidos pelo RJRAG na proximidade da RND</li> </ul> </li> <li>• Assimetrias territoriais             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Variação da receção e transporte de FER (GWh e %), na RND e em territórios com VAB per capita inferior à média nacional</li> <li>○ SAIDI-MT (System Average Interruption Duration Index, em minutos), por município</li> <li>○ TIEPI MT (Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos), por município</li> <li>○ Reclamações ambientais por município</li> </ul> </li> </ul>



## 7 CONCLUSÃO

Em resumo, neste relatório da Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024:

- i. Evidenciaram-se as especificidades do Plano e a metodologia de Avaliação Ambiental adotada;
- ii. Identificou-se o objeto de análise que, no caso do PDIRD-E 2026-2030, inclui propostas do Plano que, maximizando a incorporação de FER com base na rede existente, minimizem as necessidades de implementação de nova rede que permita suportar a receção de nova produção FER (solar e eólica) prevista e a satisfação de nova procura;
- iii. Identificaram-se os principais objetivos da E-REDES para a RND que, neste ciclo de planeamento, se traduzem em propostas de modernização, de renovação e de expansão da rede que contribuem para as metas nacionais e europeias de incorporação de FER, redução das emissões de GEE do setor energético, assim como a aceleração da transição energética e a descarbonização da economia, a par da criação de condições para aumento da resiliência da rede e do seu desempenho ambiental;
- iv. Desenvolveu-se uma análise que permitiu identificar, para este Plano:
  - O correspondente Quadro de Referência Estratégico (onde se destacam importantes – e recentes - documentos estratégicos e legais, europeus e nacionais, marcados pela intencionalidade de imprimir maior celeridade ao processo de descarbonização e pela necessidade de promover a autossuficiência energética da Europa face a mercados globais disruptivos);
  - Um conjunto de Questões Estratégicas e de Questões Ambientais e de Sustentabilidade que conduziram à identificação dos Fatores Críticos para a Decisão, resultando numa verdadeira grelha de leitura capaz de avaliar as consequências mais relevantes das propostas (em determinadas áreas críticas) e fornecer ao Plano um conjunto de condicionantes a ter em conta na sua implementação futura.

É importante referir que, no âmbito desta Avaliação Ambiental, considerando a fase de planeamento em que é desenvolvida, a natureza distinta das intervenções propostas e a simultaneidade entre o exercício de avaliação e a elaboração do Plano, não se procedeu à identificação de traçados para as futuras extensões de rede, mas procurou-se evidenciar os principais obstáculos à sua concretização. Assim, o resultado desta avaliação ambiental do PDIRD-E 2024 constituirá um ponto de partida, devidamente fundamentado e validado ao longo dos diversos procedimentos de consulta, para a futura definição dos traçados a desenvolver, tendo em conta as condicionantes aqui identificadas previamente.

Avaliação Ambiental Estratégica:

Resumo Não Técnico (*versão preliminar para consulta*)



Instituto para  
a Construção  
Sustentável



FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA  
UNIVERSIDADE DO PORTO

## **ANEXO: Síntese dos eixos estratégicos em avaliação e respetiva fundamentação**

Quadro 3 – Síntese dos eixos estratégicos em avaliação e respetiva fundamentação

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
	ZE Trás-os-Montes 1 (ZE01)	RN13420	Nova subestação 60/30kV-20 MVA em Bragança (Bragança B), alimentada em anel <sup>3</sup> por rede aérea a 60 kV, extensão prevista ≈14 km (2x7 km), a partir da linha entre Bragança e a SE de Macedo de Cavaleiros (REN).	Garantir a alimentação à capital de distrito de Bragança (cargas em zona A) através de uma 2ª subestação. Permitirá melhorar a eficiência da rede (redução das perdas e MQS Técnica) e condições de exploração.		●	●●●	
	ZE Trás-os-Montes 2 (ZE02)	RN200920	Nova subestação 60/30 kV-20 MVA em Vila Flor, alimentada em anel por rede aérea a 60 kV, extensão prevista ≈ 3 km (2x 1,5 km), a partir da linha com origem na SE Pocinho (REN) até à SE Mirandela.	Com este novo ponto de acesso à RND pretende-se aumentar a capacidade de receção de produção na zona de Vila Flor e melhorar o desempenho da rede, com a antecipada redução das perdas e MQS Técnica e condições de exploração.		●	●●●	
	ZE Tâmega e Sousa (ZE03)	RN171904	Nova linha mista (rede subterrânea para atravessar a cidade de Amarante e rede aérea dupla a 60 kV para alimentação da SE Amarante), com uma extensão prevista de 7 km (6 km em rede aérea; 1 km em rede subterrânea).	Esta nova ligação na RND permitirá melhorar o desempenho da rede através da redução das perdas na rede AT, pela constituição de uma nova possibilidade de alimentação da SE Amarante a partir da linha 60kV, entre a SE Felgueiras e o PC de Campanhó, que atualmente é unicamente recetora de produção. Adicionalmente, ao fechar uma malha, incrementa a redundância na rede AT (recurso n-1).		●	●●●	
	ZE AM Porto (ZE04)	RP13185	Nova linha aérea dupla a 60 kV para ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2), entre a SE Famalicão (REN) e a SE Vila do Conde, com extensão aproximada de 12,4 km.	Esta nova ligação dupla, a 60 kV, na RND permitirá incrementar a interligação com a RNT (na SE V N Famalicão) e como tal, aumentar a capacidade de receção de produção de energia e de satisfação de consumos na área de influência das SE. Na aproximação à SE de Vila do Conde, poderá vir a ser estabelecido um troço em rede subterrânea. A instalação desta linha será acompanhada da colocação de um cabo OPGW <sup>4</sup> .		●	●●●	
		RP240AAA	Nova subestação 60/15 kV-31,5 MVA na ZI Ermida, com alimentação, em anel, proveniente da linha LN60 1078 Caniços - Sociedade Portuguesa de Oxigénio, com uma extensão prevista de ≈ 3,1 km.	Com este novo ponto de acesso à RND pretende-se satisfazer o antecipado aumento de consumo associados à ampliação da Zona Empresarial da Ermida. Havendo uma linha de abastecimento de consumo na proximidade (LN60 1078 Caniços - Sociedade Portuguesa de Oxigénio) a alimentação à nova subestação provirá dessa linha, através da sua abertura, minimizando a extensão de rede aérea a construir. Será, ainda, estabelecida uma ligação em rede aérea para alimentação, em antena, da subestação do cliente CASFIL (0,5 km)  Esta subestação pode vir a ser diferida para além de 2030, dado que poderá ser possível recorrer à contratação de serviços de flexibilidade em mercado.		●	●●●	
		RP200511	Modificação das linhas LN60 Vermoim-Maia I e II, com desmontagem da rede aérea em linha dupla (≈ 17,8 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 2,4 km).	Esta intervenção na RND contempla a passagem para rede subterrânea 60 kV que se desenvolverá ao longo de vias públicas existentes na zona urbana da Maia das LAT Vermoim-Maia I e Vermoim-Maia II. Estas intervenções irão permitir a desmontagem das linhas aéreas Vermoim (REN)-Mosteiró e Mosteiro-Beiriz desde apoio 2 ao apoio de Confluência com a futura linha Vila Nova de Famalicão – Beiriz (numa extensão estimada de 17,8 km).		●	●●●	
		RP200512	Modificação da linha LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena, com desmontagem da rede aérea em linha simples e dupla (≈ 45 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 18,7 km) que permita a manutenção do serviço nesta parte do território.	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem de linhas duplas e simples a 60 kV da atual rede aérea e a sua substituição por um conjunto de novas linhas subterrâneas a 60 kV que se desenvolverão ao longo de vias públicas existentes nas zonas urbanas da Maia, Valongo e Gondomar.  As linhas a desmontar incluem a linha simples Vermoim – Gueifães, Vermoim - C.P. Travagem I/II, a linha simples Gueifães - Sociedade Portuguesa de Oxigénio (até ao apoio 21) e a linha simples Alfena - Águas de Lever (entre os apoios 4 e 6), numa extensão aproximada de 45 km. Adicionalmente serão estabelecidas novas linhas subterrâneas entre Vermoim e Gueifães, entre a SE Ermesinde e SE CP Travagem,		●	●●●	

<sup>3</sup> SE alimentada em anel – subestação alimentada por um conjunto de linhas que são exploradas de forma radial e com possibilidade de reconfiguração, constituindo elementos de redundância na RND e permitindo uma melhor continuidade de serviço.

<sup>4</sup> Cabo OPGW – cabo especial que combina fibra ótica e condutores metálicos para servir uma dupla finalidade de transmissão de dados, proteção da infraestrutura e garantia de segurança da rede.

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
				entre Vermoim e Alfena (do apoio 26 à SE Alfena) e entre Alfena e Águas de Lever (do apoio 4 até à SE CP Travagem) numa extensão que se estima em 18,7 km				
	RP200509	Modificação da linha LN60 Custóias-PC Circunvalação I e II, com desmontagem da rede aérea (≈ 3,3 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 4,2 km).	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem das atuais linhas aéreas a 60 kV entre a SE Custóias (REN) e o PC Circunvalação e a sua substituição por dois circuitos subterrâneos a 60 kV, SE Custóias (REN)-Circunvalação I e II que se desenvolverão ao longo de vias públicas existentes nas zonas urbanas de Matosinhos.	●	●●●			
	RP200510	Modificação da linha LN60 Vermoim-Custóias-Amieira, com desmontagem da rede aérea (≈ 19,3 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 8,4 km).	Esta intervenção na RND contempla o estabelecimento de novos circuitos subterrâneos para alimentação à SE EFACEC e PC de Leça do Balio-Custóias e entre a subestação da Amieira e o PC da Prelada. Estes novos circuitos serão desenvolvidos ao longo de vias públicas existentes nas zonas urbanas de Maia e Matosinhos. Estes estabelecimentos irão permitir desmontar as linhas aéreas a 60 kV: Vermoim-Custóias II e EFACEC, Ermesinde-Amieira, Custóias-Amieira, Amieira-Custóias, Vermoim-Amieira da SE Vermoim ao Ap6 e do Ap8 à SE Amieira numa extensão aproximada de 19.3 km.	●	●●●			
	RP200507	Modificação da linha LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso, com desmontagem da rede aérea (≈ 5,2 km), de rede subterrânea (≈ 0,3 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 3,2 km).	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem da linha aérea a 60 kV Vila Nova de Gaia – Pedroso entre a subestação de Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 10, com a correspondente substituição por uma nova linha subterrânea a 60 kV que se desenvolverá ao longo de vias públicas existentes na zona urbana de Vila Nova de Gaia.	●	●●●			
	RP200508	Modificação da linha LN60 Canelas-Vila Nova Gaia, com desmontagem da rede aérea (≈ 1,9 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 2,2 km).	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem da linha aérea a 60 kV Canelas - Vila Nova de Gaia entre a subestação de Vila Nova de Gaia o novo apoio n.º 16, com a correspondente substituição por uma nova linha subterrânea a 60 kV que se desenvolverá ao longo de vias públicas existentes na zona urbana de Vila Nova de Gaia.	●	●●●			
	RP240400	Renovação da linha aérea LN60 1122 VNG-Pedroso, numa extensão aproximada de 6 km.	Com esta intervenção de modernização na RND, pretende-se renovar uma linha dupla aérea, construída maioritariamente em 1951 devido à sua condição não satisfatória. Prevê-se a substituição de 29 apoios e, na medida do possível, promover-se-á a sua integração paisagística.	●●●	●			
	RP240408	Renovação LN60 1207 Inha-Arouca, numa extensão aproximada de 17,4 km.	Com esta intervenção de modernização na RND, pretende-se renovar uma linha simples aérea, construída maioritariamente em 1945, devido à sua condição não satisfatória. Prevê-se a substituição de 17,4 km de linha e, na medida do possível, promover-se-á a sua integração paisagística.	●●●	●			
	ZE Aveiro (ZE05)	RP200420	Renovação da linha aérea LN60kV 1238 Avanca-Bamiso, numa extensão aproximada de 3 km	Com esta intervenção na RND, pretende-se reforçar a LN60 1238 entre a SE Avanca e o ap60/13 (3 km), com interligação à SE Cliente Bamiso. Poderá vir a ser desmontada a linha aérea simples LN60 1227 Avanca-Enerpulp na sequência do reforço de potência de instalação de Cliente. Com estas intervenções, resolve-se o subdimensionamento às correntes de curto-circuito das LAT Avanca-Bamiso e Avanca-Enerpulp  Estas intervenções irão aumentar a segurança de abastecimento, e manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica	●●●	●	●●	

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
	ZE Beiras e Serra da Estrela 1 (ZE06)	RM200478	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA na Mêda (substitui a atual SE Marvão do tipo móvel), alimentada em anel por rede mista simples a 60 kV, com uma extensão prevista da rede aérea ≈ 31 km e da rede subterrânea ≈ 2 km, entre a nova SE e a SE Pinhel.</i>	Esta intervenção na RND pretende aumentar a capacidade de receção de produção na zona de Mêda, através da instalação de uma nova SE AT/MT no local da atual SE Marvão do tipo móvel (que será desmobilizada). Adicionalmente, consegue-se melhorar o desempenho da rede pelo incremento da redundância (recurso n-1), uma vez que a nova linha simples a construir permitirá integrar 2 SE atualmente em antena <sup>5</sup> (SE Marvão e SE Pinhel).		●	●●●	
	ZE Beiras e Serra da Estrela 2 (ZE07)	RM200436	<i>Nova alimentação AT para SE Sabugueiro, e adaptação das LAT Seia-Sabugueiro e Seia-Desterro às correntes de curto-circuito. Prevê-se estabelecer rede aérea numa extensão aproximada de 3 km, rede subterrânea em Seia (1,4 km) e desmontar linhas aéreas simples existentes em cerca de 6 km</i>	Com esta intervenção na RND será possível resolver atuais constrangimentos decorrentes do subdimensionamento à corrente de curto-circuito das LN60 kV 1310 Seia-AH Desterro e LN60 1311 Seia-Sabugueiro. No presente caso, será desmontada grande parte (4,42 km) da linha aérea simples LN60 1311 Seia-Sabugueiro e será estabelecido um circuito subterrâneo entre a SE Seia (1,4 km) que irá ligar ao troço remanescente da LN60 1311 Seia-Sabugueiro, troço esse a reforçar (0,74 km). Desmonta-se o troço inicial da LN60 kV 1310 Seia-AH Desterro (1,7 km) e será reforçado o remanescente desta linha e estabelecida uma interligação (0,5 km) ao troço a reforçar da LN 60 1310 Seia-AH Desterro (1,9 km) passando a constituir-se um único circuito entre a SE Seia e a AH Desterro.  A alimentação da SE Sabugueiro passará a ser em anel, efetuada a partir de duas novas linhas aéreas (2x1,2 km) resultantes da abertura da linha LN60 1303 Seia – Belmonte, proporcionando a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnico. Adicionalmente, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, elimina a atual sobrepassagem de edificações e possibilita o diferimento do investimento na construção de uma nova subestação em Manteigas para momento posterior ao horizonte da presente edição do Plano.	●●●	●	●	
		RM240217	<i>Renovação LN60 1306 Vila Chã (REN)-Seia I, que inclui a modernização da linha existente (≈ 3,1 km), a desmontagem parcial da mesma (≈ 0,5 km) e a construção de nova linha subterrânea (≈ 1,5 km).</i>	Esta intervenção na RND implicará a renovação da atual linha aérea simples a 60 kV, que se encontra em serviço desde 1961, motivada pela sua condição, numa extensão de cerca de 3,1 km, a desmontagem de 0,5 km de linha atual que sobrepassa diversas edificações e a construção de 1,5 km de linha subterrânea, proporcionando a manutenção dos bons níveis qualidade de serviço técnico.	●●●	●		
	ZE Coimbra (ZE08)	RM240218	<i>Renovação da LN60 1355 PC Cadafaz-Santa Luzia, numa extensão de 20 km</i>	Esta intervenção na RND permitirá a renovação de um ativo muito datado (1939), com condição pouco satisfatória, a consequente melhoria do desempenho da rede, antecipando-se a redução das perdas e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica, além de possibilitar o aumento de capacidade da rede para eventuais crescimentos futuros das cargas na zona da Pampilhosa da Serra.	●●●	●	●	
	ZE Leiria (ZE09)	RT240165	<i>Renovação LN60 6237 PS Maceira - Pataias, que envolverá a modernização da linha existente numa extensão aproximada de 8,5 km e a desmontagem de uma linha simples em cerca de 2,2 km</i>	Esta intervenção na RND permitirá a modernização de um ativo de 1971, cuja condição não é satisfatória, através da substituição de condutores em 8,5 km (LN60 6237 PS Maceira – Pataias). Será ainda desmontado um troço de linha numa extensão de 2,2 km na proximidade das instalações da SECIL-CIBRA em Pataias. Com as intervenções propostas espera-se uma melhoria da eficiência da rede com uma expectável redução de perdas e melhoria da QST da zona.	●●●	●	●	
	ZE Médio Tejo (ZE10)	RT200487	<i>Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho de Boi, que envolverá a modernização da linha dupla existente numa extensão de cerca de 12,5 km e a construção de redes aéreas com cerca de 4,5 km</i>	Com esta intervenção na RND será possível modernizar um ativo que data maioritariamente de 1954. A renovação desta linha implicará a substituição dos atuais condutores, entre a SE Zêzere e o apoio n° 49 (12,5 km), uma nova linha simples em rede aérea (2,5 km) e a construção de um novo traçado de linha dupla (2x2 km) comum com a LN 60 6502 até à SE Olho de Boi. Esta ligação permitirá resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores a outras linhas e a edificações existentes, além de possibilitar a melhoria do desempenho da rede, antecipando-se a redução das perdas e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.	●●●	●	●	

<sup>5</sup> SE em antena – subestação com ligação direta à RND que não constitui um ponto de redundância da rede, uma vez que não permite o estabelecimento de triangulação na distribuição da energia, isto é, não é explorada de forma radial e como tal, não possibilita a reconfiguração da mesma para assegurar a continuidade de serviço.



Zonas Estratégicas	Eixos Estratégicos	Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4	
	RT240166	<i>Remodelação LN60 6510 Olho Boi-Ponte Sôr</i> , que envolverá a modernização da linha simples existente numa extensão de cerca de 33,5 km e a desmontagem de linhas simples aéreas (≈ 3,6 km) que serão substituídas por uma nova linha subterrânea (≈ 4,1 km)	●●●	●	●		
	ZE Alto Alentejo (ZE17)	RT200482	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA na Zona Industrial de Portalegre</i> , alimentada em anel por rede simples a 60 kV, a partir da rede existente, complementada pelo reforço da capacidade do eixo São Vicente – Falagueira, numa extensão prevista da rede aérea em ≈ 39 km.	●	●	●●●	
	ZE Alto Alentejo e Central (ZE18)	RS200426	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA em Sousel</i> , alimentada por um novo posto de corte nas imediações de Sousel, e pelo eixo Maranhão – Estremoz (REN), complementada pelo reforço da capacidade desse eixo aéreo, numa extensão prevista de ≈ 18 km.	●	●	●●●	
		RT200481	<i>Nova LN60 Estremoz (REN)-Arronches</i> , entre as correspondentes subestações será construído uma nova linha dupla aérea, com extensão aproximada de 35 km.		●	●●●	
ZE Oeste (ZE11)	RT240164	<i>Renovação LN60 6283 Merceana – Matacães</i> , numa extensão aproximada de 9,5 km	●●●	●	●		
	ZE Lezíria do Tejo (ZE15)	RT200483	<i>Reforço malha Porto Alto (REN)-SE Carrascal</i> , com duplicação da capacidade de transporte das linhas existentes.	●	●	●●●	
	ZE Grande Lisboa 2 (ZE13)	RL231110	<i>Nova subestação 60/10 kV-20 MVA na Ericeira</i> , alimentada por duas linhas em rede mista (aérea e subterrânea) com ≈ 9 km de extensão.		●	●●●	

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
				linhas a 60 kV (previstas em apoio comum), com uma extensão prevista de 9 km, dos quais se prevê 7,5 km em linha aérea e 1,5 km em cabo subterrâneo. A construção desta subestação pode vir a ser diferida para além de 2030, dado que poderá ser possível recorrer à contratação de serviços de flexibilidade em mercado.				
	ZE Grande Lisboa 1 (ZE12)	RL200835	<i>Renovação da LN60 Póvoa-Sobralinho</i> , que engloba a desmontagem de parte das linhas aéreas existentes (≈ 18,5 km) e a construção de uma nova linha aérea (≈ 0,6 km) e subterrânea (≈ 1,8 km).	Com esta intervenção na RND será possível resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores da atual linha AT Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 6, a edificações existentes e permitindo uma melhor integração das necessidades do sistema energético com o meio urbano nas imediações da SE Póvoa através da remoção de linhas existentes e a correspondente substituição por linhas subterrâneas (LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa). Adicionalmente esta intervenção permitirá concretizar a abertura da LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho Assim, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.	●●●	●		
		RL240AAA	<i>Nova Rede AT Central Valor Sul-SE Póvoa</i> , que envolve o estabelecimento de duas novas linhas subterrâneas com uma extensão de cerca de 1,8 km (vala comum: 2x1,8 km) e a desmontagem de 0,8 km de linha aérea simples.	Esta intervenção na RND tem como principal motivação a redução das perdas técnicas na rede e contempla a construção de uma nova ligação subterrânea, entre a Central de tratamento de RSU da Valorsul e a subestação da Póvoa de Santa Iria, numa extensão de cerca de 1,8 km (vala comum com 2 circuitos de 1,8 km). Esta nova ligação permite estabelecer a alimentação à unidade industrial Valor Sul a partir da SE Póvoa (deixa de ficar alimentada pelo PC de Fanhões) pelas LN 6152/6153 Fanhões – Valorsul, na zona de Loures e Vila Franca de Xira. Assim, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.		●	●●●	
		RL240BBB	<i>Reestruturação Rede AT PC Fanhões-Anaia</i> , com a construção de duas novas linhas subterrâneas com uma extensão de cerca de 2,35 km (vala comum: 2x2,35 km) e a desmontagem de 17,4km de linha aérea simples.	No caso desta intervenção na RND, ocorrerá um rearranjo da rede entre o Posto de Corte de Fanhões e a subestação da Póvoa e a subestação da Anaia que incluirá a construção de 2 linhas (2x0,85 km) subterrâneas 60 kV, entre o apoio nº35 (das linhas LN60 6121 /6122 Fanhões Póvoa) e a SE Póvoa, e a construção de 2 linhas (2x1,5 km) entre a subestação da Anaia e o apoio nº. 32 das linhas 6152/6153 Fanhões – Valor Sul. Estes traçados serão estabelecidos na área urbana de Santa Iria da Azoia, ao longo de vias públicas existentes. Igualmente incluirá a desmontagem de rede aérea das linhas Moscavide-Póvoa, Anaia-Póvoa e Moscavide-Anaia, numa extensão estimada de cerca de 17,4 km. Este conjunto de intervenções contribuirá para a redução de perdas técnicas e para a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica, e de minimizar potenciais interferências com áreas urbanas em Loures e Vila Franca de Xira.	●	●	●●●	
		RL200829	<i>Modificação da LN60 Carriche-Aroja-Quinta da Caldeira</i> , com a desmontagem de 27,5 km de linhas aéreas e a construção de cerca de 11,4 km de linhas subterrâneas.	Este conjunto de intervenções na RND procura reduzir a presença de linhas aéreas em meio urbano, minimizando potenciais conflitos de localização com edificações que, entretanto, foram construídas sob as linhas atuais. Estão nesta situação as linhas Carriche - Casal S. Brás, Alto Mira - Casal S. Brás II, Carriche - Arroja, Carriche - Quinta da Caldeira, Caneças - Arroja e Variante Interligação LA6078-LA6138 nas zonas urbanas de Odivelas, Loures e Lisboa, que serão desmontadas (≈ 28,9 km – 27,5 km linha aérea e 1,4 km cabo subterrâneo km). Ao mesmo tempo, para manter o serviço serão construídas novas linhas subterrâneas ao longo de vias públicas existentes entre Carriche-Aroja, Caneças-Aroja e Carriche-Quinta da Caldeira, numa extensão aproximada de 11,4 km. Adicionalmente, manter-se-ão os bons níveis da qualidade de serviço técnica, a redução de perdas, um melhor desempenho ambiental e uma maior resiliência da rede.	●	●●●		
		RL11057	<i>Renovação da LN60 6033/6034 Carriche-Luz/Colombo</i> , com a desmontagem de 2 linhas aéreas numa extensão de 1,6 km (apoio comum) e a construção de 2 linhas subterrâneas numa extensão de cerca de 2 km	Esta intervenção na RND pretende resolver um problema de subdimensionamento à potência de curto-circuito trifásico da rede atual. Atendendo ao facto de atravessar uma área urbana, será impossível o estabelecimento de uma nova linha aérea na freguesia de Carnide e, por essa razão, é proposta a substituição das linhas atuais (2x1,6 km) por dois circuitos subterrâneos (2x2 km em vala comum). Adicionalmente, antecipa-se uma melhoria da qualidade de serviço técnica da zona.	●●●	●		

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
	ZE Grande Lisboa 1 (ZE12)	GL06061	<i>Nova subestação 60/10 kV-40 MVA na Pena (ex- Martim Moniz), alimentada por uma linha subterrânea com origem no PS Alto de São João, numa extensão de cerca de 0,8 km.</i>	<p>A criação de um novo ponto de acesso à RND permitirá reformular a alimentação de electricidade na área de influência da SE Praça da Figueira que tem registado, continuamente, uma elevada utilização e mesmo uma sobrecarga pontual, sem possibilidade de reforço de potência da subestação. Esta nova subestação será alimentada a partir do PS Alto de São João através de uma nova linha subterrânea dupla a 60 kV, com uma extensão prevista de 0,8 km, aumentando o número de ligações provenientes do Alto de São João e aproveitando o canal técnico já existente de ligação à SE Santa Marta e SE Arco Carvalhão.</p> <p>Adicionalmente, contribuirá para a melhoria do desempenho da rede, com a antecipada satisfação de consumos (novos e existentes), a redução das perdas e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.</p>		●	●●●	
	ZE Grande Lisboa 3 (ZE14)	RL231107	<i>Nova subestação 60/10 kV-40 MVA em Caparide, com o estabelecimento de uma linha subterrânea com cerca de 4,4 km para ligação, à linha 6043 Trojouce-Alcoitão</i>	<p>A criação de um novo ponto de acesso à RND permitirá reduzir a elevada utilização da transformação AT/MT na SE Parede, bem como o aumento de capacidade de receção de carga na RND, tanto para a satisfação de novos consumos como de eventual receção de produção de energia na área de influência das SE Caparide e Abóboda. A alimentação, em antena, desta subestação será em cabo subterrâneo, uma vez que atravessa a área urbana de Cascais.</p> <p>Adicionalmente, contribuirá para a melhoria do desempenho da rede, com a antecipada redução das perdas e manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.</p> <p>A construção desta subestação pode vir a ser diferida para além de 2030, dado que poderá ser possível recorrer à contratação de serviços de flexibilidade em mercado.</p>		●	●●●	
	ZE Península de Setúbal (ZE16)	RL200828	<i>Modificação da LN60 0007 Coina-Central do Barreiro e Barreiro (LN60 0007 01 Barreiro), com o estabelecimento de uma nova linha subterrânea com cerca de 5,5 km e a desmontagem de 6,6 km em rede aérea</i>	<p>A intervenção na RND proposta tem como objetivo promover a integração paisagística das linhas aéreas AT Coina-Central do Barreiro e Barreiro na zona urbana do Barreiro. Será estabelecido em circuito em rede subterrânea entre a SE do Barreiro e o apoio 23 (novo) da linha Coina-Central do Barreiro, numa extensão de cerca de 5,5 km.</p> <p>Esta intervenção permitirá desativar rede aérea entre o ap.23 e o PS Central do Barreiro (5,4 km) e a desmontagem de troço aéreo da LN60 0007 01 Barreiro em cerca de 1,2 km</p>		●●●		
	ZE Alentejo Central (ZE19)	RS200424	<i>Nova subestação 60/30 kV – 20 MVA em Portel, integrada num Posto de Corte a construir no âmbito de ligação de PRE.</i>	<p>A instalação desta subestação irá permitir o aumento de capacidade de receção de produção na zona de Portel.</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
	ZE Alentejo Litoral 1 (ZE22)	RS08229	<i>Renovação da linha AT Vale do Gaio – Alcácer, numa extensão de 16 km</i>	<p>Linha originalmente da RNT, cedida para exploração AT desde 2003, em fim de vida útil. Um troço de 16 km apresenta sinais de corrosão nos apoios, isoladores e acessórios prevendo-se a necessidade de remodelação.</p> <p>A intervenção proposta consiste na renovação deste troço (atualmente estabelecido em AA195), com reforço para condutor AA325 (16 km), a instalação de cabo OPGW (16 km) e de cabo ADSS (6 km) no troço restante.</p>	●●●			
	ZE Alentejo Litoral 2 (ZE23)	RS200479	<i>Nova subestação 60/30/15 kV – 31,5 MVA em Santo André, alimentada por uma linha aérea, com cerca de 5,8 km</i>	<p>A criação de uma nova subestação na RND permitirá aumentar a capacidade de receção de produção de energia na zona de Santo André.</p> <p>Esta nova subestação será alimentada, em antena, a partir do PdE Sines (REN) através de uma nova linha aérea (dupla) a 60 kV, com uma extensão prevista de 5,8 km.</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
		RS200417	<i>Reforço LN60 Sines (REN)-Santiago, numa extensão de cerca de 11 km</i>	<p>Aumentar a capacidade receção de produção e manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica na SE Santiago e SE Grândola, através da substituição da LN60 0024 Sines (REN)-Santiago, por nova LN 60kV dupla entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago (≈ 2x11 km), em corredor AT existente, dando origem às LAT Sines (REN)-Santiago I e II.</p>		●	●●●	



Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
				<p>Será efetuada a ampliação da SE Sines ZILS, de forma a permitir o estabelecimento de uma linha simples (≈4 km), com origem na nova SE Sines ZILS para alimentação da SE Vila Nova de Milfontes e SE Cliente INAG.</p> <p>As intervenções propostas irão permitir a desmontagem de rede aérea em cerca de 23 km das LN60 0024 e LN60 0073.</p>				
	ZE Alentejo Litoral 3 (ZE24)	RS200416	Nova subestação 60/30 kV-31,5 MVA, em Lousal, alimentada em anel, por duas linhas em rede aérea, numa extensão de ≈ 1 km	<p>Aumentar a capacidade de receção de produção de energia na área de influência das SE Santiago, SE Ferreira do Alentejo e SE Vale de Gaio, através da instalação de uma nova subestação que será alimentada por duas linhas (anel) a partir da linha entre o PdE Ferreira do Alentejo (REN) e a SE Santiago (2 x 1 km, a estabelecer em apoio comum).</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
	ZE Baixo Alentejo 1 (ZE20)	RS10103	Nova subestação 60/15 kV-31,5 MVA no Parque Industrial de Beja, alimentada em anel, por duas linhas em rede aérea, numa extensão de ≈ 1,5 km	<p>Garantir a alimentação à capital de distrito de Beja (cargas em zona A) através de uma 2ª subestação. A nova subestação será alimentada por duas linhas (anel) com origem na linha LN60 0161 Beja – Brinches (2 x 1,5 km, a estabelecer em apoio comum).</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
		RS200419	Reforço da LAT F. Alentejo (REN)-Beja, a 60 kV que incluirá a substituição das linhas existentes por novas linhas com maior capacidade, o que permitirá reforçar o eixo entre o PdE Ferreira do Alentejo (REN) e a subestação de Beja e subestação de Brinches. Estima-se substituir rede, numa extensão de ≈ 70 km.	<p>Este projeto tem como principal objetivo aumentar a capacidade de receção de produção nas subestações Ferreira do Alentejo-e Beja. A iniciativa contempla a substituição de ≈70 km de linhas de AT antigas, aproveitando sempre que possível os traçados já existentes. A maior parte das substituições será realizada em rede aérea (≈67 km), enquanto nas proximidades das subestações de Beja e de Brinches serão estabelecidos circuitos subterrâneos (≈3 km).</p> <p>Esta intervenções irão permitir não só o aumento da capacidade da rede, como também retirar linhas aéreas de 60 kV da zona urbana de Beja, com consequente melhoria da garantia de abastecimento às cargas localizadas na zona, especialmente às localizadas na cidade de Beja, capital de Distrito.</p>	●	●	●●●	
	ZE Baixo Alentejo 2 (ZE21)	RS200422	Nova subestação 60/30 kV-20 MVA, em Ourique, alimentada em antena, por uma nova linha aérea a 60 kV a partir do PdE Ourique (REN) numa extensão de ≈ 3km.	<p>A instalação desta nova subestação na RND, alimentada a partir da RNT, tem como motivação o aumento de capacidade de receção de produção de energia e de satisfação de consumos na região de Ourique.</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
		RS200423	Nova subestação 60/30 kV-20 MVA, em Castro Verde, alimentada em antena, por uma nova linha a 60 kV a partir do PdE Ourique (REN) com uma extensão de ≈ 10 km.	<p>A instalação desta nova subestação na RND, alimentada a partir da RNT, por uma linha a estabelecer em rede aérea (≈8,5 km) e subterrânea (≈1,5 km) tem como motivação o aumento de capacidade de receção de produção de energia na região de Castro Verde.</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
	ZE Algarve (ZE25)	RS181749	Nova subestação, a 60/15 kV-20 MVA, em Portelas (Lagos), alimentada em anel, por duas linhas em rede aérea a 60 kV, numa extensão de ≈2,5 km	<p>A instalação desta nova subestação na RND, alimentada por duas linhas (anel) com origem na LN60 0058 Porto de Lagos-Lagos (≈2x2,5 km, em apoio comum), tem como principal objetivo a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica na zona de Lagos.</p> <p>Adicionalmente, esta SE permitirá aumentar a eficiência da rede, com a antecipada redução das perdas, e possibilitará uma maior capacidade para acomodar eventuais crescimentos futuros das cargas.</p>		●●●	●	

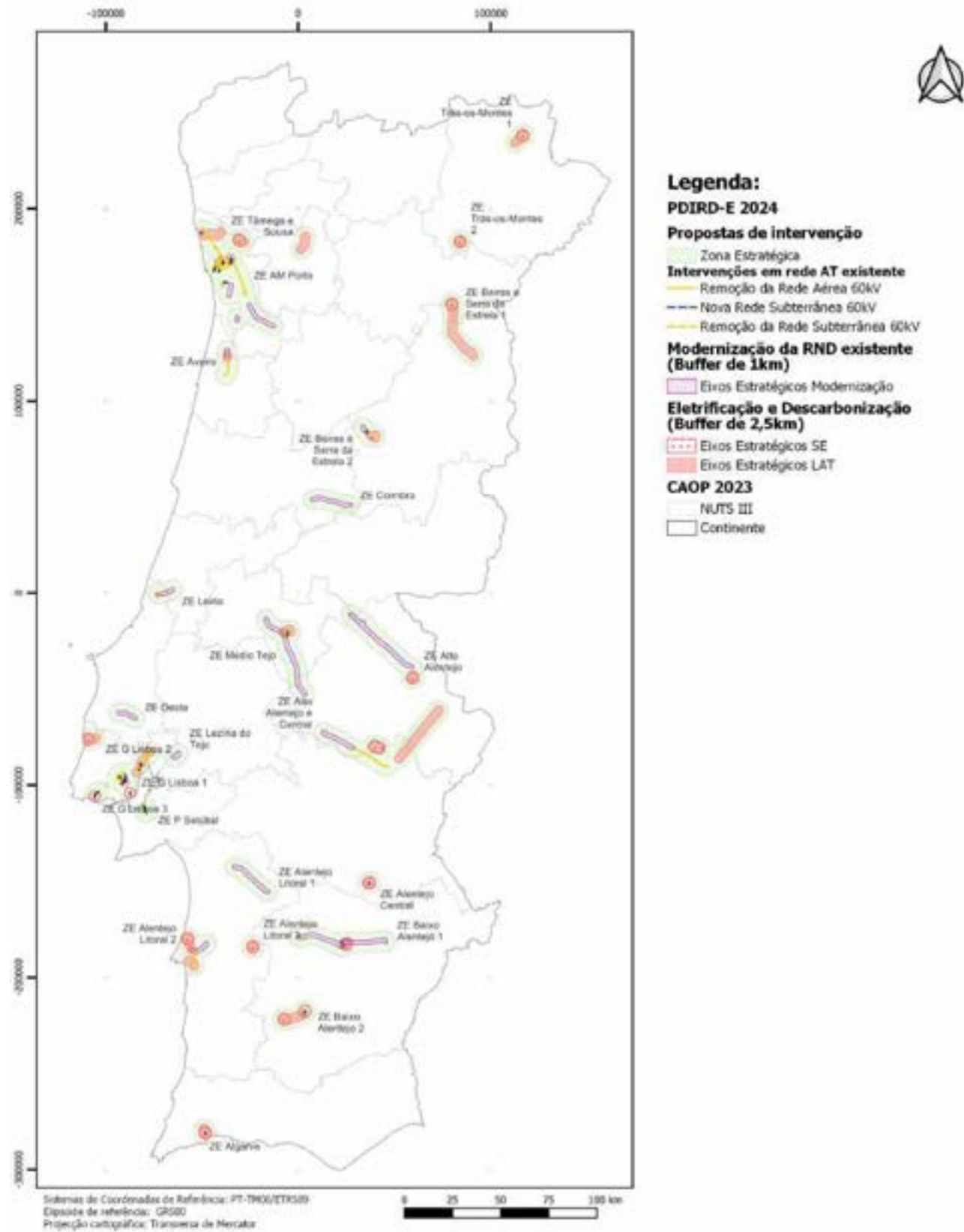


Figura 5 – Estratégia Base do PDIRD-E 2024: identificação das Zonas Estratégicas e dos Eixos Estratégicos em avaliação, agrupados segundo o tipo de intervenção proposto.

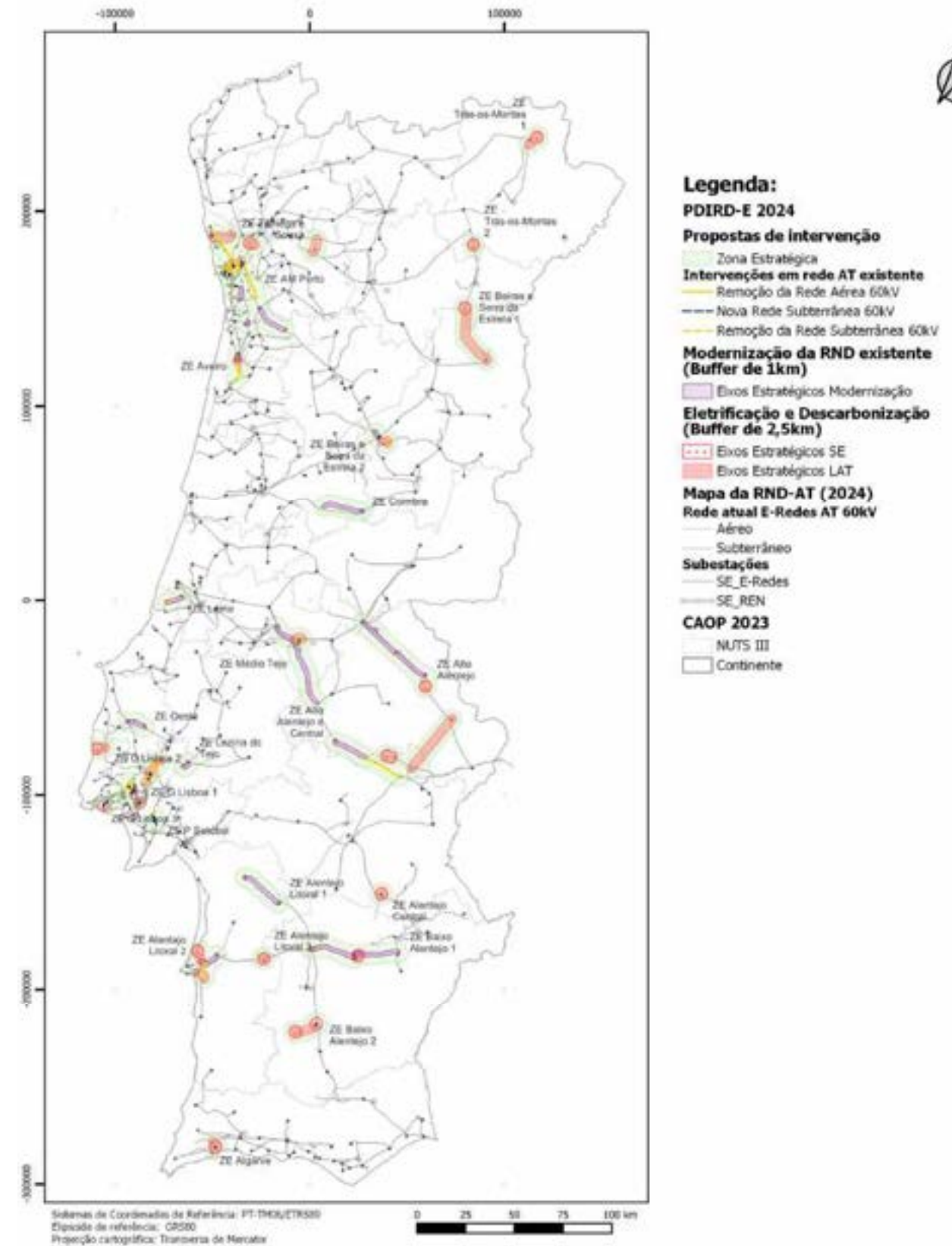


Figura 6 – Estratégia Base do PDIRD-E 2024: identificação das Zonas Estratégicas e dos Eixos Estratégicos em avaliação, na sua relação com as infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição existente.

# Avaliação Ambiental

## Estratégica:

### Relatório Ambiental

(versão preliminar para consulta)


*Outubro 2024*



## FICHA TÉCNICA

 	
Coordenação:	Cecília Rocha
Equipa Técnica	Paulo Conceição
	Luísa Mendes Batista
	Filipe Cruz
	Nuno Matos
	Margarida Fonseca
	Luís Vicente
	Mariana Dias
	António Faria
	Filipa Colaço
	Carla Fernandes
	António Albuquerque



	
Coordenação:	Sílvia Monteiro
Equipa Técnica	Inês Cândido Silva
	Lina Afonso
	Nuno Barros
	Rita Rebelo
	Rita Zenate Serra

## ÍNDICE

FICHA TÉCNICA.....	i
ÍNDICE.....	ii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	iv
ÍNDICE DE QUADROS.....	viii
SIGLAS E ACRÓNIMOS.....	xiii
SUMÁRIO EXECUTIVO .....	i
1 INTRODUÇÃO .....	1
2 OBJETIVOS E METODOLOGIA .....	3
3 OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024 .....	6
3.1 Introdução.....	6
3.2 Alternativas de investimento equacionadas .....	8
3.3 Intervenções na RND .....	9
3.4 Estratégia de comunicação e envolvimento.....	13
4 QUADRO DE GOVERNAÇÃO .....	15
5 QUADRO DE AVALIAÇÃO .....	17
5.1 Introdução.....	17
5.2 Quadro de Referência Estratégico .....	18
5.3 Questões estratégicas.....	23
5.4 Questões Ambientais e de Sustentabilidade .....	27
5.5 Identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD) .....	28
5.6 Consulta às ERAE relativa ao Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão.....	29
5.7 Caracterização dos Fatores Críticos para a Decisão .....	64
5.7.1 FCD1: Modernização da RND .....	64
5.7.2 FCD2: Descarbonização da RND .....	66
5.7.3 FCD3: Gestão dos Valores Territoriais.....	68
6 AVALIAÇÃO AMBIENTAL .....	73
6.1 Introdução.....	73
6.2 Metodologia de Avaliação .....	73
6.3 FCD 1: Modernização da RND.....	85
6.3.1 Tendências e Situação atual da RND .....	86
6.3.2 Avaliação das intervenções propostas .....	99
6.3.3 Síntese da avaliação das propostas de intervenção.....	110



6.3.4	Planeamento e Monitorização.....	111
6.4	FCD 2: Descarbonização da RND.....	113
6.4.1	Tendências e Situação atual da RND .....	117
6.4.2	Avaliação das intervenções propostas .....	120
6.4.3	Síntese da avaliação das propostas de intervenção.....	126
6.4.4	Planeamento e Monitorização.....	126
6.5	FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais .....	128
6.5.1	Tendências e Situação atual da RND .....	129
6.5.2	Avaliação das intervenções propostas .....	151
6.5.3	Síntese da avaliação das propostas de intervenção.....	244
6.5.4	Planeamento e Monitorização.....	245
6.6	Aplicação do princípio “não prejudicar significativamente” .....	248
6.7	Síntese dos principais constrangimentos identificados nos EE avaliados.....	268
7	CONCLUSÃO.....	280
	ANEXOS.....	284
	Anexo I – Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024 .....	285
	Anexo II - Quadro de Referência Estratégico .....	288
	Anexo III – Resultado da consulta às ERAE no âmbito do RFCD .....	313
	Anexo IV - Proposta de Entidades a Consultar .....	315
	Anexo V – Síntese de anteriores AAE e do correspondente acompanhamento .....	316
	Anexo VI – Fontes de Informação adotadas .....	324
	Anexo VII – Peças Desenhadas .....	325
	Anexo VIII – Informação numérica complementar .....	326

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024.....	3
Figura 2 – Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.....	5
Figura 3 – Pilares de Investimento contemplados no atual ciclo de planeamento do PDIRD-E 2024 (Fonte: E-REDES, SA). .....	10
Figura 4 – Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND previstos na proposta de PDIRD-E 2024, que apresentam expressão territorial. (Fonte: E-REDES, SA, 2024).....	12
Figura 5 – Síntese da estratégia de comunicação e envolvimento institucional e do público. ....	13
Figura 6 – Temas-chave abordados no ciclo de conferências PDIRD-E 2024: <u>Adaptação Climática, Transição Energética, Modernização</u> . .....	14
Figura 7 – intervenientes na dinamização da consulta pública e institucional sobre a versão preliminar do Programa Setorial, do Plano e da respetiva AA.....	14
Figura 8 – Processo integrado de definição dos FCD, de acordo com o <u>Guia de Boas Práticas para a AAE</u> (Partidário, 2012).....	17
Figura 9 – Critérios para a avaliação ambiental do FCD1: Modernização da RND.....	65
Figura 10 – Critérios para a avaliação ambiental do FCD2: Descarbonização da RND.....	67
Figura 11 - Critérios para a avaliação ambiental do FCD3: Gestão dos Valores Territoriais.....	69
Figura 12 – Estratégia Base do PDIRD-E 2024: identificação das Zonas Estratégicas e dos Eixos Estratégicos em avaliação, agrupados segundo o tipo de intervenção proposto. ....	84
Figura 13 – Estratégia Base do PDIRD-E 2024: identificação das Zonas Estratégicas e dos Eixos Estratégicos em avaliação, na sua relação com as infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição existente.....	84
Figura 14 - Evolução da percentagem das perdas na rede de distribuição, com referência à Energia Entrada na rede (fonte: E-REDES - Previsão da procura de eletricidade 2024-2031, 2024).....	88
Figura 15 – Espacialização da RND relativamente à suscetibilidade ao risco de seca (à esquerda) e à suscetibilidade ao risco de ocorrência de nevões (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2 <sup>a</sup> atualização, 2023 e WebSIG <u>InfoRiscos</u> , 2024.....	91
Figura 16 – Espacialização da RND relativamente à suscetibilidade ao risco de ocorrência de ventos fortes (à esquerda), à suscetibilidade ao risco de ocorrência de incêndio rural (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2 <sup>a</sup> atualização, 2023 e WebSIG <u>InfoRiscos</u> , 2024.....	92
Figura 17 – Espacialização da RND relativamente à suscetibilidade ao risco de ocorrência de deslizamentos de massas (à esquerda) e à suscetibilidade ao risco de ocorrência de galgamentos costeiros (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2 <sup>a</sup> atualização, 2023 e WebSIG <u>InfoRiscos</u> , 2024.....	93
Figura 18 – Mapas de evolução do perigo climático <b>incêndio</b> ao longo dos horizontes temporais futuros, para o cenário climático RCP8.5 (mapa superior), mapas da vulnerabilidade a incêndios rurais de troços de linha, de apoios das linhas, de subestações e de postos de corte na RND. Fonte: adaptado de E-REDES, FCT-Nova, <i>PLANO DE ADAPTAÇÃO E-REDES - Sistematização do perigo climático e da suscetibilidade da RND</i> , 2024.....	95
Figura 19 - Mapas de suscetibilidade ao perigo climático <b>vento</b> para troços de linha de 30kV, no cenário RCP2.6 (superior) e para apoios de 30 kV (ao centro) e Postos de Transformação (inferior), no cenário RCP8.5. Fonte: E-REDES, FCT-Nova, <i>PLANO DE ADAPTAÇÃO E-REDES - Sistematização do perigo climático e da suscetibilidade da RND</i> , 2024.....	96
Figura 20 - Evolução da percentagem das perdas na Rede de Distribuição, com referência à Energia entrada na rede (fonte: dados E-REDES - Previsão da procura de eletricidade 2024-2031, 2024).....	100
Figura 21 - Evolução da percentagem das perdas técnicas e comerciais provisionais, com referência à Energia Entrada na rede (fonte: dados E-REDES - Previsão da procura de eletricidade 2024-2031, 2024). ....	101
Figura 22 - Risco de exposição máxima a incêndios rurais para o cenário RCP8.5.....	106

Figura 23 - Risco de exposição máximo a ventos extremos, nos meses de Verão, para o cenário RCP8.5 .....	108
Figura 24 - Risco de exposição máximo a ventos extremos, nos meses de Inverno, para o cenário RCP8.5.....	108
Figura 25 - Intervenções nas FGC nos anos 2023-2025 e previsão de intervenções ao longo do período de vigência do PDIRD-E 2024. Fonte: EREDES, 2024.....	110
Figura 26 - Produção descentralizada de renováveis (Fonte: DGEG, <u>Renováveis: Estatísticas Rápidas nº235</u> ).....	116
Figura 27 – Evolução do consumo de eletricidade per capita e das emissões de CO <sub>2</sub> per capita (Fonte: <u>Indicadores Energéticos</u> . DGEG, 2024) .....	116
Figura 28 - Evolução da potência ligada (MVA) 2007-2023 (Fonte: E-REDES).....	118
Figura 29 – Expectativa de evolução da potência ligada à rede, de 2007 até ao horizonte do Plano. Fonte: E-REDES, 2024.....	125
Figura 30 - Expectativa de evolução da potência ligada à rede (MVA), de 2007 até ao horizonte do Plano. Fonte: E-REDES, 2024 .....	125
Figura 31 - Consumo de energia elétrica (GWh), segundo o tipo de consumo (Continente, 2011-2022). Fonte: <u>INE</u> e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural .....	136
Figura 32 - Consumo total de energia elétrica (GWh), por localização geográfica (NUTS III – 2013) (2011-2022). Fonte: <u>INE</u> e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural .....	137
Figura 33 - a) Consumo total de energia elétrica (GWh), por município (2022); b) Variação do consumo total de energia elétrica (GWh), por município (2011-2022). Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural .....	138
Figura 34 - a) Densidade populacional, por município (2021); b) Variação da população residente, por município (2011-2021). Fonte: INE, Recenseamentos da População e da Habitação.....	139
Figura 35 - a) Valor Acrescentado Bruto a preços correntes, por localização geográfica (NUTS III) (2022); b) Variação do Valor Acrescentado Bruto a preços correntes, por localização geográfica (NUTS III) (2011-2022); c) Poder de compra per capita, por município (2021). Fontes: INE, Contas Económicas Regionais e Estudo do Poder de Compra Concelhio.....	140
Figura 36 - Produção bruta de energia elétrica (GWh), por tipo de produção de eletricidade (Continente) (2011-2022). Fonte: <u>INE</u> e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural .....	141
Figura 37 - Produção bruta de energia elétrica (GWh), por localização geográfica (NUTS – 2013) (2011-2022). Fonte: <u>INE</u> e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural .....	142
Figura 38 - Produção bruta de energia elétrica (GWh), por localização geográfica (NUTS III – 2013) (2022). Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural .....	142
Figura 39 - SAIDI - Duração média das interrupções longas verificadas nos pontos de entrega da RND (2020, 2021, 2022 e 2023), por município. Fonte: E-REDES, 2024 .....	144
Figura 40 - TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente referente a interrupções longas da Potência Instalada (2020, 2021, 2022 e 2023), por município. Fonte: E-REDES, 2024.....	145
Figura 41 - a) Territórios artificializados. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental ( <u>COS 2018</u> ) (DGT, 2024); b) Territórios de baixa densidade para aplicação de medidas de diferenciação positiva dos territórios, no âmbito do Portugal 2020. Fonte: Comissão Interministerial de Coordenação do Portugal 2020.....	147
Figura 42 – a) Atividades económicas ligadas à agricultura. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental ( <u>COS 2018</u> ) (DGT, 2024); b) - Concessões Mineiras e Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais. Fonte: DGEG, 2023.....	148
Figura 43 – Espacialização da RND relativamente ao atravessamento de áreas com maior suscetibilidade sísmica (à esquerda) e à proximidade de estabelecimentos abrangidos pelo RJPAC (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG <u>InfoRiscos</u> , 2024.....	149
Figura 44 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com o Sistema Nacional de Áreas Classificadas. Fonte: <u>GeoCATALOGO</u> ICNF, 2024.....	154



Figura 45 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas críticas e/ou muito críticas para as espécies de aves com estatuto de conservação desfavorável mais suscetíveis à colisão. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, ICNF (2019).....	166
Figura 46 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas de proteção a abrigos de quirópteros de importância nacional e regional. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2022/2023.....	170
Figura 47 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas com importância para lobo ibérico e/ou lince ibérico. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2022/2023, Pimenta et al. (2005), Sarmiento & Lopes-Fernandes (2023).....	173
Figura 48 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com geossítios e áreas de geoparques. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2022, UNESCO (2023).....	176
Figura 49 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com património classificado e inventariado. Fonte: Património Cultural, IP, 2024.....	184
Figura 50 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com ocorrências arqueológicas. Fonte: Património Cultural, IP, 2024.....	192
Figura 51 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas de elevada concentração de ocorrências arqueológicas. Fonte: Património Cultural, IP, 2024.....	192
Figura 52 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com Património Classificado e em Vias de Classificação, ZEP, ZGP e zonas com Restrições. Fonte: Património Cultural, IP, 2024.....	195
Figura 53 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com zonas de paisagens de relevância internacional, nacional ou regional reconhecida. Fonte: UNESCO, 2024.....	201
Figura 54 – Potenciais interferências com os Recursos Hídricos (massas de água subterrâneas com estado medíocre ou inferior a Bom). Fonte: PGRH 2022-2027 (3º ciclo), SNIAmb, 2024 [Geovisualizador].....	208
Figura 55 – Potenciais interferências com os Recursos Hídricos (massas de águas superficiais com estado inferior a Bom). Fonte: PGRH 2022-2027 (3º ciclo), SNIAmb, 2024 [Geovisualizador].....	208
Figura 56 – Potenciais interferências das intervenções propostas com as áreas urbanas. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) (DGT, 2024).....	216
Figura 57 – Relação de proximidade (buffer de 50m) das intervenções propostas com áreas urbanas. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) (DGT, 2024).....	216
Figura 58 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com Empreendimentos Turísticos Existentes. Fonte: elaboração própria com base em informação disponibilizada no SIGTUR (TdP, 2024).....	219
Figura 59 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de atividade agrícola e respetivas culturas (à esquerda) e com áreas de RAN (à direita). Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) e cartografia vetorial disponível da SRUP - Reserva Agrícola Nacional(DGT, 2024).....	220
Figura 60 - Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração. Fonte: DGDAR (2023).....	224
Figura 61 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas potenciais. Fonte: DGDAR, 2023.....	225
Figura 62 - Potencial de interferência com Áreas de Concessões Mineiras e de Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais. Fonte: DGEG/LNEG (2023).....	226
Figura 63 - Potencial interferência das intervenções em estudo com áreas de equipamento. Fonte: COS (2018). .....	228
Figura 64 – Atravessamentos potenciais de infraestruturas lineares (rodoviárias e ferroviárias) pelos eixos estratégicos em avaliação (IP, 2023).....	229
Figura 65 -Potencial interferência com: a) Aeroportos e Aeródromos; b) Áreas portuárias.....	231
Figura 66 – Potencial interferência das intervenções em estudo com áreas da Reserva Ecológica Nacional. Fonte: de acordo com a informação vetorial disponível), DGT – Dados Abertos (SRUP – Reserva Ecológica Nacional), 2024.....	233

Figura 67 - Potencial inserção das intervenções em avaliação em áreas com elevada intensidade sísmica (ZI 8, 9 e 10). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG InfoRiscos, 2024.....	237
Figura 68 - Potencial inserção das intervenções em avaliação na proximidade de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG. ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG InfoRiscos, 2024.....	238
Figura 69 - Sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador do VAB a preços correntes, por NUTS III (2022) .....	240
Figura 70 - Sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador SAIDI – MT, por município (2023).....	241
Figura 71 – Sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador TIEPI – MT, por município (2023).....	242
Figura 72 – Causas das reclamações ambientais, por ano. Fonte: E-REDES, 2024. ....	242
Figura 73 - Fluxograma de decisão relativo à aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente» aos investimentos previstos na proposta de PDIR-E 2024. Fonte: adaptado das <u>Orientações técnicas sobre a aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente»</u> , UE, 2021.....	249
Figura 74 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024 .....	272
Figura 75 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024, na zona Norte e Centro de Portugal.....	273
Figura 76 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024, na zona Centro, de Lisboa e vale do Tejo e do Alentejo, em Portugal .....	274
Figura 77 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024, na zona do Alentejo e Algarve, em Portugal.....	275

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 - Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.....	15
Quadro 2 – Relação do Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 com os Pilares de Investimento propostos.....	20
Quadro 3 – Relação das Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos.....	26
Quadro 4 – Relação das Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 com 4 dos pilares de investimento propostos.....	26
Quadro 5 – Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024.....	28
Quadro 6 – Síntese dos comentários recebidos o âmbito da consulta às ERAE do RFCD.....	31
Quadro 7 – FCD1: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores adotados.....	65
Quadro 8 – FCD2: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores adotados.....	67
Quadro 9 – FCD3: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores adotados.....	69
Quadro 10 – Síntese dos eixos estratégicos em avaliação e respetiva fundamentação.....	77
Quadro 11 - Duração média das interrupções longas previstas do sistema, por pontos de entrega (SAIDI-MT) e tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência (TIEPI MT), 2020-2023 (fonte: E-REDES - Relatório da Qualidade de Serviço 2022 e dados próprios da E-REDES). .....	87
Quadro 12 - Eficácia das unidades operacionais de telecomando - Média Tensão (MT) e Subestações (SE) (fonte: dados E-REDES).....	90
Quadro 13 - Intervenções em Faixas de Gestão de Combustível (FCG) executadas na rede (AT e MT) (2020-2024). Fonte: E-REDES, 2024.....	98
Quadro 14 – Síntese de Oportunidades e de Riscos associados ao FCD1 – Modernização da RND.....	98
Quadro 15 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de risco 'elevado' e 'muito elevado' de Incêndio Rural (IR).....	104
Quadro 16 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de risco de vento extremo (de nível 8, 9 e 10), nos meses de Inverno.....	104
Quadro 17 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de risco de vento extremo (de nível 8, 9 e 10), nos meses de Verão.....	104
Quadro 18 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de perigo climático muito elevado a cheias e inundações.....	105
Quadro 19 - Exposição (em ha e %) de eixo estratégico (SE e LAT) em áreas expostas a risco elevado de incêndios rurais, para o cenário climático RCP8.5, no período 2071-2100.....	106
Quadro 20 – Estimativa das intervenções propostas nas FGC ao longo do período de vigência do Plano. Fonte: E-REDES, 2024.....	110
Quadro 21 – Programa de monitorização associado ao FCD1 – Modernização da RND.....	112
Quadro 22 - Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030 - Emissões e renováveis (fonte: PNEC2030).....	114
Quadro 23 - Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal [Fonte: APA, DGEG, PNEC, 2030].	114
Quadro 24 - Projeções de evolução da integração de FER com base nas políticas e medidas existentes (Cenário WEM) no consumo final bruto de energia em Portugal (Fonte: PNEC 2030).....	115
Quadro 25 - Produção descentralizada de renováveis (Fonte: DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas nº 235).....	115
Quadro 26 - Níveis de Utilização das infraestruturas da RND: rede AT (em 31 de dezembro).....	118
Quadro 27 - Níveis de Utilização das infraestruturas da RND: utilização da potência instalada nas Subestações AT/MT (em 31 de dezembro).....	118

Quadro 28 – Síntese de Oportunidades e de Riscos associados ao FCD2 – Descarbonização da RND .....	120
Quadro 29 - Potência instalada na RND, 2025 e 2030 (previsão do ORD). Fonte: E-REDES, PDIRD-E 2024. ....	121
Quadro 30 - Níveis de Utilização previstos das infraestruturas da RND: rede AT (em 31 de dezembro) .....	122
Quadro 31 - Níveis de Utilização previstos das infraestruturas da RND: utilização da potência instalada nas Subestações AT/MT (em 31 de dezembro).....	122
Quadro 32 - Estimativa de evolução do Fator de Emissão (FE) do <i>mix</i> energético nacional e das correspondentes emissões totais de CO <sub>2</sub> . Fonte: E-REDES, 2024.....	124
Quadro 33 – Estimativa da evolução das emissões de CO <sub>2</sub> associadas às perdas técnicas na RND. Fonte: E-REDES, 2024.....	124
Quadro 34 - Expectativa de evolução da potência ligada à rede, de 2007 até ao horizonte do Plano. Fonte: E-REDES, 2024.....	125
Quadro 35 – Programa de monitorização associado ao FCD2 – Descarbonização da RND.....	128
Quadro 36 - Estrutura do consumo de energia elétrica por localização geográfica (NUTS II) (2022). Fonte: INE/DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural.....	137
Quadro 37 - Estrutura da produção de energia elétrica por localização geográfica (NUTS II), por tipo de produção de eletricidade (2022). Fonte: INE/DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural.....	143
Quadro 38 - Estrutura espacial dos diferentes tipos de produção de eletricidade (2022). Fonte: INE/DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural.....	143
Quadro 39 – Síntese de Oportunidades e de Riscos associados ao FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais.....	149
Quadro 40 – Síntese das áreas consideradas por Eixo Estratégico (LAT, SE e Modernização).....	151
Quadro 41 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos - LAT em avaliação com a RNAP. ....	155
Quadro 42 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos - SE com a RNAP.....	156
Quadro 43 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos - Modernização com a RNAP.....	156
Quadro 44 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as ZEC.....	157
Quadro 45 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as ZEC.....	158
Quadro 46 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as ZEC.....	159
Quadro 47 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as ZPE .....	159
Quadro 48 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as ZPE.....	160
Quadro 49 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as ZPE.....	161
Quadro 50 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as áreas da Reserva da Biosfera .....	161
Quadro 51 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as áreas da Reserva da Biosfera	162
Quadro 52 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com os Sítios Ramsar.....	163
Quadro 53 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com os Sítios Ramsar.....	163
Quadro 54 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as áreas de Reservas Biogenéticas.....	164
Quadro 55 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as Zonas Críticas e Muito Críticas para as aves .....	167
Quadro 56 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as Zonas Críticas e Muito Críticas para as aves .....	168
Quadro 57 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as Zonas Críticas e Muito Críticas para as aves .....	168

Quadro 58 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as áreas de proteção a abrigos de morcegos de importância nacional e regional.....	169
Quadro 59 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as áreas de proteção a abrigos de morcegos de importância nacional e regional.....	171
Quadro 60 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as áreas de proteção a abrigos de morcegos de importância nacional e regional .....	171
Quadro 61 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT e Eixos Estratégicos - SE com as áreas com importância para o lobo ibérico.....	172
Quadro 62 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as áreas com importância para o linco ibérico.....	174
Quadro 63 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico ( <i>buffer</i> de 3 km).....	175
Quadro 64 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico ( <i>buffer</i> de 3 km).....	177
Quadro 65 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico ( <i>buffer</i> de 3 km) .....	177
Quadro 66 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com áreas de Geoparque .....	178
Quadro 67 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com áreas de Geoparque .....	178
Quadro 68 – Variação da extensão de linhas AT da RND, aéreas e subterrâneas, total e em áreas protegidas .....	179
Quadro 69 - Extensão (km) de linhas aéreas com dispositivos sinalizadores, relativamente às Áreas Críticas e Muito Críticas para a Avifauna (ACMCA).....	180
Quadro 70 – Variação da extensão total de linhas da RND e da extensão de linhas da RND dentro de Áreas Críticas ou Muito Críticas para Aves.....	182
Quadro 71 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com Património Classificado.....	185
Quadro 72 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com Património Classificado.....	187
Quadro 73 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com Património Classificado .....	189
Quadro 74 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos com Património Classificado .....	190
Quadro 75 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com Património Arqueológico.....	191
Quadro 76 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com Património Arqueológico .....	193
Quadro 77 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com Património Arqueológico.....	193
Quadro 78 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos LAT com ZEP .....	195
Quadro 79 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos SE com ZEP .....	195
Quadro 80 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com ZEP .....	196
Quadro 81 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos LAT com ZGP .....	196
Quadro 82 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos SE com ZGP.....	197
Quadro 83 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com ZGP .....	198
Quadro 84 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos LAT com Património Classificado ( <i>buffer</i> de 1 km).....	198
Quadro 85 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos SE com Património Classificado ( <i>buffer</i> de 1 km) .....	199

Quadro 86 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com Património Classificado ( <i>buffer</i> de 1 km).....	200
Quadro 87 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos com Paisagem de importância reconhecida e áreas de património cultural.....	203
Quadro 88 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido.....	204
Quadro 89 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido considerando um <i>buffer</i> de 1 km.....	204
Quadro 90 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em Zonas Especiais de Proteção.....	205
Quadro 91 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em Áreas de Paisagem com reconhecida importância.....	205
Quadro 92 - % das extensões totais das linhas e das linhas em Património Classificado e ZEP.....	206
Quadro 93 - % das extensões totais das linhas e das linhas em Áreas de Paisagem com reconhecida importância.....	206
Quadro 94 - Potencial interferência e relação de proximidade das intervenções em avaliação com as áreas urbanas.....	217
Quadro 95 - Potenciais interferências com Empreendimentos Turísticos Existentes (ETexistentes).....	219
Quadro 96 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de atividade agrícola.....	222
Quadro 97 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de Reserva Agrícola Nacional.....	223
Quadro 98 - Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração.....	224
Quadro 99 - Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas potenciais.....	225
Quadro 100 - Potencial interferência com Áreas de Concessões Mineiras.....	227
Quadro 101 - Potencial interferência com Áreas de Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais (PPDM).....	227
Quadro 102 - Potencial interferência das intervenções em estudo com Áreas de Equipamento.....	228
Quadro 103 - Atravessamentos potenciais de infraestruturas rodoviárias e ferroviárias.....	229
Quadro 104 - Potencial interferência com Aeroportos e Aeródromos.....	231
Quadro 105 - Potencial interferência com Áreas Portuárias.....	232
Quadro 106 - Potencial interferência das intervenções em estudo com as áreas de Reserva Ecológica Nacional.....	234
Quadro 107 - Variação da extensão de rede subterrânea em áreas urbanas.....	235
Quadro 108 - Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND.....	235
Quadro 109 - Potenciais inserção em áreas com elevada intensidade sísmica ( $ZIS_{8,9 \text{ e } 10}$ ).....	237
Quadro 110 - Potencial inserção na proximidade de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG.....	238
Quadro 111 - Reclamações ambientais, por NUTS III (2021-2024). Fonte: E-REDES, 2024.....	243
Quadro 112 - Síntese de indicadores de monitorização associados ao FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais.....	246
Quadro 113 - Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 1: Modernização: <i>identificação dos objetivos ambientais alvo de avaliação substantiva</i> .....	250
Quadro 114 - Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 1: Modernização: <i>avaliação substantiva do contributo para os OA, no âmbito da AA do Plano</i> .....	251
Quadro 115 - Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 2: Resiliência e Ambiente: <i>identificação dos objetivos ambientais alvo de avaliação substantiva</i> .....	254

Quadro 116 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 2: Resiliência e Ambiente: <i>avaliação substantiva do contributo para os OA, no âmbito da AA do Plano</i> .....	256
Quadro 117 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 3: Eletrificação e Descarbonização.....	257
Quadro 118 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 3: Eletrificação e Descarbonização.....	258
Quadro 119 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 4: Transformação Digital.....	262
Quadro 120 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 4: Transformação Digital.....	264
Quadro 121 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 5: Suporte à atividade.....	265
Quadro 122 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 5: Suporte à atividade.....	266
Quadro 123 – Código cromático adotado.....	270
Quadro 124 – Síntese da avaliação desagregada das variáveis consideradas na identificação dos principais constrangimentos, apresentadas de acordo com o código cromático indicado no Quadro 123.....	276

## SIGLAS E ACRÓNIMOS

<b>AA</b>	Avaliação Ambiental
<b>AAE</b>	Avaliação Ambiental Estratégica
<b>AH</b>	Aproveitamentos Hidroagrícolas
<b>APA</b>	Agência Portuguesa do Ambiente
<b>AT</b>	Alta Tensão ( $\geq 60$ kV e $< 150$ kV)
<b>CCDR</b>	Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional
<b>CP</b>	Consulta Pública
<b>DA</b>	Declaração Ambiental
<b>DGEG</b>	Direção Geral de Energia e Geologia
<b>DGT</b>	Direção Geral do Território
<b>DL</b>	Decreto-Lei
<b>DNSH</b>	Princípio “não prejudicar significativamente” (“ <i>Do no Significant Harm</i> ” principle)
<b>ENCNB</b>	Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade
<b>ENAAC</b>	Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas
<b>ERAE</b>	Entidade com Responsabilidade Ambiental Específica
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>FA</b>	Fator Ambiental
<b>FCD</b>	Fator Crítico para a Decisão
<b>FER</b>	Fontes de energia renovável
<b>FGC</b>	Faixa de Gestão de Combustível
<b>GEE</b>	Gases com Efeito de Estufa
<b>IAIA</b>	<i>International Association for Impact Assessment</i>
<b>GGTSEN</b>	Gestor Global Técnico do Sistema Elétrico Nacional
<b>ICNF</b>	Instituto da Conservação da Natureza e Florestas
<b>LAT</b>	Linha de Alta Tensão
<b>LMAT</b>	Linha de Muito Alta Tensão
<b>MQS</b>	Manutenção da Qualidade de Serviço
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>ORD</b>	Operador da Rede de Distribuição
<b>ORT</b>	Operador da Rede de Transporte
<b>PCVE</b>	Postos de Carregamento de Veículos Elétricos
<b>PDIRD-E</b>	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade
<b>PdE</b>	Ponto de Entrega



<b>PI</b>	Pilares de Investimento
<b>PI</b>	Ponto Injetor
<b>PNEC</b>	Plano Nacional Energia Clima
<b>PNPOT</b>	Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território
<b>P-3AC</b>	Programa de Ação para Adaptação às Alterações Climáticas
<b>QAS</b>	Questões Ambientais e de Sustentabilidade
<b>QE</b>	Questões Estratégicas
<b>QRE</b>	Quadro de Referência Estratégico
<b>RA</b>	Relatório Ambiental
<b>RAC</b>	Relatório de Avaliação e Controlo
<b>RND</b>	Rede Nacional de Distribuição (de eletricidade)
<b>RFCD</b>	Relatório de Fatores Críticos para a Decisão
<b>RMSA</b>	Relatório de Monitorização de Segurança e Abastecimento
<b>RNA</b>	Roteiro Nacional para a Adaptação
<b>RNC</b>	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>RNT</b>	Resumo Não Técnico
<b>SE</b>	Subestação
<b>SEN</b>	Sistema Elétrico Nacional
<b>ZE</b>	Zona Estratégica

## SUMÁRIO EXECUTIVO

### Introdução

O presente documento constitui o Relatório Ambiental (RA) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E 2024) para o período 2026–2030, elaborada pelo Operador da Rede de Distribuição (ORD) no âmbito do regime Jurídico do SEN (Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro).

O DL n.º 232/07 de 15 de junho, alterado pelo DL n.º 58/2011, de 4 de maio, define como responsável pela AAE o proponente do plano a avaliar, a quem cabe a decisão de elaborar a AAE, de determinar o seu âmbito e alcance, assim como a consulta das Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE) sobre o âmbito e alcance da AAE, a preparação do Relatório Ambiental (RA) e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, a apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e outras entidades consultadas no decurso do procedimento de AAE do PDIRD-E 2024.

A AAE, a que se refere o presente RA, foi elaborada em simultâneo e em articulação com a preparação do PDIRD-E 2024, em particular com a definição da estratégia de expansão e modernização da RND. Esta análise é feita em função de um quadro de avaliação estruturado num conjunto de Fatores Críticos para a Decisão (FCD) previamente identificados e que se entendeu traduzirem os temas-chave ou fatores de sucesso ambiental e de sustentabilidade que devem enquadrar as decisões estratégicas do Plano.

A AAE foi iniciada em janeiro de 2024, tendo o âmbito e alcance da AAE sido objeto de consulta institucional, nos termos do n.º2 do artigo 3.º do DL n.º 232/2007, de 15 de junho. Os resultados da consulta institucional foram tidos em consideração nas fases subsequentes da AAE.

### Nota metodológica

O exercício de avaliação desenvolvido nesta AAE teve em consideração os guias metodológicos e orientações consideradas de referência pela APA, bem como as normas estabelecidas na legislação de AAE em vigor. A abordagem aqui resultante baseia-se, fundamentalmente, num modelo de pensamento estratégico (ver Figura 2) e pressupõe uma aplicação em estreita articulação com o processo de elaboração da proposta de PDIRD-E 2024, resumido nas etapas que a seguir se indicam.

Num primeiro momento procurou-se definir o âmbito e o alcance da avaliação, focando-a e contextualizando-a no objeto de avaliação (o PDIRD-E 2024), no quadro de referência estratégico em que está a ser preparado, nas consequentes questões estratégicas e nas questões ambientais e de sustentabilidade. Da interceção e análise integrada destes elementos resultam os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) e os respetivos *critérios e indicadores de avaliação*. No fundamental, estes FCD traduzem questões centrais e incontornáveis a integrar na avaliação das propostas do Plano, de forma a obter uma leitura sustentada dos impactos dessas intervenções, bem como munir o Plano de informação sobre eventuais condicionantes, assegurando requisitos de sustentabilidade ambiental.

Concluída a fase de identificação dos FCD, ocorreu um momento de consulta às entidades que “*em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano ou programa*”. Estas entidades fizeram incidir a sua análise no Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), a partir do qual emitiram um parecer sobre o âmbito da AA e a profundidade dos estudos a realizar.

Após a ponderação dos resultados da consulta às ERAE, a fase seguinte consiste na implementação da AA, propriamente dita, nos termos definidos no RFCD e contemplando os contributos da consulta,

nomeadamente com a análise de tendências e cenários, a avaliação das propostas do Plano atendendo aos FCD, a identificação de oportunidades e riscos e a definição de diretrizes de atuação. O resultado dessa avaliação materializa-se no presente Relatório Ambiental.

De seguida, tal como requerido legalmente, acontecerá um novo momento de consulta às ERAE e um procedimento de consulta pública e institucional da AA e do PDIRD-E 2024, cujos processos de elaboração são simultâneos e em colaboração estreita das equipas responsáveis, antes da consolidação final do Relatório Ambiental (RA) e da posterior Declaração Ambiental (DA), onde constarão as diretrizes e informações necessárias ao seguimento do Plano e do qual sairão também informações relevantes para os Planos futuros.

Em termos documentais, do processo de implementação da AAE do PDIRD-E 2024 resultarão, no final, os seguintes documentos:

- **Relatório de Fatores Críticos para a Decisão** (RFCD), já submetida no momento previsto a consulta pública;
- **Relatório Ambiental** (RA) que acompanha a proposta do PDIRDE 2024 e que será submetida a consulta pública. Após esse período, serão produzidos os relatórios finais do PDIRD-E 2024 e da AA;
- **Declaração Ambiental** (DA) que encerra o processo de avaliação (após a aprovação do Plano), que será entregue à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais ERAE que se pronunciaram ao longo do processo;
- **Relatórios de Avaliação e Controlo** (RAC) que, tal como previsto, acompanharão o estado de implementação do Plano.

## Questões estratégicas associadas ao PDIRD-E

Para além do Quadro de Referência Estratégico e das Questões Ambientais e de Sustentabilidade, são particularmente relevantes para enquadrar esta AAE as Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 se podem sintetizar nos seguintes desafios:

- QE 1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
- QE 2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
- QE 3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
- QE 4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
- QE 5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.
- QE 6. Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e das componentes humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
- QE 7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;
- QE 8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

## Fatores críticos para a Decisão

A definição dos FCD da AAE do PDIRD-E 2024 teve em consideração, de forma integrada, o objeto de avaliação (ou seja, as propostas do Plano), o Quadro de Referência Estratégico (QRE), as Questões Estratégicas (QE) associadas ao Plano, as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) suscitadas pelas estratégias de modernização e expansão da RND, e, finalmente, as avaliações

ambientais realizadas sobre anteriores edições do Plano. Desse processo resultou a identificação dos seguintes FCD:

**FCD1 - Modernização da RND**

**FCD 2 - Descarbonização da RND**

**FCD 3 - Gestão dos Valores Territoriais.**

O FCD 1 - Modernização da RND – avalia o desempenho do Plano relativamente a um conjunto de dimensões centrais na estratégia do ORD para este período de investimentos, e que se expressam no que denominam Pilares de Investimentos (PI). Salientam-se, a este nível, os PIs associados à modernização das infraestruturas da RND, à transformação digital, à eletrificação e descarbonização e à resiliência e ambiente. As propostas integradas nestes Pilares destinam-se, por um lado, a promover a melhoria do desempenho da rede, nomeadamente no que respeita à segurança de abastecimento e qualidade de serviço técnica, às reduções das perdas técnicas e à viabilidade de implementação de soluções de flexibilidade no planeamento da rede, de forma a otimizar a utilização da capacidade existente e a promover maior eficiência no investimento, satisfazendo os requisitos subjacentes às novas realidades de produção e consumo de energia FER, e acompanhando a inovação tecnológica que enquadra o setor energético. Por outro lado, as intervenções na infraestrutura respondem à necessidade de adequar face à possibilidade de ocorrência de riscos de cibersegurança, naturais e relacionados com as alterações climáticas.

O FCD 2 - Descarbonização da RND – avalia o alinhamento das propostas do Plano com os objetivos de política climática e energética identificados como estratégicos, quer no QRE quer nas QE e nos OE do Plano. Acresce que, no caso do setor energético e para o ORD, este valor estratégico se conjuga, em grande medida, com a necessidade de contribuir ativamente para o cumprimento de metas assumidas pelo Estado concedente, no que diz respeito às estratégias de mitigação das AC. Este contributo traduz-se, em concreto, numa tendência consistente de maximização da incorporação de energia FER e de uma redução de emissões de GEE, concretizando o processo de transição do paradigma energético e proporcionando condições para uma maior eletrificação e descarbonização da RND, do SEN, da economia e da sociedade, em geral.

O FCD 3 - Gestão dos Valores Territoriais - avalia a expressão territorial da RND, isto é, as condições da sua materialização física. Tem como perspetiva a compatibilidade e conformidade da RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos de equidade no acesso a infraestruturas e serviços. A abordagem e avaliação realizada no âmbito deste FCD tem como preocupações principais: a minimização das interferências com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem, o Património Cultural e Natural e os Recursos Hídricos; a garantia da qualidade da inserção urbana da RND; a capacidade de mobilização de recursos energéticos locais, nomeadamente os que se associam à produção FER; e o potencial de satisfação das necessidades locais e consequente redução de assimetrias territoriais no acesso à energia.

## **Objeto de avaliação**

Os investimentos propostos no PDIRD-E 2024, que pretendem contribuir para satisfazer as metas definidas para o setor e apresentam diferentes níveis de expressão territorial, foram organizados em cinco Pilares de Investimento: **Modernização** (renovação de ativos com desempenho menos satisfatório); **Resiliência e Ambiente** (melhoria da QST, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de FGC); **Eletrificação e Descarbonização** (criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas); **Transformação Digital** (instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede - telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica); e, investimentos de **Suporte à atividade**.

Do ponto de vista da criação de capacidade de receção que proporcionasse a ligação e o escoamento da produção dos centros electroprodutores resultaram necessidades de assegurar novos reforços na estrutura malhada da RND para permitir a ligação de nova geração proveniente de FER e possibilitar o seu escoamento entre territórios de produção e consumo.

Para atender às disposições legais contidas no novo regime legal associado ao SEN, para acolher nova produção de eletricidade (incluindo nova produção com origem FER), para satisfazer os consumos (incluindo os decorrentes da eletrificação da economia e da sociedade) e para contribuir para as metas indicadas no PNEC 2030 e no RNC 2050, consideram-se como princípios basilares para o desenho evolutivo da rede:

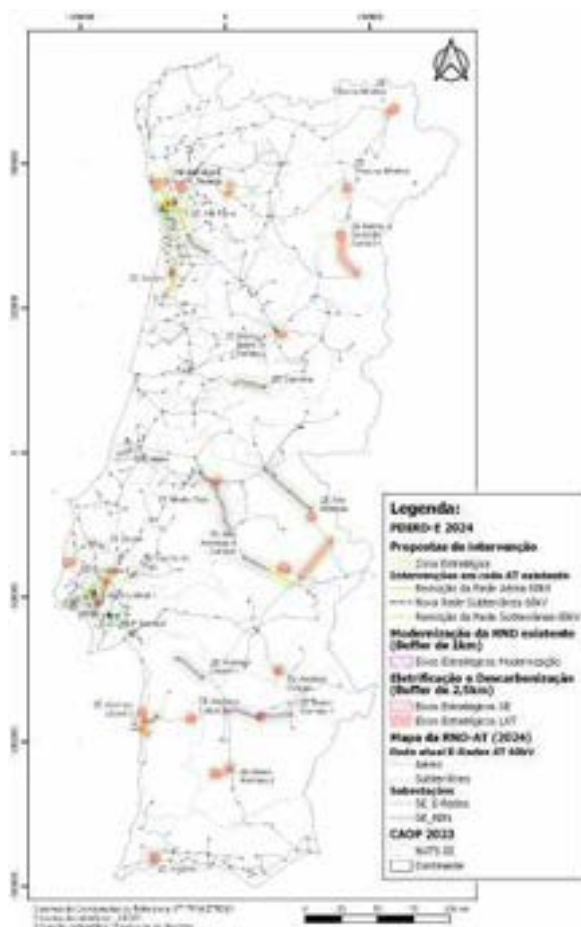
- a maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte e distribuição;
- a criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte e distribuição da energia desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
- a criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do SEN;
- instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, que maximizem a flexibilidade e a segurança ciberfísica.

Na figura ao lado estruturam-se as intervenções com expressão territorial nos seguintes grupos:

- I) *RND a desenvolver em infraestrutura existente:*
  - o Desativação de subestações;
  - o Desativação e remoção de linhas AT aéreas e subterrâneas;
  - o Correção de linhas AT, procedendo ao seu enterramento e/ou ao desvio de traçado;
  - o Modernização de ativos AT com desempenho menos satisfatório;
  - o Desativação e remoção de linhas MT aéreas e subterrâneas;
  - o Correção de linhas MT, por enterramento;
  - o Modernização de ativos MT com desempenho menos satisfatório.
- II) *Expansão da RND que inclui:*
  - o Novas subestações;
  - o Novas ligações AT e MT, aéreas e subterrâneas.

A representação adotada assenta num código combinado de padrões e cores, com o qual se pretende traduzir a tipologia de propostas de intervenção na RND, e que se passa a enunciar:

- *Eixos estratégicos a analisar, na cor associada à natureza da correspondente motivação e com padrão que permita distinguir esses eixos:*
  - o **manchas** a salmão identificam potenciais zonas para traçados da rede AT entre dois nós da RND, com largura total de 5 km;
  - o **manchas** a ponteadado salmão identificam potenciais zonas para novas subestações, com diâmetro de 5 km;
  - o **manchas** a tracejado roxo identificam zonas de modernização da rede AT que podem incluir o eventual ajuste pontual de traçado, com largura total de 2 km.



Na figura anterior estão representadas as intervenções previstas para as infraestruturas de Alta Tensão (AT) relacionadas com o investimento de iniciativa da E-REDES, indispensáveis para assegurar os princípios anteriormente mencionados, que constituem, em conjugação com as intervenções enunciadas nos demais Pilares de Investimento, o objeto de avaliação. Quanto aos futuros desenvolvimentos das infraestruturas de Média Tensão (MT), que apresentam elevada capilaridade, a sua representação espacial não consta do presente documento, à exceção da potencial localização das futuras subestações AT/MT, atualmente representadas por um "buffer".

## Síntese da avaliação do PDIRD-E 2024

A AAE do PDIRD-E 2024, após a aplicação da metodologia anteriormente resumida, conduziu às seguintes conclusões, por Fator Crítico de Decisão:

### FCD 1 - Modernização da RND

- O operador da RND, convergindo com as orientações do atual quadro legal e estratégico do setor energético, que determina a utilização de soluções de flexibilidade para maximização da capacidade das infraestruturas, prevê a possibilidade de recorrer ao *curtailment* e à consequente possibilidade de diferimento de alguns investimentos na rede num esforço explícito para promover a eficiência dos investimentos nas infraestruturas da RND. No entanto, como o sucesso destas iniciativas não está inteiramente na esfera do operador e depende da ação de outros agentes do sistema energético, só a monitorização contínua do desempenho destas soluções de flexibilidade permitirá aferir se terão um impacto relevante na promoção da eficiência da rede;
- O operador da RND evidencia, nos investimentos propostos no âmbito deste Plano, a continuidade dos esforços de digitalização da rede, nomeadamente quanto ao número de postos de telecomando e à extensão da rede de fibra ótica, que permitirá a aceleração no processo de transição digital da RND e, possivelmente a conclusão do mesmo, com reflexos positivos na qualidade do serviço prestado, na exploração mais eficiente da infraestrutura e na viabilização de soluções de flexibilidade na operação;
- O ORD evidencia um propósito de continuidade da promoção da resiliência da rede, nomeadamente com respostas de antecipação aos cenários climáticos futuros, tendo em conta as características da infraestrutura e os riscos climáticos e naturais mais relevantes.
- Finalmente, conclui-se que a globalidade dos investimentos propostos pelo ORD contribuirá para garantir os níveis de qualidade de serviço compatíveis com o acordo existente com o Estado concedente.

### FCD 2 - Descarbonização da RND:

- do ponto de vista do contributo do Plano para o desempenho da RND relativamente à sua capacidade de receção conclui-se que os investimentos previstos se traduzem no aumento dessa capacidade. No entanto, a entrada de nova produção depende de condicionalismos exteriores ao ORD, nomeadamente os que derivam dos restantes atores do sistema elétrico, como sejam a RNT e os produtores de energia;
- do ponto de vista da satisfação do consumo, recorrendo aos dados sobre níveis de utilização da infraestrutura (rede AT e SE AT/MT), conclui-se que face aos dados dos anos mais recentes e às previsões para o período do Plano, embora a maioria da infraestrutura apresente níveis de utilização que não estão próximos do seu limite, há uma tendência de agravamento no horizonte do Plano, especialmente no caso das SE AT/MT. Esta situação, aferida pelas previsões do ORD dos níveis de utilização, aconselha uma monitorização atenta para sinalizar eventuais necessidades de intervenções em Planos futuros;
- na perspetiva da interligação com a RNT conclui-se que o período de implementação do plano não será especialmente marcado pelo incremento do número de pontos de ligação,



embora nalguns desses pontos de entrega esteja previsto o reforço de ligações. Esta relativa estagnação segue-se a um período recente, pré-PDIRD-E 2024, de algum investimento no incremento de ligações entre as duas redes e numa avaliação do operador segundo a qual, nesta fase, a RND tem supridas as necessidades de interligação com a RNT;

- Finalmente, na perspetiva do contributo do Plano para o cumprimento dos objetivos relacionados com a mitigação das AC, nomeadamente através da redução de emissões, pode concluir-se que os investimentos propostos, globalmente, criam condições para viabilizarem e convergirem com as metas do Estado concedente (nomeadamente as que estão plasmadas no PNEC 2030 e no quadro legal do SEN). No entanto, e apesar das expectativas para a produção de energia FER, disponível para ser injetada na RND, apontarem para um crescimento muito relevante até 2030, o desempenho da RND no seu processo de descarbonização depende, em parte, do desempenho dos restantes atores do SEN, nomeadamente da concretização da concretização dos pedidos de ligação à rede de distribuição.

### FCD 3 – Gestão dos valores territoriais

- No que concerne à *Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas*, foi possível verificar que, tendo presente todas as áreas classificadas intersestadas pelos EE em avaliação, verifica-se que a maioria dos EE se encontra fora das áreas protegidas ou sensíveis para as espécies analisadas, pelo que não são esperadas afetações sensíveis a este nível.

Relativamente à *avifauna*, é de notar que os EE associados à costa atlântica apresentam uma coincidência espacial com áreas críticas e muito críticas para aves aquáticas, em especial nas ZE Aveiro (ZE07), Grande Lisboa 2 (ZE17) e Alentejo Litoral 2 (ZE22). O mesmo fenómeno sucede na proximidade de Castro Verde, com a definição de uma área muito crítica para aves estepárias, que é coincidente com alguns EE da ZE Baixo Alentejo 2 (ZE25). Mesmo aqui, considera-se ser possível avançar com a implementação dos projetos objeto do Plano, desde que sejam observadas, atentamente, as diretrizes apresentadas.

Relativamente aos mamíferos analisados (grupo dos *quirópteros*, *Lobo-ibérico* e *Lince-ibérico*), identificam-se interseções pouco relevantes com os EE. Mantém-se, mesmo assim, a necessidade de observar as diretrizes que se apresentam.

- Ao nível interferência com *Paisagem e Património Cultural e Natural*, no que respeita ao *património*, as análises efetuadas, mostraram a presença generalizada de ocorrências, mas, também, da possibilidade de se concretizarem os projetos, sem afetação deste tipo de valores, observando as diretrizes propostas em 6.5.4. Ao nível das *paisagens*, com reconhecida importância, existem alguns projetos, nomeadamente os analisados nos inseridos nas Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 2 e Beiras e Serra da Estrela 1, que implicam preocupações acrescidas e que obrigarão a um cuidado particular no desenvolvimento dos projetos associados.
- Quanto à *interferência com os Recursos Hídricos*, e no que respeita à interferência nas massas de água pelos diferentes Eixos Estratégicos, a análise efetuada não deixa antecipar que venham a existir afetações relevantes a este nível. Sendo certo que existirão ocupações de diversas massas de água com Estado inferior a Bom, a fase subsequente – de maior detalhe, com a definição do projeto que permitirá a concretização dos investimentos previstos, deverá acautelar que os mesmos não possam vir a provocar uma maior degradação dessas massas de água.
- Do ponto de vista da *Inserção Territorial*, concluiu-se que os diferentes Eixos Estratégicos colocam diferentes desafios do ponto de vista da qualidade dessa inserção. Em geral, são expressivas as potenciais interferências com áreas urbanas, espaços de atividade agrícola, da RAN e da REN, que devem ser acauteladas. A interferência potencial mais expressiva com as áreas urbanas ocorre nos espaços mais urbanizados, (como as ZE Grande Lisboa 1, Grande Lisboa 2, AM Porto e Aveiro), estando previsto o enterramento de linhas ou a construção de

novas linhas subterrâneas no atravessamento das correspondentes áreas urbanas, e o correspondente aumento da extensão e percentagem da rede subterrânea.

- A respeito da Prevenção de outros Riscos, concluiu-se que, em geral, o número de estabelecimentos RJPAG na proximidade dos Eixos Estratégicos em estudo é muito reduzido. Verifica-se uma desigual exposição ao perigo sísmico, que é muito significativa em territórios do centro e sul do continente.
- Finalmente, na perspetiva do contributo para redução das *Assimetrias Territoriais*, a análise realizada sublinhou a importância da sua monitorização, uma vez que as intervenções propostas ocorrem em espaços com características muito diferenciadas do ponto de vista do desenvolvimento económico e que o seu efeito dependerá de vários fatores, para além dos relacionados com a provisão de infraestrutura de distribuição de energia. Existe potencial de redução de assimetrias na continuidade e qualidade do serviço e na perceção da qualidade ambiental da rede.

### **Aplicação do princípio “não prejudicar significativamente”**

De forma análoga à prevista para os investimentos efetuados ao abrigo do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), também se considerou que os futuros projetos associados ao PDIRD-E deverão cumprir o princípio de “não prejudicar significativamente” os objetivos ambientais estabelecidos no artigo 9º do Regulamento Taxonomia, de acordo com os pressupostos estabelecidos no seu artigo 17º.

No âmbito da presente AAE, seguiram-se as Orientações técnicas sobre a aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente». A avaliação dos investimentos do Plano, atendeu à sua natureza e enquadramento nos cinco Pilares de Investimento que constam do PDIRD-E 2024 e assentou na avaliação ambiental realizada sobre os correspondentes Eixos Estratégicos.

A aplicação do princípio “não prejudicar significativamente” ao PDIRD-E 2024, incidiu sobre os seis objetivos ambientais definidos e permitiu concluir que:

- No âmbito da *mitigação das AC*, todos os investimentos previstos nos PI 1 a PI 4 contribuem de forma positiva, em particular os respeitantes ao PI3 e PI4, que se constituem como atividades capacitantes para este objetivo;
- Quanto à *adaptação às AC*, os investimentos associados aos PI 1, PI2 e PI3, contribuem positivamente para este objetivo; o mesmo se pode afirmar em relação ao estabelecimento e manutenção das FGC e ao incentivo à utilização de ocupações compatíveis; no caso dos riscos das infraestruturas a eventos climáticos extremos, constata-se que, em fase subsequente de projeto, será possível aplicar medidas mais adaptadas a estes fenómenos;
- No que respeita à *utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos*, concluiu-se que apesar de existirem investimentos em massas de água com estado inferior a Bom, a análise efetuada aos diferentes EE não antecipa que venham a existir afetações relevantes ao nível dos recursos hídricos. No entanto, na fase subsequente de projeto será necessário assegurar que esses investimentos não possam vir a provocar uma maior degradação das mesmas.
- Ao nível da *economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos*, constata-se que este tipo de infraestrutura, pela natureza dos seus componentes, privilegia a circularidade. Cumulativamente, todos os investimentos previstos, vão beneficiar das conclusões do projeto que a E-REDES tem em curso que, numa primeira fase, resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas a desenvolver, entre as quais se inclui a introdução de critérios de economia circular na fase de *procurement*;
- No que respeita à *prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo*, concluiu-se que todos os investimentos associados à remoção de linhas aéreas e à construção de novas



linhas subterrâneas (essencialmente para afastamento das linhas das áreas urbanas e ao longo de vias públicas existentes) representam um benefício para este objetivo ambiental. No caso dos investimentos que incluem o estabelecimento de novas linhas e subestações, ou desvio de linhas existentes, com potencial para criar condições para eventuais impactos negativos, na fase subsequente de definição do projeto e da correspondente análise ambiental terão de ser minimizados.

- No que concerne à *proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas*, verificou-se que todos os investimentos associados à remoção de linhas aéreas e à construção de novas linhas subterrâneas, que minimizam a presença de obstáculos (para a avifauna) e/ou o potencial de eletrocussão, representam um benefício para este objetivo ambiental. Igualmente se constatou o efeito positivo do investimento voluntário previsto para a correção de linhas elétricas perigosas para a avifauna. No caso dos investimentos que incluem o estabelecimento de novas linhas e subestações, ou desvio de linhas existentes, com potencial para criar condições para eventuais impactos negativos, na fase subsequente de definição do projeto e da correspondente análise ambiental terão de ser minimizados.

Desta avaliação resulta que, apesar de existirem projetos que poderão impactar negativamente alguns dos objetivos ambientais, desde que sejam implementadas as medidas de minimização necessárias e adequadas a eventuais impactos negativos, pode-se considerar que os investimentos propostos não tenham um impacto significativo ao nível dos recursos hídricos, poluição do ar, da água ou do solo e da proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas. Por outro lado, a maioria dos investimentos tem um papel decisivo e positivo ao nível da mitigação das AC e na adaptação às AC.

Releva-se, ainda, que as justificações incluídas nos quadros anteriores não substituem futuros procedimentos ambientais quando aplicáveis, no âmbito do RJAIA, nem a solicitação de parecer às entidades competentes em cada domínio ambiental.

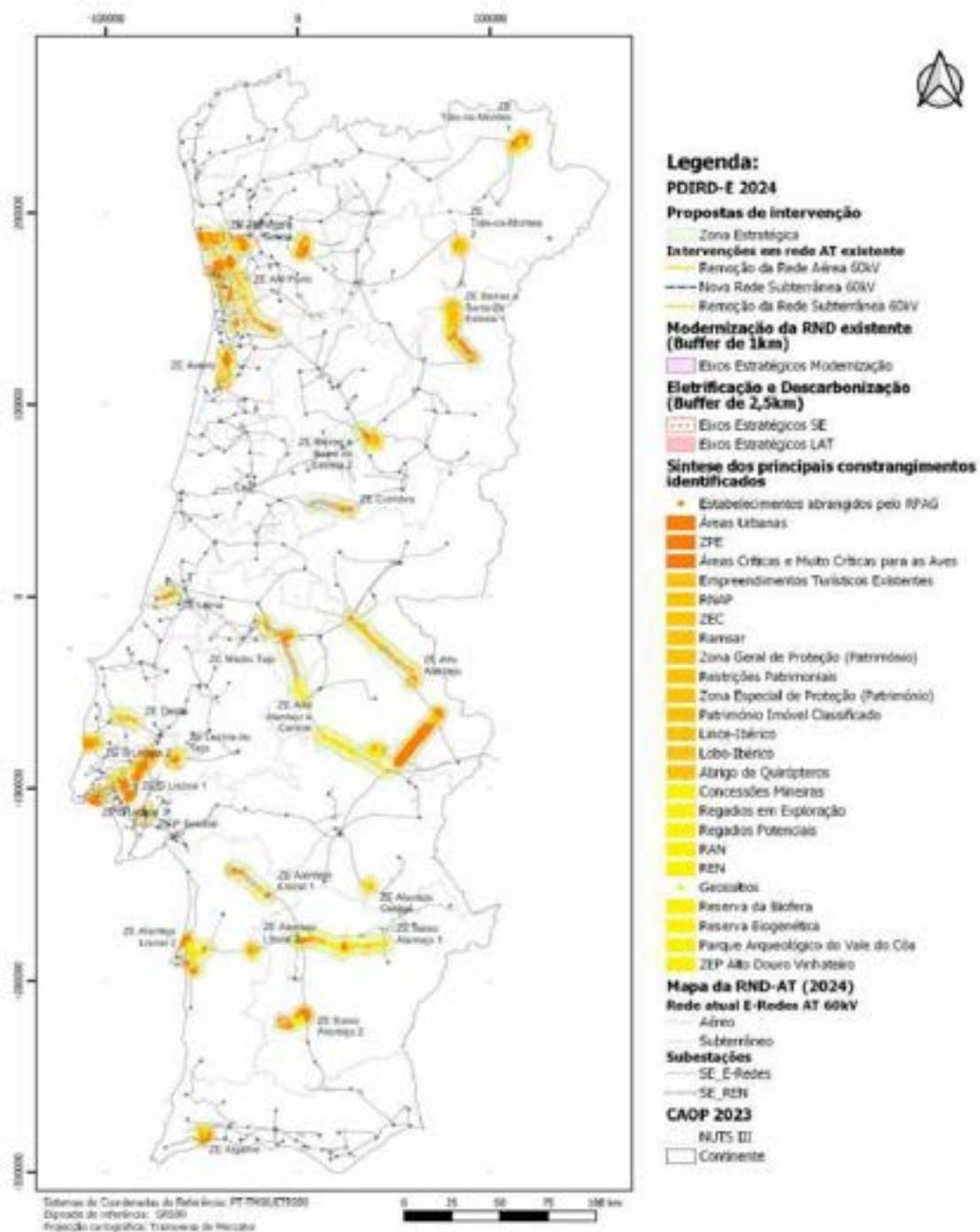
### Mapa síntese da avaliação do Plano

Após a avaliação realizada (por FCD, considerando para cada um diferentes critérios e indicadores), no âmbito da qual se identificaram os principais constrangimentos à viabilização dos investimentos incluídos na proposta de Plano, produziu-se um mapa síntese (que se apresenta na figura seguinte), com uma legenda cromática – do amarelo ao laranja mais escuro, que assinala no território prováveis dificuldades à criação das novas ligações e subestações, assim como à modificação de traçado de linhas existentes.

Desta análise final da avaliação ressaltam como particularmente evidentes alguns dos desafios associados à futura materialização das propostas do Plano que implicarão um cuidado acrescido para assegurar a compatibilização com todos os valores a proteger, embora não se antecipe uma impossibilidade material de concretização de qualquer uma das ligações pretendidas. Assim, salienta-se:

- a relevante presença de áreas urbanas em todos os eixos estratégicos que se desenvolvem no litoral, com maior preponderância da Península de Setúbal para norte e no Algarve;
- a presença de património edificado e a identificação de sítios arqueológicos (com a necessária verificação detalhada em fases posteriores), em todos os eixos estratégicos, mas com maior preponderância nos eixos que se desenvolvem mais a sul e na zona enquadrante da região do Alentejo interior, e, ainda potenciais interferências com a Zona de Proteção Especial do Alto Douro Vinhateiro;
- dada a natureza das infraestruturas a construir na sequência deste Plano, também é evidente a necessidade de assegurar a compatibilização com atividades económicas mais ligadas à agricultura (incluindo as que se constituem como aproveitamentos hidroagrícolas), à produção industrial e à atividade extrativa;

- dada a abrangência territorial da RAN e REN, em fases de estudo mais avançadas, deverão ser identificados com maior detalhe os valores a proteger e assegurar a compatibilização destas infraestruturas (subestações e linhas de alta e média tensão);
- de entre os cenários e riscos climáticos conhecidos, e atendendo às características da infraestrutura, os perigos associados aos incêndios rurais que, em determinadas áreas, colocam desafios à sua resiliência e recomendam um planeamento preventivo face a esses riscos.
- ao nível da biodiversidade, com reflexos particulares para projetos desta natureza, nota-se não se identificam áreas particularmente sensíveis, mas a área do Alentejo apresenta áreas que justificam maior atenção. Na zona norte importa atentar às limitações a considerar na fase de construção.



Assim, atendendo à diversidade de valores em presença, considera-se que, sempre que possível e para investimentos associados à materialização de novas ligações ou realocização das existentes, deverão ser estudadas alternativas de implantação dentro dos eixos estratégicos, de forma a identificar a solução de ligação menos desfavorável.

O recurso ao Estudo Ambiental de Alternativas de Corredores, sendo uma figura opcional, poderá ser uma ferramenta de apoio à decisão, que incorpora as contribuições dos atores da região - a integrar durante o processo de elaboração deste estudo, o qual prevê um procedimento ambiental específico que contará com a coordenação da Autoridade de AIA, com o envolvimento das entidades com competências ambientais ou territoriais relevantes e com a realização da correspondente consulta pública.

# 1 INTRODUÇÃO

O presente documento constitui a versão preliminar para consulta do *Relatório Ambiental* (RA) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030.

Este Plano, juntamente com a Caracterização da RND e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.

A proposta do PDIRD-E, de acordo com a versão atual do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), é elaborada e apresentada pelo operador da rede de distribuição (ORD). Na sequência desta alteração legal, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de programa setorial (art.º 128.º do mesmo Decreto-Lei n.º 15/2022), nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, razão pela qual a presente edição do Plano irá apresentar novos conteúdos, nomeadamente no que respeita à apresentação do seu modelo territorial.

O Plano tem como propósito garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede e assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço e um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética expressos, entre outros, na Lei de Bases do Clima, na versão final da revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030 – na versão atual), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e nos demais instrumentos legais e estratégicos que concorrem, de forma ativa, para a descarbonização da economia (contribuição para a redução dos Gases com Efeito de Estufa (GEE), o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética) e com as recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre anteriores versões do Plano.

Para concretizar estes objetivos são propostos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).

Finalmente, e em consonância com o contexto legal vigente (Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio), o PDIRD-E 2024 está sujeito a Avaliação Ambiental uma vez que se enquadra pelo menos numa das seguintes alíneas do artigo 3.º:

- a) **Os planos e programas para os sectores** da agricultura, floresta, pescas, **energia**, indústria, transportes, gestão de resíduos, gestão das águas, telecomunicações, turismo, ordenamento urbano e rural ou utilização dos solos e que constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos mencionados nos anexos I e II do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de maio, na sua atual redação (revogado e atualmente substituído pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua atual redação);

- b) Os planos e programas que, atendendo aos seus eventuais efeitos num sítio da lista nacional de sítios, num sítio de interesse comunitário, numa zona especial de conservação ou numa zona de proteção especial, devam ser sujeitos a uma avaliação de incidências ambientais nos termos do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de fevereiro;
- c) Os planos e programas que, não sendo abrangidos pelas alíneas anteriores, constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos e que sejam qualificados como suscetíveis de ter efeitos significativos no ambiente.

No cumprimento da referida legislação, o ORD – a E-REDES – fica responsável, no decurso do processo de preparação do Plano, não só pela elaboração da respetiva Avaliação Ambiental (AA), como por todos os procedimentos complementares, nomeadamente, a determinação do âmbito da AA, a consulta de entidades sobre o âmbito da mesma, a preparação do Relatório Ambiental (RA), a realização da consulta pública e institucional e a apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE).

Neste contexto, este Relatório Ambiental (RA) apresenta-se com a seguinte estrutura:

SUMÁRIO EXECUTIVO, onde se resumem os conteúdos mais relevantes do RA;

1. INTRODUÇÃO, onde se apresentam sumariamente as informações que identificam o procedimento de AA no quadro do Plano, bem como a estrutura do RA;
2. OBJETIVOS E METODOLOGIA, da Avaliação Ambiental Estratégica;
3. OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024 que inclui a indicação dos respetivos objetivos e um resumo da estratégia subjacente;
4. QUADRO DE GOVERNAÇÃO
5. QUADRO DE AVALIAÇÃO
6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL
7. CONCLUSÃO.

**Anexos**, onde se apresenta com maior detalhe o quadro de governação ([Anexo I](#)); os documentos que compõem o QRE associado à presente AA ([Anexo II](#)); os resultados da consulta às ERAE no âmbito do RFCD ([Anexo III](#)); a lista das entidades relevantes para a Consulta Pública ([Anexo IV](#)), uma lista com as fontes de informação adotadas ([Anexo V](#)), as peças desenhadas ([Anexo VI](#)) e informação numérica complementar ([Anexo VII](#)).

Ao longo do presente documento são apresentadas ligações aos documentos de referência relevantes em cada uma das temáticas abordadas e notas de rodapé com explicações complementares sobre alguns das metodologias e conceitos usados.

Juntamente com esta versão preliminar para consulta do RA, é apresentado um Resumo Não Técnico (RNT), que tem como objetivo sintetizar a informação mais relevante e a avaliação efetuada, numa linguagem acessível ao público em geral.

## 2 OBJETIVOS E METODOLOGIA

Como referido, a AA do PDIRD-E 2024 responde a exigências da legislação em vigor, nomeadamente, de *identificar, avaliar e acompanhar* (Figura 1), de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação e das consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito. Desta forma, entende-se que os contributos da AA robustecem o Plano, contribuindo de forma qualificada para o processo de decisão e melhorando o desempenho ambiental e de sustentabilidade de futuros projetos.



Figura 1: Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024.

A metodologia proposta no presente exercício de avaliação teve em consideração os guias metodológicos e orientações consideradas de referência pela APA<sup>1</sup>, bem como as normas estabelecidas na legislação de AAE em vigor<sup>2</sup>. A abordagem daqui resultante baseia-se, fundamentalmente, num modelo de pensamento estratégico e pressupõe uma aplicação em estreita articulação com o processo de elaboração da proposta de PDIRD-E 2024.

A Figura 2 resume e sistematiza graficamente o processo e a abordagem metodológica seguida na presente AA que se traduz nas seguintes etapas:

Num primeiro momento procura-se definir o âmbito e o alcance da avaliação, **focando-a e contextualizando-a** no objeto de avaliação (o PDIRD-E 2024), no quadro de referência estratégico em que está a ser preparado, nas conseqüentes questões estratégicas e nas questões ambientais e de sustentabilidade. Da interceção e análise integrada destes

<sup>1</sup> Guia de boas práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: orientações metodológicas, Ed. Agência Portuguesa do Ambiente; o Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE, Ed. Agência Portuguesa do Ambiente e Redes Energéticas Nacionais, SA; o *Simplified Resource Manual to Support Application of the (Kiev) Protocol on Strategic Environmental Assessment*, Ed. United Nations, Economic Commission for Europe; o *Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Strategic Environmental Assessment*, Ed. European Union e o Guia da UE para a aplicação da Diretiva 2001/42

<sup>2</sup> Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, que transpõe a Diretiva 2001/42, de 27 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio e o Protocolo de Kiev, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 13/2012, de 25 de junho

elementos resultam os **Fatores Críticos para a Decisão (FCD)** e os respetivos *critérios e indicadores de avaliação*. No fundamental, estes FCD traduzem questões centrais e incontornáveis a integrar na avaliação das propostas do Plano, de forma a obter uma leitura sustentada dos impactos dessas intervenções, bem como munir o Plano de informação sobre eventuais condicionantes, assegurando condições de sustentabilidade ambiental.

Concluída a fase de identificação dos FCD, ocorreu um momento de consulta às entidades que “*em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano ou programa*”. Estas entidades fizeram incidir a sua análise no Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), a partir do qual emitiram um parecer sobre o âmbito da AA e a profundidade dos estudos a realizar.

Após a ponderação dos resultados da consulta às ERAE, a fase seguinte consiste na implementação da AA, propriamente dita, nos termos definidos no RFCD e contemplando os contributos da consulta, nomeadamente com a análise de tendências e cenários, a avaliação das propostas do Plano atendendo aos FCD, a identificação de oportunidades e riscos e a definição de diretrizes de atuação. O resultado dessa avaliação materializa-se no presente Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta).

De seguida, tal como requerido legalmente, acontece um novo momento de consulta às ERAE e um procedimento de consulta pública e institucional da AA e do PDIRD-E 2024, cujos processos de elaboração são simultâneos e em colaboração estreita das equipas responsáveis, antes da consolidação final do Relatório Ambiental (RA) e da posterior Declaração Ambiental (DA), onde constarão as diretrizes e informações necessárias ao seguimento do Plano e do qual sairão também informações relevantes para os Planos futuros.

Em termos documentais, após a elaboração do **Relatório de Fatores Críticos para a Decisão** (RFCD), foi preparada a presente versão preliminar para consulta do **Relatório Ambiental** (RA) que acompanha a proposta do PDIRD-E 2024 para ser submetido a consulta pública e, posteriormente serão produzidos os relatórios finais do PDIRD-E e da AA e, após a aprovação do Plano, será emitida uma **Declaração Ambiental** (DA) que encerra o processo de avaliação e será entregue à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais ERAE que se pronunciaram ao longo do processo. A acompanhar o estado de implementação do Plano serão regularmente preparados os correspondentes **Relatórios de Avaliação e Controlo** (RAC).



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

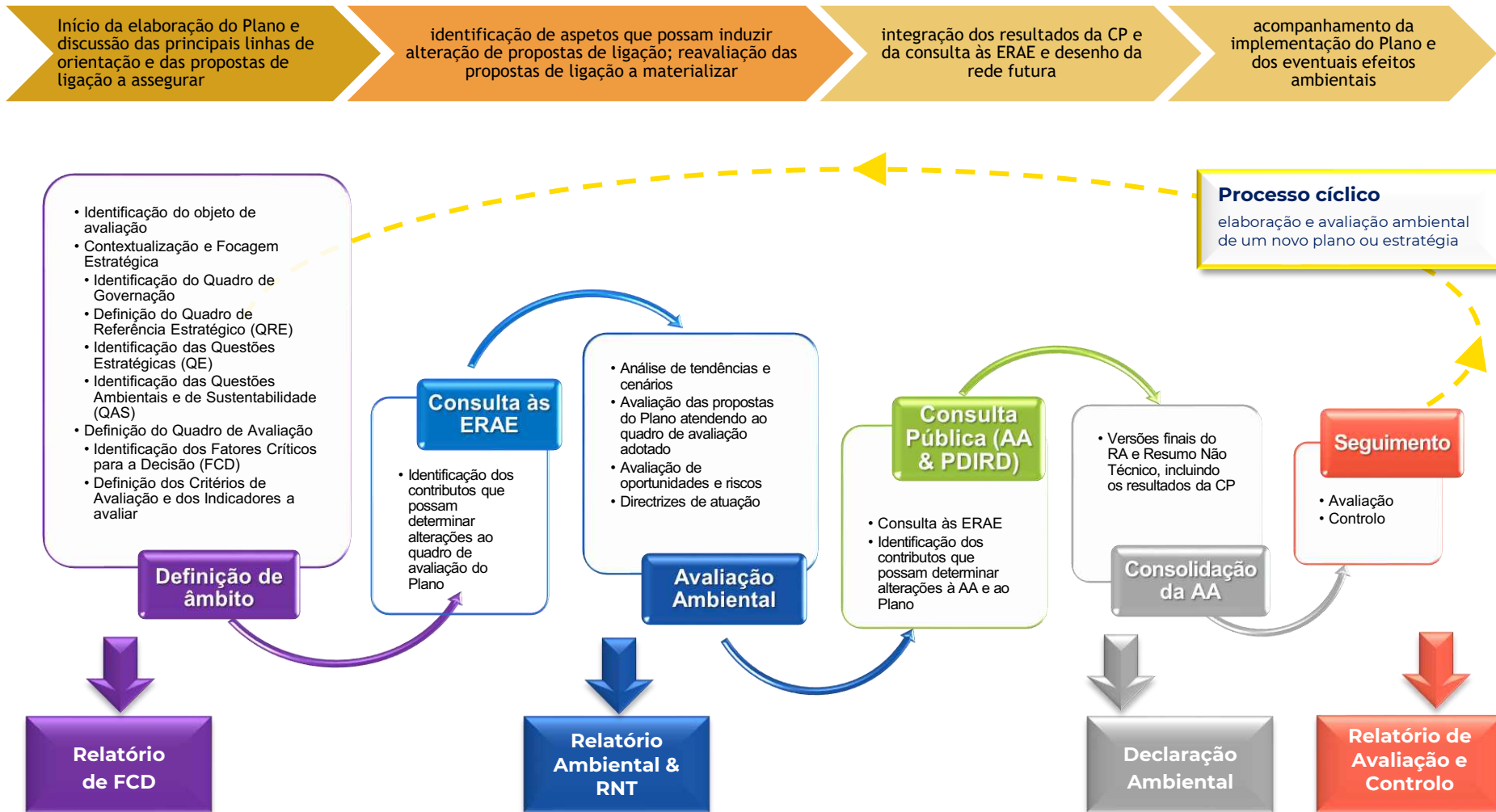


Figura 2 – Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.



## 3 OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024

### 3.1 Introdução

A proposta de Plano para o próximo quinquénio – **PDIRD-E 2024** – é o primeiro exercício de planeamento elaborado após a aprovação do novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que o vem adaptar às necessidades e desafios colocados pelos diversos instrumentos estratégicos que norteiam a política energética nacional nos próximos anos e que determinam o máximo aproveitamento dos recursos renováveis endógenos e a maximização do potencial de capacidade de receção de energia proveniente de fontes de energias renováveis pela rede elétrica de serviço público (RESP).

Este novo quadro legal assume uma mudança de paradigma do SEN, salientando a necessidade de se evoluir para um *modelo descentralizado* de produção de energia, que conjugue a produção centralizada com a produção local e as soluções de autoconsumo, e para um *modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível*.

No âmbito do planeamento das redes interessa salientar o compromisso da E-REDES, enquanto operador da RND, em assegurar a compatibilização do desenvolvimento da rede com os *valores ambientais, com a obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias e com diferentes usos do solo, promovendo a coesão socioeconómica do mesmo*.

Nesse alinhamento, uma parte muito significativa dos investimentos previstos focam-se na modernização de ativos, ou seja, de intervenções na rede existente em equipamentos e infraestruturas com desempenho considerado menos satisfatório. Esta opção permitirá aumentar a capacidade de transporte de energia na RND, com menores implicações na ocupação do território e praticamente sem impactes acrescidos no ambiente e na paisagem. Por outro lado, as intervenções desta natureza permitirão resolver alguns passivos ambientais, por exemplo, os associados à excessiva proximidade de edificações, com a adoção de soluções de alteração do traçado ou, quando justificável, de enterramento de linhas. Desta forma, será possível dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade e de acolhimento de FER, *garantindo uma utilização racional e parcimoniosa do território enquanto recurso finito*.

No quadro do contexto geoestratégico que impõe uma maior celeridade na transição energética e na descarbonização da economia, preservando os valores naturais e territoriais, e conforme definido na atual versão do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a elaboração do PDIRD-E deve atender:

- à Caracterização da RND;
- ao Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E) mais recente;
- aos padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares;
- às solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT devidamente articuladas com os respetivos concedentes e, ainda;

- às licenças de produção atribuídas e a outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.

Adicionalmente, no PDIRD-E deve constar uma avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, como o armazenamento, resposta da procura e da produção de eletricidade. No ponto seguinte deste documento é apresentada uma breve descrição e análise das alternativas de investimento oportunamente equacionadas.

Na identificação e seleção dos investimentos na RND, a incluir na proposta de Plano, deve ser considerada a necessidade de:

- garantir a segurança de abastecimento de eletricidade, satisfazendo as necessidades de consumo, dando cumprimento aos padrões de segurança de planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares;
- renovar e modernizar a RND maximizando a sua capacidade e garantindo a sua fiabilidade e eficiência operacional;
- expandir a RND criando condições para acolher nova produção, em particular a de fontes de energia renovável, viabilizando os esforços estratégicos do Estado concedente e do sistema elétrico para a sua eletrificação e a descarbonização;
- promover desenvolvimento e a resiliência das infraestruturas da RND, fomentando a sua sustentabilidade socioeconómica e ambiental;
- Operar a transformação digital da RND, incrementando a eficácia, a eficiência e a segurança da rede.

Assim, relativamente a anteriores ciclos de planeamento do PDIRD-E, reforça-se a integração de nova geração (incluindo a de origem em FER), a satisfação de novos consumos e a redução das perdas como uma das principais motivações para a modernização e expansão da rede. Para a concretização destes objetivos, a presente proposta de Plano tem previsto um conjunto de investimentos na RND destinados à modernização de ativos com condições de operação não satisfatórias e ao estabelecimento de novas linhas e subestações que, para além da satisfação de consumos, permitirão um aumento da capacidade de receção da RND. Contudo, não se pode deixar de salientar que a capacidade de receção na RND está limitada à capacidade disponível na RNT com a qual tem diversas interligações.

Nos pontos seguintes deste relatório procede-se a uma breve descrição das alternativas de investimento equacionadas em momento anterior ao da presente avaliação ambiental e à apresentação estruturada das intervenções propostas no Plano, no que respeita ao *incremento da capacidade de receção* de energia, incluindo a proveniente de FER, ao aumento da necessidade de *satisfação de novos consumos*, à *redução das perdas técnicas* na rede e à *garantia de segurança de abastecimento*, aumento da *resiliência* das infraestruturas da rede, melhoria do *desempenho ambiental*, fomento da *automação* e da *segurança ciberfísica* da RND.

## 3.2 Alternativas de investimento equacionadas

Para a definição das estratégias de investimento a serem incluídas no Plano, o ORD realizou estudos preliminares que consideraram as necessidades da rede, as tendências do setor, as questões regulamentares, a previsão da evolução dos consumos e, ainda, as políticas europeias e nacionais do setor energético (PNEC 2030).

Estes estudos resultaram na construção de diversas alternativas de investimento, que foram avaliadas internamente permitindo a definição de um cenário de investimento para a elaboração do PDIRD-E 2024.

O elemento mais diferenciador entre os diversos cenários prende-se com a atitude a adotar perante a renovação dos ativos da rede, que corresponde a cerca de 36% do investimento específico a custos primários, e em que foram avaliados os três seguintes cenários:

- **Cenário Alinhado com os Investimentos do PDIRD-E 2020:** ou seja, um cenário em que se mantém o alinhamento com os valores de investimentos do Plano. Neste cenário, eram substituídos menos de metade dos transformadores de potência que se espera que atinjam o fim de vida até 2030, e eram agravados significativamente os custos de CAPEX no período 2031-2035, dado que não se conseguia reduzir o envelhecimento de nenhum ativo no período 2026 – 2030. Era proposta a intervenção em 34km de linhas aéreas AT, 5 km de cabos subterrâneos AT, 254 km de linhas aéreas MT e 167 km de cabos subterrâneos MT;
- **Cenário de Desaceleração da Degradação dos Ativos:** Este cenário é ligeiramente mais agressivo na substituição de transformadores de potência em fim de vida, mas adia investimento necessário de renovação de ativos para o período do próximo PDIRD-E. Nesta alternativa, eram substituídos aproximadamente metade dos transformadores de potência que se espera que atinjam o fim de vida até 2030. Nos restantes ativos, era previsto um controlo do envelhecimento em linha com o cenário de Mudança na Abordagem à Gestão dos Ativos, admitindo-se, no entanto, um envelhecimento maior dos ativos das subestações (disjuntores AT envelheciam 1 ano e disjuntores MT envelheciam 2 anos). No caso da fibra ótica, era substituída 25% da fibra com mais de 30 anos e 25% da fibra entre os 25 e os 30 anos.
- **Cenário de Mudança na Abordagem à Gestão dos Ativos:** Este cenário propõe a desaceleração do envelhecimento dos ativos, incluindo a substituição de todos os transformadores de potência em fim de vida. Inclui também uma manutenção da idade dos disjuntores AT e um envelhecimento de 2 anos dos disjuntores MT. No caso da fibra ótica, é substituída 50% da fibra com mais de 30 anos e 25% da fibra entre os 25 e os 30 anos. Este cenário contempla a renovação de 276 km de rede aérea AT, com o intuito de garantir um envelhecimento de 4 anos da idade média deste ativo no final do período do plano. No caso da rede subterrânea AT, prevê-se renovar 27 km de rede e garantir que a sua idade média não aumentará mais de 3 anos. Para a renovação de rede aérea MT, considerou-se um aumento da idade média de cinco anos de 2023 até 2030, com a renovação de 1.145 km. Para a renovação de rede subterrânea MT, permite-se um aumento da idade média em três anos até 2030, o que implica a renovação de 803 km no período 2026 – 2030.

O cenário selecionado foi o de Mudança na Abordagem à Gestão dos Ativos, que reflete uma estratégia robusta de investimento e que prioriza a adequação da rede de distribuição às exigências da transição energética e à garantia de qualidade de serviço. Considerou-se também que este é o único cenário que não compromete o período seguinte (2031 – 2035) com o que habitualmente se costuma chamar de dívida cinzenta, como resultado do subinvestimento no período 2026 - 2030.

De referir cerca de 40% do investimento específico a custos primários se prende com questões relacionadas com a segurança de abastecimento, a segurança de pessoas e bens ou questões regulamentares, pelo que não se encontraram alternativas viáveis.

Neste cenário de investimento, foram ainda consideradas alternativas de flexibilidade ao investimento convencional em sete projetos (seis de desenvolvimento de rede e um de renovação e reabilitação de ativos), que poderão ser implementadas caso exista a possibilidade de contratação, a curto prazo, de serviços de flexibilidade no mercado. Estas alternativas reduzem o investimento necessário no período do PDIRD-E 2024.

A proposta de PDIRD-E 2024 apresenta, assim, um único cenário de investimento, que considera as escolhas anteriormente indicadas, pois a E-REDES acredita que este é o que melhor responde aos desafios atuais e prepara a rede de distribuição para uma transição energética sustentável.

Não se pode deixar de salientar que este cenário de investimento também reflete as orientações do RJSEN, segundo o qual o Planeamento das Redes deverá maximizar "todo o potencial de capacidade de receção da rede elétrica de serviço público (RESP), em linha com o interesse público da proteção dos consumidores que suportam os seus custos e com a obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias ao funcionamento do SEN, em condições de segurança do abastecimento e com qualidade de serviço". Desta forma, e em alinhamento com este instrumento legal, sem descuidar as necessidades de assegurar a maximização da incorporação de FER, será possível garantir uma "utilização racional e parcimoniosa do território enquanto recurso finito".

### 3.3 Intervenções na RND

Na proposta de PDIRD-E 2024, as propostas de investimento são diversificadas e com diferentes níveis de expressão territorial, pretendem contribuir para satisfazer as metas definidas para o setor e integrar os pareceres efetuados por várias entidades a anteriores edições do Plano. Assim, os investimentos são organizados em cinco Pilares de Investimento (Figura 3):

- **Modernização:** renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- **Resiliência e Ambiente:** manutenção dos níveis da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- **Eletrificação e Descarbonização:** criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- **Transformação Digital:** com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica e, por último,
- **Suporte à atividade:** destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.

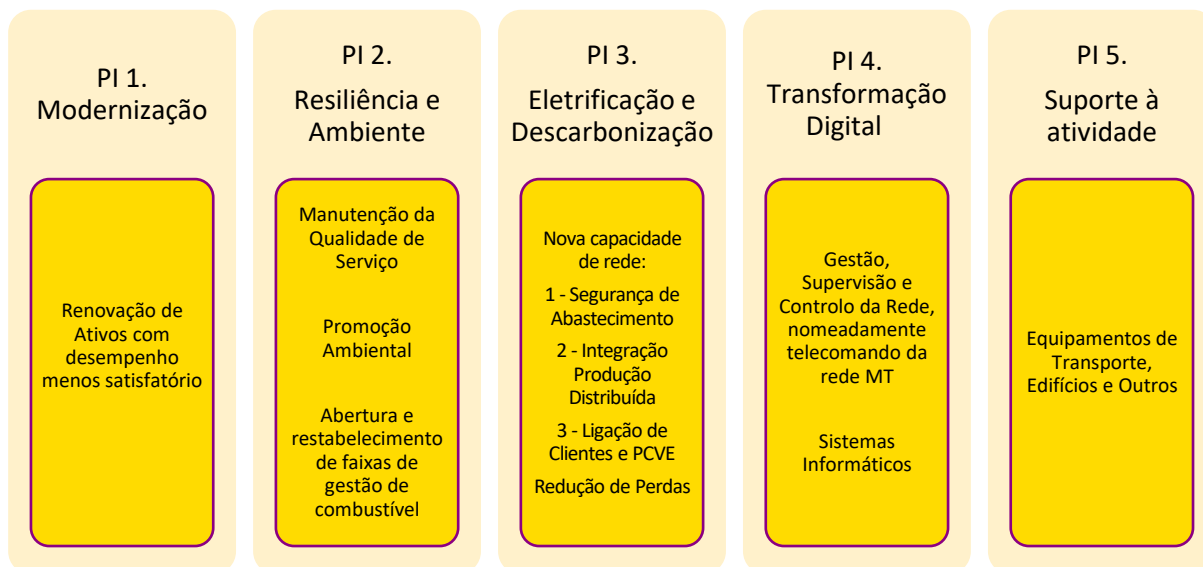


Figura 3 – Pilares de Investimento contemplados no atual ciclo de planeamento do PDIRD-E 2024 (Fonte: E-REDES, SA).

Do ponto de vista da criação de capacidade de receção que proporcionasse a ligação e o escoamento da produção dos centros electroprodutores resultaram necessidades de assegurar novos reforços na estrutura malhada da RND para permitir a ligação de nova geração proveniente de FER e possibilitar o seu escoamento entre territórios de produção e consumo.

Para atender às disposições legais contidas no novo regime legal associado ao SEN, para acolher nova produção de electricidade (incluindo nova produção com origem FER), para satisfazer os consumos (incluindo os decorrentes da eletrificação da economia e da sociedade) e para contribuir para as metas indicadas no PNEC 2030 e no RNC 2050, consideram-se como princípios basilares para o desenho evolutivo da rede:

- a maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte e distribuição;
- a criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte e distribuição da energia desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
- a criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do SEN;
- instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, que maximizem a flexibilidade e a segurança ciberfísica.

Na Figura 4 estão representadas as intervenções previstas para as infraestruturas de Alta Tensão (AT) relacionadas com o investimento de iniciativa da E-REDES, indispensáveis para assegurar os princípios anteriormente mencionados, que constituem, em conjugação com as intervenções enunciadas nos demais Pilares de Investimento, o objeto de avaliação.

Quanto aos futuros desenvolvimentos das infraestruturas de Média Tensão (MT), que apresentam elevada capilaridade, a sua representação espacial não consta do presente documento, à exceção da potencial localização das futuras subestações AT/MT, atualmente representadas por um "buffer". Apenas após a seleção da localização específica de cada





uma dessas novas subestações será possível definir os traçados das novas saídas que se irão ligar à rede MT existente, assim como das outras intervenções necessárias (reforços de rede e interligações) para garantir o adequado funcionamento da rede.

Nesta Figura 4 estruturam-se as intervenções com expressão territorial necessárias na RND nos seguintes grupos:






- I) RND a desenvolver em infraestrutura existente:
  - o Desativação de subestações;
  - o Desativação e remoção de linhas AT aéreas e subterrâneas;
  - o Correção de linhas AT, procedendo ao seu enterramento e/ou ao desvio de traçado;
  - o Modernização de ativos AT com desempenho menos satisfatório;
  - o Desativação e remoção de linhas MT aéreas e subterrâneas;
  - o Correção de linhas MT, procedendo ao seu enterramento;
  - o Modernização de ativos MT com desempenho menos satisfatório.
- II) Expansão da RND que inclui:
  - o Novas subestações;
  - o Novas ligações AT e MT, aéreas e subterrâneas;

A representação adotada na Figura 4 assenta num código combinado de padrões e cores, com o qual se pretende traduzir a tipologia de propostas de intervenção na RND, e que se passa a enunciar:

- *Eixos estratégicos a analisar*, na cor associada à natureza da correspondente motivação e com padrão que permita distinguir esses eixos:
  - o **manchas** a salmão identificam potenciais zonas para traçados da rede AT entre dois nós da RND, com largura total de 5 km;
  - o **manchas** a ponteadado salmão identificam potenciais zonas para novas subestações, com diâmetro de 5 km;
  - o **manchas** a tracejado roxo identificam zonas de remodelações de redes AT que podem incluir o eventual ajuste pontual de traçado, com largura total de 2 km.
- Simbologia cromática:

	Linhas AT a 60 kV
	Subestações AT/MT
	Desativação e remoção de linhas e subestações
	Modernização de linhas AT

- Simbologia padronizada:

	Corresponde a ligações que serão intervenionadas para modernização e poderão sofrer alteração de traçado
	corresponde a novas ligações aéreas de AT
	refere-se a novas subestações AT/MT
	destina-se a assinalar linhas subterrâneas
	destina-se a assinalar linhas aéreas



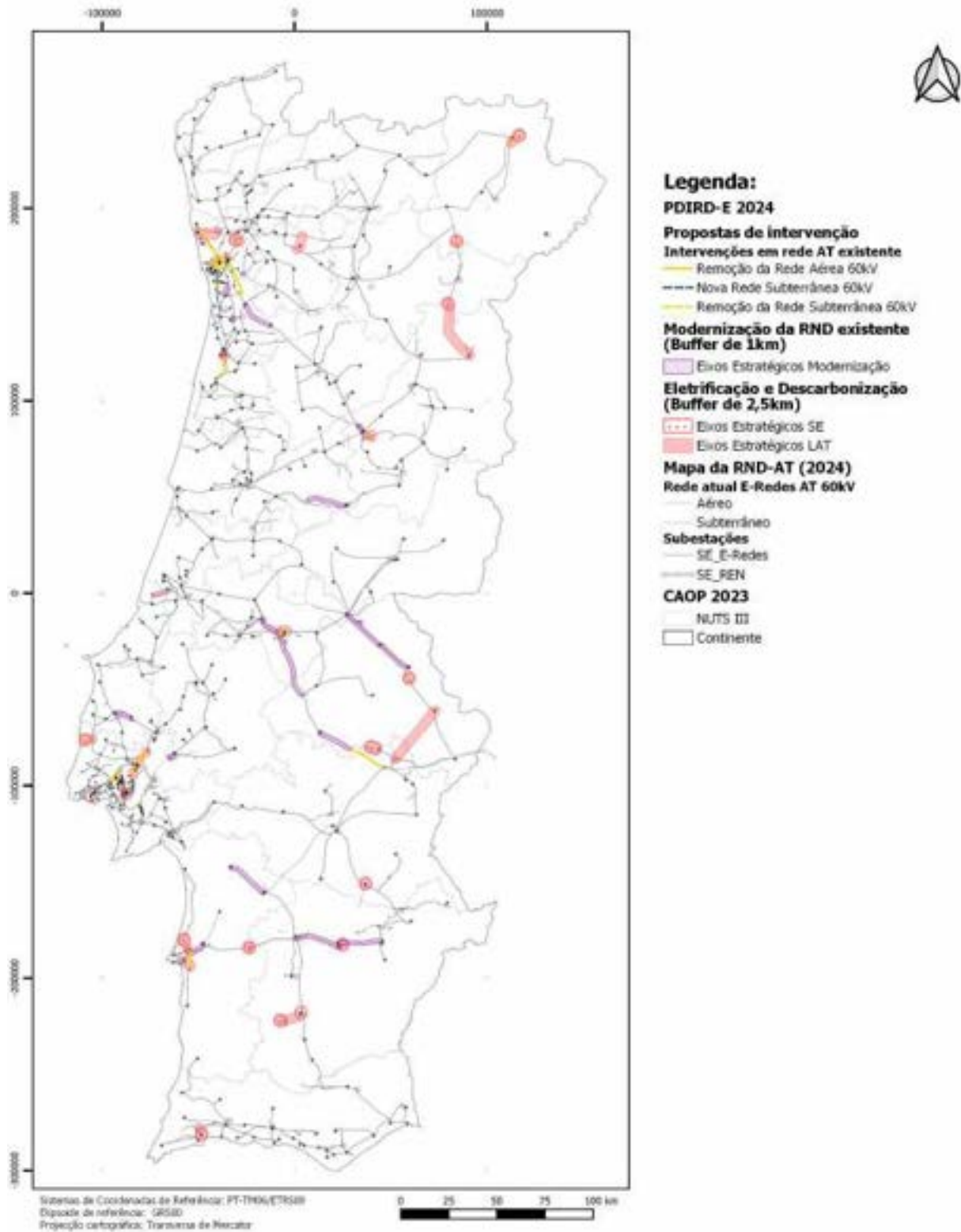


Figura 4 – Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND previstos na proposta de PDIRD-E 2024, que apresentam expressão territorial. (Fonte: E-REDES, SA, 2024).

### 3.4 Estratégia de comunicação e envolvimento

De acordo com as melhores práticas internacionais definidas pela IAIA, entre os seis critérios de desempenho definidos para a AAE inclui-se a *participação*. De facto, ao assegurar uma AAE participativa criam-se condições para uma maior divulgação do conteúdo do Plano e da respetiva Avaliação Ambiental, propiciando o envolvimento institucional e do público interessado no processo de tomada de decisão. Esta abordagem, e a inclusão explícita dos contributos e preocupações relevantes, garante uma maior transparência da avaliação e do processo de decisão que leva ao desenho final do Plano.

Neste contexto, assume-se a relevância da estratégia de comunicação e envolvimento definida para a presente edição do Plano cuja síntese se apresenta na Figura 5.

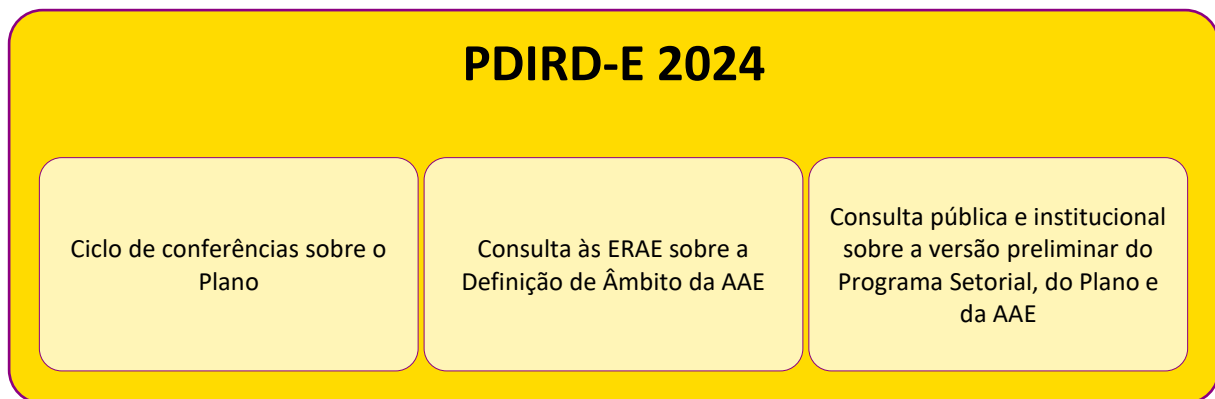


Figura 5 – Síntese da estratégia de comunicação e envolvimento institucional e do público.

Como se pode constatar, o envolvimento público e institucional no âmbito da presente edição do Plano foi mais amplo do que o estritamente preconizado pela legislação em vigor aplicável (RJ da AAE, Lei do SEN e RJIGT).

Até ao momento, foram concretizadas três conferências, das quatro previstas no Ciclo de Conferências sobre as temáticas associadas aos Pilares de Investimento do Plano (ver Figura 6), aberto à sociedade em geral e divulgado através dos órgãos de comunicação social (jornal Expresso) que constituiu um marco significativo no debate sobre o futuro da energia em Portugal.

Durante o mesmo lapso temporal foi realizada a consulta institucional às ERAE sobre o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão que incluiu não só o envio do respetivo relatório, mas a realização de um *workshop* participativo sobre o mesmo. Nesse *workshop* foi feita uma apresentação da primeira versão do Plano e da correspondente proposta de quadro de avaliação e responderam-se às dúvidas suscitadas, contribuindo para o maior esclarecimento das ERAE em momento prévio à emissão do respetivo parecer.

No ponto 5.6 deste relatório podem ser consultados os contributos das ERAE para o presente quadro de avaliação e a versão integral dos respetivos pareceres encontra-se no Anexo III – Resultado da consulta às ERAE no âmbito do RFCD.





Figura 6 – Temas-chave abordados no ciclo de conferências PDIRD-E 2024: Adaptação Climática, Transição Energética, Modernização.

Futuramente, aquando da finalização da versão preliminar para consulta do Programa Setorial, do Plano e da presente AA, ocorrerá o terceiro momento de interação com a realização da consulta pública e institucional sobre os mesmos (consultar Figura 7). O início da consulta será divulgado através da publicação de anúncios, em pelo menos duas edições sucessivas, de jornais de circulação regional e nacional. Durante o período de consulta será realizado um primeiro Roadshow para divulgação, a diversas entidades, da versão preliminar do Plano e criada uma página específica no sítio da internet da E-REDES.

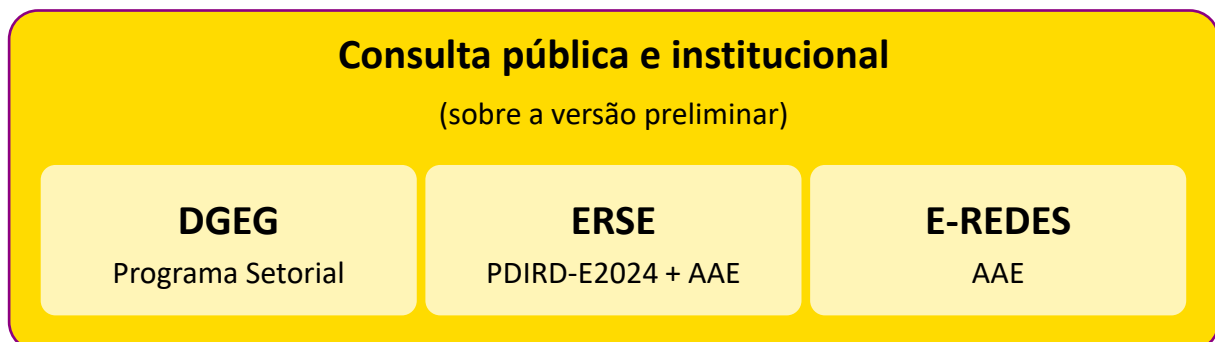


Figura 7 – intervenientes na dinamização da consulta pública e institucional sobre a versão preliminar do Programa Setorial, do Plano e da respetiva AA.

No final, após a conclusão da elaboração da versão final do Plano, que incluirá contributos das consultas realizadas, está prevista a realização de um novo momento de interação. As ações de divulgação previstas contemplam a quarta e última conferência do Ciclo de Conferências do PDIRD-E 2024 (já assinalada na Figura 6) e um segundo Roadshow destinado à divulgação institucional desta versão final do Plano.

## 4 QUADRO DE GOVERNAÇÃO

No âmbito do processo de realização da AA do PDIRD-E 2024 identificou-se um conjunto de instituições e partes interessadas consideradas relevantes para o efeito, tendo em conta não só as respetivas competências e responsabilidades institucionais, mas também os seus interesses, com interferência a diversos níveis de decisão e em diferentes fases do processo de concretização dos projetos decorrentes do PDIRD-E (Quadro 1).

Quadro 1 - Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024

ENTIDADES	ÁREAS DE COMPETÊNCIA e RESPONSABILIDADES
<b>E-REDES (Operador da Rede de Distribuição)</b>	Entidade responsável por garantir o abastecimento de eletricidade (escoar a energia dos produtores e abastecer os clientes do comercializador). Desenvolve e opera a Rede Nacional de Distribuição cumprindo os objetivos regulatórios em termos de qualidade de energia, número e duração das interrupções de energia, a expansão e a fiabilidade da rede e por fornecer serviços aos comercializadores.
<b>Governo</b>	Definição estratégica e legal para o setor; definição da política energética e climática (em consonância com diretrizes estratégicas da UE)
<b>ERSE</b>	Regulação, regulamentação, supervisão e fiscalização do setor energético, contribuindo para o cumprimento da política energética e climática, salvaguardando o interesse do mercado e dos consumidores e incorporando uma análise intertemporal dos diversos impactes, conciliando os interesses da sociedade, presente e futura.
<b>DGEG</b>	Conceção, promoção e avaliação das políticas relativas à energia e aos recursos geológicos, numa ótica do desenvolvimento sustentável, de garantia da segurança do abastecimento, diversificação das fontes energéticas, da eficiência energética e da preservação do ambiente; Regulamentação do setor da energia e dos recursos geológicos.
<b>REN, SA (Operador da RNT)</b>	Entidade responsável pela segurança e continuidade do serviço de eletricidade, com o dever de assegurar permanentemente o equilíbrio entre a produção e o consumo de energia elétrica, enquanto gestor técnico global do Sistema Elétrico Nacional. Desenvolve e opera a Rede Nacional de Transporte, as interligações com a rede elétrica de transporte espanhola e as interligações com a Rede Nacional de Distribuição.
<b>APA</b>	Gestão integrada das políticas ambientais e de sustentabilidade, de forma articulada com outras políticas sectoriais e em colaboração com entidades públicas e privadas que concorram para o mesmo fim, tendo em vista um elevado nível de proteção e de valorização do ambiente e a prestação de serviços de elevada qualidade aos cidadãos; implementação da política de ambiente; desenvolvimento dos instrumentos de avaliação e gestão ambiental; autoridade de AAE.
<b>CCDR</b> (Norte, Centro, Lisboa e Vale do Tejo, Alentejo e Algarve)	Definição de estratégias de desenvolvimento integrado e sustentável do território, contribuindo para a competitividade e coesão do território nacional; executar as políticas de ambiente, de ordenamento do território e cidades e de desenvolvimento regional; promover a atuação coordenada dos serviços desconcentrados de âmbito regional e apoiar tecnicamente as autarquias locais e as suas associações.

ENTIDADES	ÁREAS DE COMPETÊNCIA e RESPONSABILIDADES
<b>ICNF</b>	Gestão do património natural e florestal, envolvendo os atores do desenvolvimento territorial nas medidas e ações de conservação da natureza e de gestão da floresta.
<b>PC</b>	Gestão, salvaguarda, valorização, conservação e restauro dos bens que integram o património cultural imóvel, móvel e imaterial do País.
<b>DGT</b>	Promoção do desenvolvimento territorial nos domínios da valorização do território e da informação geográfica, da transição digital e da cooperação institucional.
<b>IPMA</b>	Promoção e coordenação da investigação científica, desenvolvimento tecnológico e inovação no domínio do mar e da atmosfera, além de assegurar a implementação das estratégias e políticas nacionais nas suas áreas de atuação. É autoridade nacional nos domínios da meteorologia, meteorologia aeronáutica, do clima, da sismologia e do geomagnetismo.
<b>Câmaras Municipais</b>	Definição de estratégias de desenvolvimento do território, no âmbito da qual pode assegurar uma adequada compatibilização entre as necessidades de adaptação e expansão da RND e fomentar oportunidades de produção e consumo de energia de base FER.
<b>População</b>	Participação nos processos de decisão, nomeadamente, no decurso dos processos de AIA e AAE através da consulta pública.
<b>ONGA</b>	Participação nos processos de decisão, através da consulta às ERAE e da consulta pública; colaboração na apreciação de impactes e tomada de ações preventivas e de mitigação.

Este quadro de governação constitui a arquitetura de interações institucionais que enformam o processo de decisão do Plano. Como se pode constatar, as entidades intervenientes, em múltiplas situações, apresentam competências que, embora se revistam de natureza distinta, se materializam territorialmente no mesmo espaço físico, o que implica uma interação próxima.

Todos os atores são chamados a participar nos processos de decisão, no âmbito da consulta às ERAE e/ou de consulta pública, tanto no que respeita ao desenvolvimento do PDIRD-E como dos projetos específicos que dele decorram.

Pode ser consultada informação mais detalhada no Anexo I – Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.

## 5 QUADRO DE AVALIAÇÃO

### 5.1 Introdução

A preparação do quadro de avaliação adequado à presente AA foi antecedida de um processo de definição de âmbito da mesma (ver Relatório de Fatores Críticos para a Decisão do PDIRD-E 2024 e resultou na identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD) que refletem os temas estruturantes e os aspetos decisivos a abordar na análise e na avaliação das intervenções propostas no Plano. A identificação destes FCD teve em consideração a natureza do objeto de avaliação e a ponderação integrada:

- do **Quadro de Referência Estratégico (QRE)** que fornece indicações relativamente às macropolíticas, planos, políticas e orientações estratégicas consideradas relevantes para os objetivos da AA, face às questões levantadas pelo PDIRD-E, das quais se extraem as temáticas, problemas e/ou orientações consideradas mais relevantes;
- das **Questões Estratégicas (QE)** que determinam a conjuntura estratégica, os objetivos e as linhas de força que norteiam o PDIRD-E;
- das **Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS)** suscitadas pelas estratégias de expansão pretendidas e que decorrem de uma visão integradora dos Fatores Ambientais (FA) definidos no Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho.

A Figura 5 ilustra, precisamente, o resultado desta abordagem cruzada e integradora das três componentes e que conduzem à identificação dos FCD no seu espaço de interseção, permitindo que se identifiquem os domínios considerados estruturantes e incontornáveis na AA do plano.



Figura 8 – Processo integrado de definição dos FCD, de acordo com o [Guia de Boas Práticas para a AAE](#) (Partidário, 2012)

## 5.2 Quadro de Referência Estratégico

De acordo com o Guia de Boas Práticas para a AAE (Partidário, 2012), o Quadro de Referência Estratégico (QRE) constitui a moldura das *macropolíticas estratégicas da AAE*, que estabelecem *um referencial para a avaliação do Plano*. Nele se incluem os documentos estratégicos, considerados de referência - tanto no contexto internacional como nacional, com destaque para os seus objetivos, metas e orientações ambientais e de sustentabilidade. No essencial, essa grelha referencial permitirá uma leitura articulada com as estratégias e intervenções propostas no Plano, com o objetivo de identificar convergências, sinergias ou eventuais conflitos e ausências de sintonia.

No caso do PDIRD-E 2024, consideram-se como constituintes do QRE um conjunto de documentos (Estratégias, Planos, Agendas, Convenções e diplomas legais) cujo âmbito, objeto e abordagem têm relevância direta ou indireta com o Setor Energético e com as diversas dimensões territoriais, ambientais e sociais, particularmente no domínio da distribuição de energia elétrica em Alta e Média tensão (AT e MT). Dele decorrem diretrizes que determinam metas e objetivos a cumprir, nos quais o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e, neste caso, a E-REDES enquanto Operador da Rede de Distribuição (ORD), se tem de posicionar.

Como se referiu na descrição do objeto de avaliação desta AA, as propostas de intervenção na RND estão inseridas num quadro de profunda transformação do SEN, estando o ORD a conceber o seu Plano com pilares de investimento destinados:

- i) A renovar e modernizar os seus ativos maximizando a capacidade da rede existente;
- ii) A promover a resiliência das infraestruturas e a conservação e promoção dos valores ambientais;
- iii) A expandir a rede criando condições para acolher a nova produção, viabilizando os esforços estratégicos do Estado concedente e do sistema elétrico para a sua eletrificação e a descarbonização;
- iv) A operar a transformação digital, incrementando a eficácia, a eficiência e a segurança da rede;
- v) A dar suporte à atividade.

Com efeito, uma parte substancial destes investimentos traduzem-se, direta ou indiretamente, em respostas ao QRE identificado, profundamente marcado pelo desígnio global do combate às alterações climáticas, pela descarbonização da economia, pela maximização da incorporação de FER e pela urgência de cumprir as metas estabelecidas, sem comprometer os valores sociais, territoriais e ambientais.

Os pilares de investimento definidos retratam um foco específico na modernização de ativos com desempenho menos satisfatório, na resiliência e na transição digital, permitindo a manutenção dos níveis da qualidade serviço e da segurança de abastecimento, a promoção de soluções de flexibilidade e das redes inteligentes, um desempenho da RND mais eficiente e com potencial de resistência a eventos climáticos extremos. Por outro lado, os investimentos incluídos no Plano constituem um veículo para a transição energética, particularmente, com a criação de condições para o incremento do acolhimento de nova

produção renovável (concentrada, distribuída e de *prosumers*<sup>3</sup>) e para a satisfação de novos consumos (p.e., associados à mobilidade elétrica e a atividades económicas e industriais em processo de alteração da sua matriz energética).

O QRE para o PDIRD-E 2024, por outro lado, também acentua a relevância das dinâmicas de transformação, em particular nos princípios associados a uma “transição justa”, nomeadamente ao de potenciar novas modalidades de produção e de consumo de energia, da necessidade de preservar os valores territoriais e de reduzir as desigualdades e assimetrias territoriais, promovendo um desenvolvimento policêntrico, equilibrado e de valorização da diversidade e especificidade das qualidades territoriais. Nesse sentido, os documentos estratégicos de escalas internacional, nacional, europeia e regional que constam do QRE relevam os princípios normativos da “transição justa” com os quais o presente Plano se pretende alinhar, assumindo como pilar central da proposta a modernização de ativos e a consequente maximização do potencial da rede existente.

Assim, a importância da dimensão territorial manifesta-se, pelo menos, em relação ao papel mais integrador ou mais fragmentador das diversas infraestruturas; à competitividade e capacidade de valorização dos recursos territoriais e à equidade e redução de desigualdades territoriais, que contempla a preocupação com a distribuição de recursos e de oportunidades, com o reconhecimento das comunidades afetadas e correspondente necessidade de participação e expressão, bem como com a prevenção e/ou redução da exposição a riscos.

O QRE permite, por isso, sistematizar um conjunto de objetivos e orientações de avaliação, integrando: a qualidade da inserção territorial da rede, acautelando efeitos de fragmentação territorial muitas vezes associados ao desenvolvimento das infraestruturas lineares; a compatibilidade das propostas de desenvolvimento da rede com o modelo territorial policêntrico preconizado para Portugal; o contributo para as dinâmicas locais e nacionais de competitividade e transição e nomeadamente para os processos de mudança nas formas de produção e de consumo de energia; os contributos para a redução das desigualdades territoriais, entendidas do ponto de vista da distribuição de recursos e de oportunidades, do reconhecimento da participação das comunidades afetadas e da prevenção e/ou reparação da exposição a riscos.

O QRE do PDIRD-E 2024 evidencia, também, a importância da compatibilização com aspetos ambientais, nomeadamente no que respeita a questões associadas à conservação da natureza e biodiversidade, à paisagem, ao património e, pontualmente, aos recursos hídricos. A evolução das infraestruturas da RND tem assentado na articulação com o quadro estratégico internacional e nacional no que respeita à integração do setor energético com as estratégias de conservação da natureza e gestão de recursos naturais, da paisagem e do património.

Na presente edição do Plano, para se concretizarem as metas definidas para a descarbonização e, em simultâneo, assegurar manutenção do serviço com as adequadas condições de qualidade e segurança, para além da prevista modernização de ativos, serão

---

<sup>3</sup> *prosumer* – ou prossumidor, agente de produção distribuída de energia (inclui a produção FER) que, em determinados momentos de produção insuficiente, também é consumidor de energia da rede elétrica de serviço público.

propostos investimentos com alguma expressão territorial para os quais existirão desafios de compatibilização com os fatores referidos.

Os vários documentos estratégicos selecionados para o QRE, remetem para o imperioso compromisso entre os objetivos pretendidos e as exigências ambientais determinantes, nomeadamente, as associadas à conservação dos elementos naturais (biodiversidade, fauna e flora) e manutenção e melhoria dos serviços ambientais associados, a gestão do recurso água, contribuindo para o seu bom estado, a conservação e proteção dos elementos patrimoniais (arquitetónicos e arqueológicos) e das paisagens associadas, a conservação das paisagens naturais e humanas dos territórios envolvidos.

O Quadro 2 apresenta a seleção dos documentos identificados como estrategicamente relevantes para o PDIRD-E 2024 e que, por isso, constituem o referencial para a avaliação ambiental das suas propostas. A simbologia inserida traduz a relação de influência ou condicionamento que é possível estabelecer entre os documentos estratégicos e cada um dos pilares de investimento do Plano, que se pode assumir como uma resposta do ORD às exigências do contexto traduzidas pelo QRE. Os documentos do QRE, de nível internacional, nacional e regional, foram organizados por ordem cronológica, dos mais recentes para os mais antigos.

Quadro 2 – Relação do Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 com os Pilares de Investimento propostos

Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<b>Enquadramento Internacional</b>					
<a href="#">Plano de Ação da UE para as Redes Eléctricas</a>	•	•	••	•	
<a href="#">Diretiva Energias Renováveis - RED III</a>	•		••	•	
<a href="#">Estratégia da UE para a Energia Solar</a>	•		••		
<a href="#">REPowerEU</a>	•		••	•	
<a href="#">Lei Europeia do Clima</a> <a href="#">Pacto Europeu para o Clima</a> <a href="#">Plano para atingir a Meta Climática em 2030</a>		•	•		
<a href="#">Estratégia de Proteção do Solo da UE para 2030</a>	•			•	
<a href="#">Nova Estratégia da UE para a adaptação às AC</a> <a href="#">Objetivo 55 (Fit for 55)</a>	•	•	•	•	
<a href="#">Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético</a>	•		•	•	
<a href="#">Estratégia da UE para uma Mobilidade Sustentável e Inteligente</a>	•		•	•	•
<a href="#">Estratégia de Biodiversidade da UE para 2030</a>	•	•	••		
<a href="#">Agenda Territorial 2030</a>	•	•	••	•	
<a href="#">Nova Política de Coesão da UE 2021-2027</a>	•	•	••	•	



Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<a href="#">Pacto Ecológico Europeu</a>					
<a href="#">Plano de Investimento para uma Europa Sustentável</a>		•	•		
<a href="#">Mecanismo para uma Transição Justa</a>					
<a href="#">Diretiva Quadro da Água</a>	•	•	•		
<a href="#">Estratégia a Longo Prazo para 2050</a>		•			
<a href="#">Sistemas Importantes do Património Agrícola Mundial (2018)</a>	•	•	••		
<a href="#">Agenda Urbana para a UE – Pacto de Amesterdão</a>	•		•	•	
<a href="#">Acordo de Paris</a>		•	•		
<a href="#">Quadro de Sendai para a Redução de Risco de Catástrofe 2015-2030</a>		•	•		
<a href="#">Agenda 2030 das NU para o Desenvolvimento Sustentável</a>	•	•	•		
<a href="#">Carta Europeia do Património Arquitetónico</a>					
<a href="#">Convenção para a Salvaguarda do Património Arquitetónico da Europa</a>	•	•	••		
<a href="#">Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural</a>					
<a href="#">Proposta de Alteração da Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural</a>	•	•	••		
<a href="#">Convenção Europeia para a Proteção do Património Arqueológico</a>	•		••		
<a href="#">Convenção Europeia para a Paisagem (2000)</a>	•	•	••		
<b>Enquadramento Nacional</b>					
<a href="#">Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050</a>	•	•	•		
<a href="#">Estratégia Nacional de Territórios Inteligentes</a>	•			•	
<a href="#">Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023)</a>	•		••		
<a href="#">Grandes Opções do Plano 2023-2026</a>	•	•	•		
<a href="#">Acordo de Parceria Portugal 2030</a>	•	•			•
<a href="#">Estratégia Nacional para uma Especialização Inteligente 2030</a>	•			•	•
<a href="#">Roteiro Nacional para a Adaptação 2100</a>	••	•••	•		
<a href="#">Regime Jurídico do Sistema Elétrico Nacional</a>	••	•	•••	•	



Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<a href="#">Regime relativo à resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias</a>	•	•	•	•	•
<a href="#">Estratégia Nacional de Proteção Civil Preventiva 2030</a>	•	•			
<a href="#">Lei de Bases do Clima</a>	••	•	••		•
<a href="#">Programa de Valorização do Interior</a>					
<a href="#">Programa Nacional de Investimentos 2030</a>	•	•	•		•
<a href="#">Plano de Recuperação e Resiliência</a>					
<a href="#">Plano Territorial de Transição Justa</a>					
<a href="#">Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)</a>	••		••	•	
<a href="#">Classificação como zonas especiais de conservação dos sítios de importância comunitária do território nacional</a>		•	••		
<a href="#">A Paisagem no âmbito municipal</a>					
<a href="#">Programa de Transformação da Paisagem</a>	•	•	••		
<a href="#">Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)</a>	•		•		•
<a href="#">Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas (P-3AC)</a>	•	•			
<a href="#">Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT)</a>	••	•	•		
<a href="#">Princípios ICOMOS-IFLA sobre as paisagens rurais como património</a>					
<a href="#">Política Nacional de Arquitetura e Paisagem</a>	•	•	••		
<a href="#">Plano Nacional de Emergência de Proteção Civil</a>	•	•	•		•
<a href="#">Avaliação Nacional de Risco</a>					
<a href="#">Plano de Ação para a Conservação das Aves Necrófagas</a>		•	••		
<a href="#">Plano de Ação para a Conservação do Lobo-Ibérico em Portugal</a>		•	••		
<a href="#">Programa Nacional de Regadios</a>					
<a href="#">Estratégia para o Regadio Público 2014-2020</a>		•	•		
<a href="#">Estratégia Nacional para as Florestas</a>	•	••	••		
<a href="#">Regime Jurídico de Salvaguarda do Património Cultural Imaterial</a>			••		
<a href="#">Plano Rodoviário Nacional (PRN)</a>					
<a href="#">Plano Ferroviário Nacional (PFN)</a>			•		
<a href="#">Estratégia Nacional para o Ar (ENAR 2020)</a>	•		•		
<a href="#">Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC 2020)</a>	•	••			
<a href="#">Lei de Bases da Política de Ambiente</a>	•	•	••		

Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<u>Lei da Água</u> (2005, 2023)	•	•	••		
<u>Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e da Biodiversidade</u> (ENCNB 2030)	•	•	••		
<u>Plano Sectorial da Rede Natura 2000</u>	•	•	••		
<u>Regime jurídico de Salvaguarda do Património Imaterial</u>	•	•	••		
Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC) Reservas da Biosfera Geoparques Mundiais	•	•	••		
<u>Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade</u>	•	•	••		
<u>Lei de Bases da Política do Regime de Proteção e Valorização do Património Cultural</u>	•	•	••		
<u>Convenção sobre Diversidade Biológica</u>	•	•	••		
Convenção de Berna (regulamentado pelo DL n.º 316/89, 22 de setembro)	•	•	••		
Convenção de Ramsar Convenção de Bona	•	•	••		
<b>Enquadramento Regional</b>					
<u>Planos de Gestão de Região Hidrográfica</u> (3º ciclo)	•	•	•		
<u>Programa Regional do Norte 2021-2027</u>					
<u>Programa Regional do Centro</u> (Centro 2030)	••	•	••	•	
<u>Programa Regional de Lisboa</u> (Lisboa 2030)					
<u>Programa Regional Alentejo 2030</u>					
<u>Programa Algarve 2030</u>					
Programas Regionais de Ordenamento Florestal (PROF)		•	••		
Programa de Reordenamento e Gestão da Paisagem (PRGP)		•	••		
<u>Planos de Gestão dos Riscos de Inundações</u> (PGRI – 2º ciclo)	•	•	•	•	

### 5.3 Questões estratégicas

As questões estratégicas estão estreitamente ligadas aos objetivos de elaboração do Plano e contemplam o pretendido alinhamento com o QRE. As QE retratam a resposta às macropolíticas do setor energético e os principais desafios a obviar para se atingirem os objetivos estratégicos do Plano, além de auxiliarem a definição dos FCD.

Para a presente proposta de PDIRD-E 2024, a E-REDES, enquanto operador da RND e responsável pelo seu planeamento, assumiu um conjunto de **objetivos estratégicos** que nortearam a definição dos investimentos e das intervenções na sua rede que se passam a enunciar:

- **OE1. Viabilizar** o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica.
- **OE2. Garantir** uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia.
- **OE3. Assegurar** a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas.
- **OE4. Assegurar** a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento inportáveis em períodos futuros;
- **OE5. Assegurar** a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

Este é o contexto das propostas de investimento e de intervenções na RND, que constituem o objeto de avaliação desta AA, as quais, no entender da E-REDES, são as necessárias e adequadas para se assegurar o cumprimento cabal dos objetivos e metas que resultam do QRE, nomeadamente, as resultantes das orientações da política nacional para o sector, clima, ambiente e território.

Salienta-se que os investimentos e intervenções propostos estão a ser delineados numa lógica de eficiência, contribuindo também para que “assegurem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento”.

Por outro lado, existe uma articulação entre os operadores da RND e da RNT para maximização da eficiência dos investimentos e integração das diversas redes do setor (de eletricidade e de gás). Como solicitado pela legislação em vigor, também está a ser equacionado um modelo de gestão flexível da rede que “assegure objetivos de máxima eficiência da capacidade disponível e a integração da geração e do consumo de modo dinâmico, sem colocar em causa a segurança do abastecimento”.

Nesse contexto, a E-REDES, como operador responsável pela elaboração da atual proposta de Plano, acentua a importância do seu desempenho enquanto agente central desta transição energética, através da promoção de estratégias que incrementem a capacidade, automação e flexibilidade da RND para o acolhimento do crescente potencial de produção (incluindo a produção FER) e de consumo de energia.

Assim, as **Questões Estratégicas** associadas ao PDIRD-E 2024 podem-se sintetizar nos seguintes desafios:

- QE 1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
- QE 2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
- QE 3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
- QE 4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
- QE 5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.
- QE 6. Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e das componentes humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
- QE 7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;
- QE 8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

No Quadro 3 é possível observar a relação entre as QE e os OE associados ao Plano e no Quadro 4 as relações das QE com os pilares de investimento do mesmo. Note-se que o Pilar de Investimento relativo ao *suporte à atividade* não assume particular relevância, no domínio da análise estratégica, uma vez que se destina a auxiliar a operacionalidade corrente do sistema, razão pela qual foi omitido deste quadro.

A observação dos dois quadros permite concluir, por um lado, que o Plano delineou propostas que evidenciam um grande equilíbrio entre as Questões Estratégicas e os Objetivos Estratégicos e, por outro lado, entre as Questões Estratégicas e os Pilares de Investimento, o que traduz a intensa interligação entre eles (QE, OE e PI). Há, no entanto, duas notas que ressaltam: a maior preponderância do OE5 (assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, minimizando as necessidades de expansão da RND) que estabelece relações fortes com diversas QE (QE2, 6, 7 e 8) e dos PI1 (Modernização) e PI3 (Eletrificação e Descarbonização) que se relacionam mais diretamente com as QE 2 e 8 e com as QE 1 e 6, respetivamente. Em qualquer dos casos, estes destaques demonstram a convergência com as exigências e condicionantes que resultam do QRE no qual se desenvolve a presente edição do Plano. Igualmente evidenciam o alinhamento do Plano com as estratégias e políticas que balizam o setor energético e, em particular, o ORD, de modo a garantir os níveis adequados de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição.

Quadro 3 – Relação das Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos

Questões estratégicas (QE)	Objetivos estratégicos (OE)				
	OE1	OE2	OE3	OE4	OE5
<b>QE1.</b> Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo.	•	•			
<b>QE2.</b> Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia.	•		•	••	••
<b>QE3.</b> Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança.	•	•	•		
<b>QE4.</b> Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.		•			•
<b>QE5.</b> Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação			••	•	••
<b>QE6.</b> Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e das componentes humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND	•				••
<b>QE7.</b> Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial	•	•		•	••
<b>QE8.</b> Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores	•	•		•	••

Quadro 4 – Relação das Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 com 4 dos pilares de investimento propostos

Questões Estratégicas	PI1.	PI2.	PI3.	PI4.
	Modernização	Resiliência e Ambiente	Eletrificação e Descarbonização	Transformação Digital
<b>QE1.</b> Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo.	•		••	
<b>QE2.</b> Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia.	••	•	•	
<b>QE3.</b> Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança.	•			••

Questões Estratégicas	PI1. Modernização	PI2. Resiliência e Ambiente	PI3. Eletrificação e Descarbonização	PI4. Transformação Digital
<b>QE4.</b> Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.	•		•	•
<b>QE5.</b> Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação	•	•	•	
<b>QE6.</b> Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e das componentes humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND	•	•	••	
<b>QE7.</b> Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial	•		•	
<b>QE8.</b> Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores	••		•	

## 5.4 Questões Ambientais e de Sustentabilidade

De acordo com o Guia de Boas Práticas para a AAE (Partidário, 2012), as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), contribuem para a *identificação de problemas e de potencialidades* associadas ao Plano em avaliação, assim como para a identificação das *oportunidades de desenvolvimento* e das *questões determinantes para a avaliação, ajustadas à escala geográfica e nível de decisão*. Segundo o mesmo documento, estas questões *contribuem para a identificação dos FCD, mas não devem nunca ser confundidas com os FCD*.

Para a definição das QAS procedeu-se a uma interpretação dos Pilares de Investimento previstos e dos seus objetivos à luz das potenciais consequências ambientais, de acordo com os fatores ambientais definidos no artigo 6º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, cujo resultado se apresenta no Quadro 5.

As QAS selecionadas estão diretamente relacionadas com a natureza das intervenções previstas nos diversos Pilares de Investimento (PI 1 a 4) e denotam as principais preocupações ambientais que são equacionadas na avaliação efetuada no que respeita ao desenvolvimento das novas infraestruturas, à adoção dos princípios de prevenção e/ou minimização de impactes, de promoção da capacidade de adaptação às Alterações Climáticas, de diversificação das fontes de energia e de redução das emissões de GEE. Como se pode observar, é dada uma atenção especial aos valores naturais, culturais e sociais.

Nota-se que, no caso da *modernização* da rede (PI 1) (onde se enquadra a renovação de ativos) as intervenções previstas poderão minimizar ou eliminar algumas das atuais afetações (a título de exemplo, com a remoção e enterramento de algumas linhas). Para a expansão da rede (PI 3 - *eletrificação e descarbonização*), o conhecimento dos constrangimentos mais relevantes permitirão que o futuro desenho da rede (no decurso da elaboração dos respetivos projetos) evite ou minimize novos impactes. Quanto aos

investimentos associados ao aumento da *resiliência* da RND e a um melhor desempenho *ambiental* (PI 2) salienta-se a potencial contribuição para a adaptação às alterações climáticas, para a promoção da proteção e conservação da natureza e para a valorização da paisagem e dos valores culturais.

Quadro 5 – Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024

Questões Ambientais e de Sustentabilidade	Fatores ambientais (FA) DL n.º 232/2007, de 15-6 (artigo 6.º)											
	Biodiversidade	Fauna	Flora	Património cultural	Paisagem	Água	Fatores climáticos	Atmosfera	População	Saúde humana	Bens materiais	Solo
<b>QAS1.</b> Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território	•	•	•	•	•	•			•		•	•
<b>QAS2.</b> Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede	•	•	•		•	•	•		•		•	
<b>QAS3.</b> Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte	•	•	•						•			•
<b>QAS4.</b> Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes	•	•	•			•	•	•				•
<b>QAS5.</b> Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes				•	•		•		•	•	•	•
<b>QAS6.</b> Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede							•		•		•	
<b>QAS7.</b> Melhorar o desempenho ambiental da RND	•	•	•			•		•	•	•		•
<b>QAS8.</b> Melhorar o desempenho social e territorial da RND				•	•	•			•	•	•	
<b>QAS9.</b> Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços	•			•	•				•	•	•	

## 5.5 Identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD)

Como se tem vindo a referir nos pontos prévios deste relatório, a definição dos FCD da AAE do PDIRD-E 2024 teve em consideração, de forma integrada:

- o objeto de avaliação, ou seja, as propostas do PDIRD-E;
- o Quadro de Referência Estratégico (QRE);
- as Questões Estratégicas (QE) associadas ao Plano;
- as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) suscitadas pelas estratégias de modernização e expansão da RND;
- as avaliações ambientais realizadas sobre anteriores edições do Plano.

Da metodologia de análise implementada, resumida na Figura 2, resultou a identificação dos Fatores Críticos para a Decisão. Atendendo ao facto de estar a ocorrer uma alteração significativa na estratégia de definição dos investimentos que constam no Plano, considerou-se que os FCD devem ter, na medida do possível, uma designação convergente com as motivações subjacentes aos investimentos propostos no plano, a saber: **Modernização da RND, Descarbonização da RND e Gestão dos Valores Territoriais**. Não se deixa de salientar que a harmonização de designações também traduz as preocupações ambientais subjacentes à natureza das intervenções em avaliação, em particular as relativas à racionalização da utilização da rede existente, à maximização da satisfação de consumos e integração de nova produção, assim como a minimização da ocupação territorial e de potenciais impactes ambientais deste tipo de projetos.

Estes FCD constituem a estrutura e o foco da AA do PDIRD-E 2024, cuja operacionalização se faz com recurso a um conjunto de **critérios de avaliação** e de **indicadores**, para cada um desses FCD. A caracterização destes FCD é apresentada no ponto 5.7 e já contempla os contributos recebidos das ERAE no âmbito da consulta sobre a definição de âmbito desta avaliação.

## 5.6 Consulta às ERAE relativa ao Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão

No decurso do processo de definição do âmbito da Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024, submeteu-se o Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão a consulta institucional às Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (no Anexo III – Resultado da consulta às ERAE no âmbito do RFCD, é fornecida a listagem de ERAE consultadas), solicitando-se que se manifestassem sobre o referido relatório, tanto no que concerne aos seus domínios de atuação específicos, como sobre a abordagem metodológica e os Fatores Críticos para a Decisão propostos.

Durante o prazo de consulta às ERAE, sensivelmente a meio do mesmo, a E-REDES promoveu uma sessão de trabalho com as ERAE consultadas que incluiu a apresentação da proposta do Plano e da proposta de definição de âmbito da respetiva avaliação ambiental (RFCD) e o esclarecimento de algumas questões que essas apresentações suscitaram. Esta sessão decorreu no dia 9 de maio de 2024, com um modelo híbrido: presencial, nas instalações da APA em Lisboa, e *online*, que contou com a participação de 16 entidades e de 51 participantes (21 presenciais e 20 *online* e 10 membros da equipa de elaboração do Plano e da correspondente AA).

Durante o prazo de consulta às ERAE (até ao dia 23 de maio de 2024), receberam-se contributos de 7 entidades: DGADR, ICNF, Turismo de Portugal, DGEG, CCDR-Algarve, CCDR-N, CCDR-LVT e, em prazo compatível com a elaboração do presente relatório, os contributos de mais 10 entidades: REN, Património Cultural, ANEPC, IMT, APA, Infraestruturas de Portugal, ANMP, LNEG, DGT e CCDR-C.

A apreciação das entidades consultadas foi no sentido de uma pronúncia favorável sobre o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão do PDIRD-E 2024 entendendo, no entanto, que



poderiam ser introduzidas algumas melhorias para o desenvolvimento da posterior avaliação ambiental do Plano, da qual resulta, como documento síntese, o presente Relatório Ambiental (RA).

No Quadro 6 apresenta-se um sumário dos principais contributos recebidos no âmbito da consulta às ERAE, bem como do entendimento que a equipa da AAE, em coordenação com a E-REDES, teve sobre os mesmos e das eventuais consequências para o processo de avaliação do Plano.

Os pareceres recebidos podem ser consultados integralmente no Anexo III – Resultado da consulta às ERAE.

Quadro 6 – Síntese dos comentários recebidos o âmbito da consulta às ERAE do RFCD.

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
<b>DGADR</b>	<p>4. Tendo em conta a estratégia descrita no RFCD, no que diz respeito à construção de novas linhas e de novas subestações será necessário ter em conta, (1) que caso as novas linhas atravessem áreas beneficiadas por AH sob tutela da DGADR (ou as faixas de proteção das respetivas infraestruturas, por vezes exteriores aos limites dos AH), deverá ser solicitada à DGADR emissão de parecer prévio vinculativo, e (2) que no caso das subestações, tratando-se de inutilizações de terreno não complementares da atividade agrícola, as áreas afetadas devem ser excluídas dos AH, invocando-se para tal o interesse público, sendo a exclusão solicitada através de requerimento a enviar à DGADR e envolvendo o pagamento de um montante compensatório conforme previsto na legislação em vigor.</p> <p>5. No caso das linhas que se pretende apenas alterar / modernizar, deverá igualmente ser solicitada à DGADR a emissão de parecer prévio vinculativo, uma vez que a mera deslocação de um metro, por exemplo, do percurso da linha dentro de um corredor existente, poderá levar a que a mesma passe a interferir com uma infraestrutura de AH (ou a sua faixa de proteção).</p> <p>6. Para além dos AH sob tutela da DGADR, existe ainda no território outro grupo de AH, de menores dimensões, que se encontram sob a tutela das então Direções Regionais de Agricultura e Pescas (DRAP), agora integradas nas Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) e que devem ser consultadas para emissão de parecer aquando da instalação de linhas e subestações.</p> <p>7. Atendendo ao exposto e ao estabelecido no RJOAH, esta Direção Geral emite parecer favorável ao presente RFCD.</p>	<p>Os pontos 3, 4, 5 e 6 são relevantes, tanto no contexto desta avaliação ambiental como, futuramente, durante a elaboração dos respetivos projetos.</p> <p>No âmbito da presente AA, foram analisadas as potenciais interferências com AH existentes e potenciais no âmbito do FCD3, critério 3: Inserção Territorial.</p> <p>Foi integrada uma recomendação que determina a consulta a esta entidade e à correspondente CCDR em fases subsequentes de elaboração de projeto.</p>
<b>ICNF</b>	<p>Após análise ao Relatório dos Fatores Críticos para Decisão, verifica-se que a incidência territorial da localização dos diferentes tipos de intervenção a avaliar na AAE e, em particular, relativas à alteração do traçado ou eventual enterramento de linhas, e à expansão da RND que inclui novas subestações e novas ligações AT e MT, aéreas e subterrâneas, deve atender ao seguinte: (...) eventuais efeitos nas Áreas Classificadas (...); eventuais efeitos nos geossítios identificados e classificados (...); eventuais efeitos nas áreas</p>	<p>No indicador Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em áreas com estatuto de conservação reconhecido já estava contemplada a avaliação de eventual interferência com Áreas Classificadas e Geossítios.</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>ocupadas com espécies florestais protegidas em legislação específica, tais como, o sobreiro, a azinheira e o azevinho, (...);</i></p> <p><i>eventuais efeitos na continuidade espacial e conectividade ecológica, em particular, em áreas integradas em Corredores Ecológicos estabelecidos nos Programas Regionais de Ordenamento Florestal, (...); eventuais efeitos em áreas submetidas a Regime Florestal (RF parcial ou total), (...);</i></p> <p><i>Às implicações que advêm da obrigatoriedade de implementação das faixas de gestão de combustível, nos termos do Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, na sua redação atual.</i></p> <p><i>No entanto, verifica-se a omissão de instrumentos de planeamento que apresentam orientações estratégicas relevantes para a AAE e contribuem para a definição dos FCD, nomeadamente: (...)</i></p> <p><i>Relativamente às QE apresentadas propõe-se que na QE.6 onde se lê “Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente” seja alterado para “Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e componentes humanizadas do ambiente”.</i></p>	<p>No caso das áreas ocupadas com espécies florestais protegidas, assim como em áreas submetidas a Regime Florestal e em relação aos corredores ecológicos, entendeu-se que - na presente fase de planeamento - em que apenas existe uma intenção de estabelecer novas ligações e/ou novas subestações, a avaliação dos investimentos do Plano deveria incidir, primordialmente, sobre fatores que pudessem por em causa a concretização das mesmas. Em relação aos regimes referidos considera-se que numa fase posterior de maior detalhe, estes deverão ser equacionados e a solução que vier a ser obtida deve ser submetida à apreciação do ICNF. Neste sentido, foi introduzida uma recomendação no ponto 6.5.4.</p> <p>No caso da implementação das FGC, a E-REDES juntamente com o CoLAB ForestWise tem em curso projeto<sup>35</sup> destinado a analisar os tipos de ocupação compatível que garanta a gestão do sub-coberto e o cumprimento das funções previstas para estas áreas. Com esta atuação inovadora, a E-REDES pretende uma maior e melhor gestão das faixas de gestão de combustível, tirando o máximo partido das funções destas faixas e potenciando a geração de valor para os proprietários rurais, sem prejuízo para a gestão dos ecossistemas.</p> <p>No que respeita às propostas de documentos para integrar o QRE, verifica-se que alguns já constavam do mesmo. No caso de outros documentos mencionados, incluiu-se o <i>Plano de Ação para a Conservação do Lobo-Ibérico em Portugal e Plano de Ação para a Conservação das Aves Necrófagas</i>. Os demais documentos, na medida do necessário, foram atendidos na avaliação, nas não constam do QRE.</p> <p>Acolheu-se a sugestão de alteração e reformulou-se a QE6.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p>No <i>Quadro 2 – Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 e relação com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos (...), entende-se que deva ser acrescentada a existência de relação forte entre o OE5 e a QE5, uma vez que com a OE5 se pretende assegurar a preservação dos valores naturais e a QE5 procura dar resposta ao cumprimento das obrigações regulamentares em matéria de gestão da vegetação.</i></p> <p><i>As propostas de investimento são organizadas em cinco Pilares de Investimento (Figura 3 do RFCD), contudo não é perceptível em quais dos pilares se integram as matérias da conservação da natureza e biodiversidade e das florestas. Dos cinco pilares apresentados destaca-se eventualmente o PI.2 Resiliência e Ambiente: melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível. Entende-se que este PI.2 deve ser alvo de reformulação de modo a clarificar e completar a redação proposta considerando as citadas matérias, tanto mais que, no Quadro3, do RFCD, é efetuada a relação das Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 com os pilares de investimento propostos estando as QE.5 e QE.6 relacionadas com o P2. Resiliência e Ambiente.</i></p> <p><i>No Quadro 4 – Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024 deve ser considerada a relação da QAS4 com o FA ‘Solo’, uma vez que existirá uma afetação direta (...)</i></p> <p><i>Atendendo à incidência territorial das propostas de intervenção do PDIRD-E 2024, e as implicações que daí poderão advir da afetação de territórios florestais sensíveis e da continuidade espacial e conectividade ecológica o RA deve avaliar, quais as implicações do Plano com as orientações dos PROF, particularmente, em matéria de Corredores Ecológicos (CE) definidos e estabelecidos nestes IGT, uma vez que constituem uma orientação macro e tendencial para a região em termos de médio/longo prazo, com o objetivo de favorecer o intercâmbio genético essencial para a manutenção da biodiversidade, e</i></p> <p><i>Deste modo, deve ser considerado nos objetivos de sustentabilidade do FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais a avaliação da eventual afetação e interferência das propostas de intervenção do PDIRD-E 2024 com os</i></p>	<p>Acolheu-se a sugestão de alteração e acrescentou-se a simbologia de uma relação forte (2 pontos) entre o OE5 e a QE5.</p> <p>Os pilares de investimento (designação do Plano) PI1, PI2 e PI3 têm relação com matérias relativas à conservação da natureza, biodiversidade e florestas. Procurando clarificar e complementar o solicitado, no Quadro 4 acrescentaram-se relações entre QE5 e PI3 e entre QE6 e PI1.</p> <p>Incluiu-se no Quadro 5 essa relação.</p> <p>No que respeita à integração da potencial afetação dos Corredores Ecológicos, do Arvoredo de Interesse Público e de áreas submetidas a Regime Florestal, considerou-se que, para uma infraestrutura desta natureza, com apoios pontuais ao solo, subestações de reduzida dimensão, com a possibilidade de adoção de ocupações compatíveis na FGC e com a possibilidade de se constituir como linha mista (aérea e subterrânea ao longo de vias públicas), a compatibilização com estas condicionantes teria necessariamente de ser efetuada numa fase posterior de projeto de cada uma das ligações previstas, de forma a que com o detalhe adequado se possam</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Corredores Ecológicos (CE) identificados nos respetivos PROF (...) Neste sentido, entende-se que as “áreas integradas em Corredores Ecológicos” devem ser consideradas num dos indicadores já descritos, propondo-se a sua integração no critério C3.2: Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural, e no indicador “Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em: ‘áreas integradas em Corredores Ecológicos’.</i></p> <p><i>De igual modo, o RA deve avaliar no FCD3 a eventual afetação e interferência com espécies protegidas em legislação específica e aos sistemas florestais objeto de medidas de proteção específicas nos respetivos PROF, elementos classificados como o Arvoredo de Interesse Público, geossítios e áreas submetidas a Regime Florestal, e considerar a sua integração nos respetivos critérios e indicadores (...)</i></p> <p><i>Propõe-se que no âmbito do FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais seja avaliado, ao nível das SWOT, as tendências de evolução associadas à deflorestação, degradação e fragmentação dos ecossistemas naturais e do seu potencial de conservação, nas quais devem também ser integradas questões que reforcem a relevância do compromisso entre os objetivos estabelecidos e as exigências ambientais associadas à gestão sustentável do recurso ‘Solo’ através da sua conservação e eventual restauração (...)</i></p> <p><i>No ANEXO I - Proposta de Entidades a Consultar considerar o ICNF como ERAE no FCD2 uma vez que este FCD considera a gestão de combustível (gestão da vegetação).</i></p>	<p>identificar eventuais afetações e decidir qual a melhor solução de traçado ou tecnológica que as consiga minimizar.</p> <p>Neste contexto, e como já referido, foi integrada uma nova recomendação para a fase de projeto.</p> <p>No âmbito do FCD1 (6.3.2) e na aplicação do princípio “não prejudicar significativamente” (6.6) foi integrada uma análise aos efeitos das FGC sob duas perspetivas. No primeiro caso, como um forte auxiliar na gestão da resiliência da RND a eventos climáticos extremos – no caso, dos incêndios rurais e, no segundo caso, na perspetiva da proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas. Nesta última abordagem e como já mencionado, constatou-se que o ORD tem vindo a desenvolver uma nova abordagem às FGC, segundo a qual, em vez da mera remoção de combustível nas faixas de gestão e nas áreas estratégicas de mosaicos, deve ser promovida substituição por um tipo de ocupação compatível que garanta a gestão do sub-coberto e permita cumprir as funções previstas para as FGC. Esta nova possibilidade de ocupação do solo nas FGC tem potencial para minimizar efeitos de fragmentação e degradação dos ecossistemas naturais promovendo a gestão sustentável do recurso solo.</p> <p>O ICNF foi adicionado como ERAE a consultar no âmbito do FCD1.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Verifica-se que a lista de dados que se entende como pertinentes para a análise dos efeitos ambientais do PDIRD-E está incompleta (...)</i></p> <p><i>No âmbito do Planeamento e Monitorização do Plano, julga-se importante que os planos e projetos futuros integrem orientações, referindo a título de exemplo as seguintes (...)</i></p> <p><i>Face ao exposto, (...), entende-se que o mesmo deva ajustado integrando os pontos identificados pelo ICNF, merecendo assim o seu parecer favorável.</i></p>	<p>Na medida do necessário e adequado à presente fase de planeamento, foram integradas as fontes de informação indicadas por esta entidade.</p> <p>Foram introduzidas as preocupações desta entidade nas Diretrizes de Planeamento e Gestão (6.5.4)</p> <p>Foram integradas todas as contribuições desta entidade que se consideraram pertinentes para melhorar o quadro de avaliação e se adequavam a uma fase de planeamento com reduzido detalhe de informação.</p>
<p><b>Turismo de Portugal</b></p>	<p><i>Comunique-se à E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A. a emissão de parecer favorável à atual fase da avaliação ambiental estratégica, alertando para o mencionado no ponto III, a ter em consideração na elaboração do Relatório Ambiental.</i></p> <p><i>Analisado o relatório de FCD do PDIRD-E 2024, informa-se o seguinte: (...)</i></p> <p><i>2. Nada há a opor, do ponto de vista do turismo, ao teor do documento, salientando-se a previsão de indicadores que garantem a avaliação das potenciais interferências das infraestruturas da RND sobre as áreas urbanas e os empreendimentos turísticos, (...). Releva-se, ainda, a previsão da análise dos impactes das infraestruturas da RND sobre o Sistema Nacional de Áreas Classificadas e as áreas de reconhecida importância ao nível da paisagem e do património, que constituem importantes recursos turísticos do território, que importa salvaguardar.</i></p> <p><i>3. No que se refere às fontes de informação dos indicadores, alerta-se que o Turismo de Portugal, IP disponibiliza no portal SIGTUR (<a href="https://sigtur.turismodeportugal.pt">https://sigtur.turismodeportugal.pt</a>) informação georreferenciada sobre a oferta turística, incluindo dados abertos sobre os empreendimentos turísticos existentes, que relevam para o desenvolvimento do Relatório Ambiental.</i></p>	<p>No âmbito da presente AA, foram analisadas as potenciais interferências com áreas urbanas e empreendimentos turísticos no âmbito do FCD3, critério 3: Inserção Territorial.</p> <p>No caso de potenciais efeitos sobre o SNAC e as áreas de reconhecida importância ao nível da paisagem e do património, a correspondente avaliação é concretizada no FCD3, com base nos diversos indicadores previstos para os Critérios 1: Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas e 3: Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural.</p> <p>As fontes de informação previstas e utilizadas incluem a referida por esta entidade.</p>
<p><b>DGEG</b></p>	<p><i>Apresentam-se, de seguida, algumas oportunidades de melhoria relativas aos indicadores identificados para o FCD1 e o FCD2. Relativamente ao FCD3 considera-se não serem necessários quaisquer esclarecimentos ou informação adicional, abordando uma temática que não está diretamente relacionada com as competências e atribuições da DGEG.</i></p>	<p>Esta entidade pronuncia-se favoravelmente em relação ao quadro de avaliação proposto e considera que o QRE, QE, QAS apresentados são adequados aos propósitos desta avaliação. No entanto, relativamente aos indicadores eleitos apresenta</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>FCDI – Modernização da RND</i></p> <p><i>Deverá ser explicado por que razão no critério de avaliação “Qualidade de serviço” não são considerados indicadores para a rede de Alta Tensão, mas apenas para a rede de Média Tensão (SAIDI MT e TIEPI MT).</i></p> <p><i>Deverá ser apresentada uma breve explicação sobre o indicador “Investimento diferido (€)” do critério de avaliação “Eficiência da RND”, uma vez que a fundamentação apresentada para este critério não é totalmente clara no que a este indicador diz respeito.</i></p>	<p>sugestões de melhoria que determinaram os esclarecimentos que se passam a indicar.</p> <p>Em relação à utilização de indicadores de média tensão para avaliação da qualidade de serviço técnica, salienta-se que esta opção advém do facto de, em conformidade com o RQS em vigor (regulamento n.º 826/2023), e conforme previsto no n.º 1 do art.º 20, os padrões gerais não abrangerem o nível de alta tensão (AT). Adicionalmente, o mecanismo de incentivo à melhoria de continuidade de serviço, com o duplo objetivo de promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos, está diretamente relacionado com os indicadores TIE MT e SAIDI MT. Ambos os indicadores contemplam as interrupções com origem na AT e que afetam a MT.</p> <p>A nova lei de bases do setor elétrico determina que devem ser consideradas alternativas de flexibilidade no âmbito do planeamento das redes de distribuição. Desta forma, no PDIRD-E 2024 foram estudadas e incluídas opções de flexibilidade como alternativa ao investimento convencional. O ORD propõe-se adiar os investimentos cuja satisfação de consumos esteja assegurada na rede base para 95% do tempo e gerir o risco acima deste limiar socorrendo-se de serviços de flexibilidade. Naturalmente, não havendo satisfação pelo mercado para os requisitos de flexibilidade publicados, deve o ORD cumprir a sua obrigação de assegurar a satisfação de consumos, sendo executados os investimentos apresentados em PDIRD-E, em conformidade com o previsto no enquadramento legal.</p> <p>Como esta abordagem se aplica apenas a situações em que a alternativa de flexibilidade se revela mais vantajosa, ela não foi utilizada na maioria dos investimentos previstos no Plano. No entanto, a metodologia para o estudo de alternativas de flexibilidade ainda está em fase de desenvolvimento e</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Deverá ser prestado um esclarecimento sobre como os indicadores selecionados para o critério de avaliação “Transição digital” (“Pontos de telecomando na rede MT”, “Taxas de eficácia do telecomando na rede MT” e “Extensão de nova rede de Fibra Ótica”) permitirão avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente à garantia de níveis adequados de cibersegurança.</i></p> <p><i>FCD2: Descarbonização da RND</i></p> <p><i>Os indicadores considerados para o critério de avaliação “Capacidade de receção de energia FER” (“Capacidade máxima de injeção na RND”, “Capacidade disponível para injeção na RND” e “Nova capacidade de receção de FER na RND”) não permitem discriminar que parte da capacidade de injeção/receção aumentada diz respeito a expansão da rede atual e a intervenções em rede existente. Tendo em consideração os objetivos de melhoria da eficiência e de maximização da utilização das infraestruturas existentes, considera-se que esta discriminação é relevante e deve ser apresentada.</i></p> <p><i>Deverá ser esclarecido de que forma os indicadores selecionados para o critério de avaliação “Capacidade de satisfação do consumo de energia”</i></p>	<p>consolidação. Por essa razão é expectável que seja possível desenvolver alternativas de flexibilidade para um maior número de projetos em próximas edições de PDIRD-E.</p> <p>A seleção deste indicador visava identificar o volume de investimento que, nesta edição do plano, poderia ser evitado com a adoção de soluções de serviços de mercado, as quais permitiriam adiar a necessidade desses investimentos. No entanto, devido à falta de informações sobre o possível sucesso dessas soluções de flexibilidade, decidiu-se encaminhar este indicador para monitorização, para que possa informar futuros ciclos de planeamento.</p> <p>O ORD tem como intenção fazer a cobertura completa da sua rede com pontos de telecomando e com a realização de comunicações por fibra ótica. Estes equipamentos e infraestruturas permitem uma gestão mais eficiente e ágil da rede e, como fazem parte de um sistema de gestão da rede com harmonização dos protocolos de comunicação, incrementam o nível de segurança da gestão da rede e propiciam adequados níveis de cibersegurança. Os indicadores selecionados contribuem para esta análise no âmbito do quadro de avaliação definido.</p> <p>Apesar de se entender a potencial relevância da distinção entre o acréscimo de capacidade atribuível a intervenções na rede existente e à expansão da rede, no presente caso, uma parte significativa dos investimentos previstos sobre a rede existente está relacionada com a renovação de ativos. Sublinha-se que no contexto do PI3 - Eletrificação e Descarbonização, o Plano identifica, de forma nominal, um conjunto de projetos de investimento propostos especificamente para aumentar a capacidade de receção na Rede Nacional de Distribuição (RND), detalhando tanto o tipo de intervenção quanto a capacidade criada.</p> <p>As propostas de investimento incluídas no Plano atenderam ao nível de utilização das atuais infraestruturas e a cenários de</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p>“Nível de utilização das instalações - Redes AT” e “Nível de utilização das instalações - SE AT/MT”) permitirão avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente à satisfação do aumento esperado da eletrificação dos consumos.</p>	<p>consumo, que já incluem os decorrentes da eletrificação da economia, previstos até ao ano horizonte do Plano.</p> <p>Das simulações realizadas, com os consumos previstos, prevê-se que apenas um número reduzido de instalações apresente uma utilização superior a 90% em 2030. Em concreto, cerca de 2% das subestações de AT/MT, bem como dois troços de rede de AT com aproximadamente 2 km, atingiriam esse nível, considerando o percentil de 100% nas simulações. No entanto, para as subestações, ao considerar o percentil de 95% nas simulações, todas apresentariam uma utilização inferior a 90%, o que reduz significativamente a possibilidade de atingirem níveis restritivos na sua capacidade de transformação.</p> <p>Em relação à rede de AT, um dos troços identificados com elevada utilização prende-se com a geração de energia renovável, mas com uma probabilidade reduzida de ocorrência. O outro troço, que também se estima uma utilização elevada, está relacionado com um previsível pedido de aumento de potência que pode não se concretizar. Assim, a probabilidade de nestes troços de rede poder ocorrer sobrecarga é muito baixa, motivo pelo qual não se prevê a realização de investimentos específicos no PDIRD-E 2024 para reduzir a sua utilização. Contudo, a evolução da ponta nestas redes será monitorizada ao longo do período do Plano, e se necessário serão aplicadas medidas mitigadoras.</p> <p>Pelo referido, assegura-se a satisfação dos consumos previstos para o período. Este indicador também será muito relevante no campo da monitorização.</p>
<p><b>CCDR-Algarve</b></p>	<p>Porquanto, propõe-se a emissão de parecer favorável, sem prejuízo da recomendação que deve ser ponderada na fase seguinte deste procedimento de avaliação ambiental, conforme exposto no (...)</p> <p>2.2. Contemplando o PDIRD-E 2026-2030 a pretensão da implementação de vários projetos de diferentes localizações e dimensões terão os mesmos de</p>	<p>Esta entidade pronuncia-se favoravelmente em relação ao quadro de avaliação proposto e considera que o QRE, QE, QAS apresentados são adequados aos propósitos desta avaliação.</p> <p>No entanto, salienta que em fase posterior deverão ser realizados estudos ambientais específicos para projetos que sejam abrangidos pela legislação vigente.</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>ser avaliados caso a caso relativamente à sua sujeição a avaliação ambiental, de acordo com a legislação em vigor.</i></p> <p><i>2.3. Ademais, considera-se de ponderar a criação de uma subestação de proximidade aos centros electroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim, e, necessariamente, uma linha de interligação com a subestação de Tavira, com o objetivo de evitar a proliferação de linhas desde cada um desses centros electroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim, até subestação de Tavira.</i></p>	<p>Adicionalmente, apresenta uma sugestão de melhoria para resolver potenciais consequências ambientais relativas à proliferação de linhas associadas a centros electroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim.</p> <p>No que concerne a este último ponto (2.3) refere-se que o nível de tensão máximo associado na rede AT da zona é de 60 kV. No caso de um número significativo de projetos desenvolvidos ou a desenvolver no concelho de Alcoutim, o ponto de injeção previsto pertence à RNT, com níveis de tensão <math>\geq 150</math> kV. Nessas circunstâncias é impossível ao ORD criar condições de acolhimento para esses projetos. No entanto, havendo projetos que tenham acesso à rede através da RND e constatando-se que os mesmos venham a causar impactes ambientais relevantes, o operador poderá vir a reequacionar a necessidade de criar um novo ponto de acesso à RND com maior proximidade.</p>
<b>CCDR-Norte</b>	<p><i>Este RFCD não apresenta antecedentes e referência a estudos, planos anteriores, nem referências a outros planos setoriais de ação conjunta como o PDIRT 2024-2033 de forma a compatibilizar informação, situação que merece realce.</i></p> <p><i>Importa referir que não se encontra disponível, nem foi entregue qualquer proposta de Plano (PDIRD-E 2024) objeto da AAE em apreço, nem outro qualquer documento que suporte as propostas que constam da AAE apresentada.</i></p> <p><i>Daqui salientamos que este documento, deveria apresentar uma caracterização mais robusta da RND, baseando assim as suas opções, o que não acontece, por falta de caracterização atual e existente dessa mesma rede de distribuição e consequentes alternativas de investimento, sendo uma falha a assinalar.</i></p> <p><i>Desta forma, deveria o plano, ainda que de forma sucinta, apresentar relação com os potenciais locais de autoprodução, offshore, hibridização de projetos de forma a garantir a articulação com a RND numa perspetiva futura.</i></p>	<p>Foi incluído no presente relatório um Anexo onde se apresenta uma breve contextualização de anteriores AA, das diretrizes de Planeamento e Gestão definidas e da integração das mesmas na presente edição do Plano.</p> <p>Os elementos fornecidos com o RFCD eram os disponíveis à data. A articulação entre os dois documentos consta no capítulo 2 e no ponto 6.2.</p> <p>Foi inserido um ponto (3.2) em que se apresenta uma breve descrição das alternativas de investimento equacionadas.</p> <p>O presente plano tem como objeto a RND e a capacidade da mesma de comportar o acréscimo de carga decorrente da eletrificação de consumos e da descarbonização da economia. Nesse sentido, não está diretamente relacionado com a</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Na definição do Quadro de Referência Estratégico (QRE) não é compreensível que não se tenha tido em consideração, desde logo, o Plano Intermunicipal de Ordenamento do Território do Alto Douro Vinhateiro (PIOT-ADV),(...) bem como a referência ao Programa Especial do Parque Arqueológico do Vale do Côa (PEPA Vale do Côa), (...) Acrescenta-se ainda as orientações do ICOMOS sobre Avaliação de Impactes no Património (...)</i></p> <p><i>Sugere-se que sejam igualmente considerados no QRE os seguintes documentos de referência (...)</i></p> <p><i>Salienta-se, ainda, a importância da relação terrestre e marítima ao nível do transporte e distribuição de energia gerada offshore, um aspeto que não foi tido em consideração no presente RFCD e que deverá ser equacionado.</i></p> <p><i>Sobre as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), sugere-se uma nova reflexão sobre a relação que se afigura existir entre:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· A QAS 1 e o Fator Ambiental Património cultural;</li> <li>· A QAS 4 e o Fator Ambiental Atmosfera;</li> <li>· A QAS 7 e o Fator Ambiental Biodiversidade</li> </ul> <p><i>Entende-se que para este FCD deveria ter sido apresentado um diagnóstico sobre a realidade atual da rede, de forma a comprovar, sustentar, e a retratar a evolução esperada, quer em perdas técnicas da rede existente, quer no que respeita ao efeito da incorporação de novas soluções e planeamento futuro, exercício que aqui não foi feito. Desta forma, seria</i></p>	<p>localização dos principais locais de produção ou focos de consumo, mas antes com a necessidade de resolver estrangulamentos na RND que possam por em causa a receção de nova energia e satisfação de novos consumos, a necessidade de criação de redundâncias, a resolução de passivos ambientais, a redução de perdas técnicas e a manutenção ou melhoria da QST.</p> <p>Foram indicados os documentos que se consideraram mais relevantes para a AA do PDIRD-E. No entanto tal não impede a consideração de outros instrumentos legais que, mesmo não tendo sido integrados no QRE se consideram importantes para a análise efetuada, com foi o caso do PIOT-ADV e do PEPA Vale do Côa. Quanto aos demais IGT referidos, considera-se que a sua relevância será maior para a fase subsequente mais detalhada de elaboração de projeto. No caso das orientações relativas à avaliação de impactes no património, não foi incluído nenhum documento dessa categoria no QRE, embora constem outros documentos estratégicos do ICOMOS.</p> <p>No caso da AA do PDIRD-E considerou-se que os documentos enunciados não relevavam para a Rede Nacional de Distribuição.</p> <p>A presente edição do Plano não tem qualquer intervenção relacionada com energia gerada offshore.</p> <p>Foram integradas as relações indicadas.</p> <p>Considerou-se que a avaliação solicitada não se enquadrava no âmbito do RFCD. O seu enquadramento foi efetuado, como previsto, na análise de tendências relativa ao FCD1 (ponto 6.3.1).</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>possível igualmente otimizar e avaliar a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.</i></p> <p><i>Para concretizar este FCD antevendo os investimentos propostos, nomeadamente em novas infraestruturas, deveria ser incluindo um indicador relativo incorporação de novas redes de eletricidade (km) produzida a partir de fontes de energia renováveis, de forma a propiciar a sua utilização, e acautelar a interoperabilidade entre redes.</i></p> <p><i>Também para a minimização e potenciação do investimento na Rede e a afetação do território, evitando a criação de novos corredores, e procurando, sempre que possível e adequado, a concentração de infraestruturas, considera-se que esta avaliação deveria ter em consideração o panorama geral das linhas existentes, ponderando a reorganização da rede através da supressão de linhas e do aproveitamento de corredores e infraestruturas atuais.</i></p> <p><i>Também neste Plano, e pelas mesmas razões, essa componente assume um maior destaque, em particular no que respeita à produção de FER eólica offshore, acompanhada por uma componente muito relevante de produção FER solar e, ainda, por necessidades de alimentar novos consumos de valores elevados em localizações onde não existe atualmente capacidade da rede.</i></p> <p><i>No critério C1.4: Adaptação às Alterações Climáticas (AC), sugere-se que os indicadores abordem de forma mais específica/discriminada os tipos de risco a que a Rede Nacional de Distribuição (RND) poderá estar sujeita, indo para além da abordagem ao risco de incêndio (...)</i></p> <p><i>(...) considera-se que deverá ser tido em consideração, através de um indicador específico, a minimização da produção de resíduos, a sua valorização e o fomento da economia circular.</i></p> <p><i>O Plano deveria viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da</i></p>	<p>O ORD não pode fazer distinção relativamente à origem da energia fornecida à rede. Como tal, a análise da expansão da rede foi efetuada em relação ao computo geral de energia a acolher.</p> <p>Como será possível constatar da leitura do presente documento, essa análise foi efetuada e uma componente significativa dos investimentos é precisamente para evitar a proliferação de linhas e, sempre que tecnicamente exequível, privilegiou-se a modernização de linhas e o aumento da sua capacidade de carga. Em determinadas situações (proximidade de áreas urbanas) é proposta a remoção de algumas linhas aéreas e o estabelecimento das linhas subterrâneas necessárias para manter essas ligações.</p> <p>Como já referido, neste Plano não constam investimentos relacionados com produção offshore. No caso de alimentação de consumos intensivos, a RND não tem previsão da necessidade de investimentos com essa função objetiva.</p> <p>Como se poderá constatar da leitura deste documento, a abordagem seguida teve em atenção os riscos mais relevantes para uma rede desta natureza, que incluíram os incêndios rurais, os ventos extremos e inundações (para além da localização em zonas de elevada intensidade sísmica e a proximidade de estabelecimentos ao abrigo do RJ PAG.</p> <p>A avaliação do potencial de circularidade é apresentada no ponto 6.6.</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>energia elétrica, (...) Para tal, esta avaliação deveria ter em atenção a indicação sobre as principais áreas de produção de energia fotovoltaica e eólica, assim como por base os locais de grandes consumos.</i></p> <p><i>Os investimentos e intervenções que estão aqui a ser delineados numa lógica de eficiência, deveriam assegurar a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia.</i></p> <p><i>Ao nível do critério C2.2: Capacidade de satisfação de consumo de energia, considera-se pertinente diferenciar o consumo por tipo de fonte de energia, de modo a mensurar a percentagem de Fontes de Energia Renovável (FER) e de cada tipo de FER.</i></p> <p><i>Procedendo à implantação do limite do Alto Douro Vinhateiro (ADV) Património Mundial e da sua Zona Especial de Proteção (ZEP), alterada pela Portaria n.º 122/2024, de 16 de janeiro, sobre a figura referida, constata-se a existência de propostas de intervenção que interferem com a ZEP do ADV, nomeadamente a instalação duas subestações, uma no concelho de Vila Flor e uma outra, no concelho de Vila Nova de Foz Côa, de onde provém apenas uma nova linha de AT (...) De facto, em momento algum desta avaliação se consegue perceber se irá ocorrer a supressão de linhas elétricas, perdendo-se, mais uma vez, a oportunidade de se efetuar uma reorganização das infraestruturas elétricas, através da supressão ou enterramento de linhas, do aproveitamento de corredores e infraestruturas existentes, no sentido de minimizar os impactes na paisagem gerados por estas infraestruturas. (...) Por outro lado, não é disponibilizada informação sobre o dimensionamento destas instalações, nem quanto às suas localizações efetivas (...)</i></p> <p><i>Assim, o PDIRD-E deveria pugnar pela não dispersão de mais linhas elétricas neste território e pela definição de corredores para estas infraestruturas, onde deveria ser equacionada a distribuição de outras redes</i></p>	<p>A localização dos futuros projetos de nova produção FER, completamente da responsabilidade e iniciativa de investidores privados, com compromissos e prazos desconhecidos do ORD, não podem condicionar o desenho da rede e das suas estratégias de expansão. No caso, o PDIRD-E considerou a melhor informação disponível sobre pedidos de ligação à rede – tanto na lógica de produção como de necessidades para consumo para decidir os investimentos na RND.</p> <p>O indicado por esta entidade coincide com os pressupostos de desenho da RND que deram origem aos investimentos propostos no Plano.</p> <p>A informação solicitada não pertence à E-REDES que desconhece a natureza dos contratos de fornecimento de energia através da sua rede, apesar de ter de ser eficaz na satisfação dos montantes de consumo solicitados.</p> <p>A duas subestações que serão implantadas correspondem a aberturas de linhas existentes. No caso de Vila Flor, pretende-se aumentar a capacidade de receção de produção na zona de Vila Flor e melhorar o desempenho da rede, com a antecipada redução das perdas e MQS Técnica e condições de exploração e, no caso da SE Marvão (em V N Foz Côa) pretende-se aumentar a capacidade de receção de produção na zona de Mêda, através da instalação de uma nova SE AT/MT no local da atual SE Marvão do tipo móvel (que será desmobilizada). Adicionalmente, consegue-se melhorar o desempenho da rede pelo incremento da redundância (recurso n-1), uma vez que a nova linha simples a construir permitirá integrar 2 SE atualmente em antena (SE Marvão e SE Pinhel).</p> <p>Numa fase posterior de maior detalhe, serão equacionadas soluções de subestação que minimizem a afetação patrimonial.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>em presença, preconizando a minimização dos impactes, pela remoção de linhas ou concentração de linhas nos mesmos pontos de apoio, pela remoção ou modernização de subestações existentes, no sentido de diminuir as áreas de implantação.</i></p> <p><i>Sublinha-se, não obstante, o entendimento de que, para além desta preocupação patrimonial, a reorganização da rede elétrica deveria ser extensível a toda a Região.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>- Da análise da Figura 2 (página 11), questiona-se se não seria pertinente que o Relatório Ambiental fosse submetido a consulta das ERAE previamente e não em simultâneo com a submissão do plano e documentos constituintes da AA a Consulta Pública.</i></p> <p><i>Integrar no RA um capítulo dedicado ao envolvimento público e à ponderação da consulta às ERAE, com identificação das aceitações e justificação das questões não integradas. Especificar o envolvimento dos atores locais, com referência a entidades públicas, privadas, stakeholders, ANEPC, Associação de Municípios, associações locais de produtores, entre outros, e ser mais específico desde logo, apresentar essas mesmas entidades a envolver nesta AA, situação aqui pouco abordada no presente RFCD.</i></p>	<p>Nas situações em que tal é possível, mediante os critérios estabelecidos pela E-REDES, foi equacionada a possibilidade de se adotarem soluções de linha subterrânea, minimizando afetação superficial, não só pela ausência de novas linhas como – algumas situações pela remoção de rede existente.</p> <p>O ORD cumpre as determinações do Estado Concedente na planificação dos investimentos a propor no Plano.</p> <p>As demais questões enunciadas relativamente ao FCD3 já estavam previstas no quadro de avaliação desenhado para o efeito.</p> <p>A consulta às partes interessadas, incluindo ERAE, cumpre o disposto na legislação aplicável, estando previstas, em complementaridade, ações de divulgação às ERAE e à sociedade sobre a versão preliminar do Plano e da sua AAE.</p> <p>Foi incluído um ponto respeitante ao Plano de Comunicação previsto para a presente edição do Plano.</p>
<p><b>CDDR-LVT</b></p>	<p>Recomenda-se assim a integração no QRE outros programas/planos de ordenamento em vigor, ou em elaboração, de nível regional e municipal (PROT, PDM), definidores dos modelos de ocupação nos territórios abrangidos pelo PDIRD-E que podem ser comprometidos/afetados pela presença de infraestruturas da RND, designadamente ao nível do território físico (ex: uso do solo/atividades existentes e previstas, paisagem...) e das populações/comunidades (ex: risco potencial para a saúde/perigosidade dos campos magnéticos, ruído das subestações, ...). Esta integração/consideração permite identificar precocemente potenciais conflitos com usos/utilizações presentes no território e permitir a prévia definição de princípios/diretrizes</p>	<p>No QRE indicaram-se alguns IGT de nível regional que se consideraram relevantes para a presente AA. Dada a abrangência e, em particular a escala de análise, assim como a indefinição associada a eventuais traçados que venham a ser definidos dentro dos eixos estratégicos (EE), não se considerou oportuna a análise dos PDM dos diversos municípios que, atualmente, são abrangidos por EE. Em fase subsequente de projeto, à semelhança do já realizado atualmente, será estabelecido contacto com os municípios de interesse para eventuais ajustes e compatibilização de traçado.</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p>enquadradores da implementação/concretização dos projetos na estratégia prevista no PDIRD-E.</p> <p>Sendo o PDIRD-E um plano setorial nos termos da alínea a) n.º 2 do artigo 39.º do RJIGT tem de ocorrer a devida articulação e compatibilização das respetivas opções (art.º 128.º do mesmo regime). (...) considera-se que a Restrição de Utilidade Pública Reserva Ecológica Nacional (REN) deverá ser identificada autonomamente, (...)</p> <p>O QRE apresenta uma diversidade de documentos aceitável nos âmbitos internacional e nacional. Contudo, apresenta algumas ausências no que diz respeito aos documentos cujas orientações valerá a pena considerar nestes âmbitos e não inclui documentos de âmbito regional. Destas lacunas poderá resultar uma análise que enquadre de forma deficitária os FCD.</p> <p>Adicionalmente, o QRE não distingue, no contexto internacional, o âmbito global do europeu. Recomenda-se a separação dos documentos considerados de âmbito global dos que correspondem ao âmbito europeu.</p> <p>O QRE inclui, desde já, documentos relativos ao âmbito nacional e regional. Contudo, recomenda-se ainda o enriquecimento do QRE através da eventual inclusão de documentos adicionais, como, por exemplo: (...)</p> <p>Por outro lado, deve também atender-se às áreas de prevenção de riscos naturais, nomeadamente as áreas de instabilidade de vertentes (e, nestas, de um modo particular as escarpas), as zonas ameaçadas pelas cheias e pelo mar, as zonas adjacentes e as áreas de risco de erosão hídrica do solo e, por fim, as áreas estratégicas de infiltração e de proteção e recarga de aquíferos, importantes para a proteção e recarga dos aquíferos.</p> <p>Mais, considera-se que as verdadeiras interferências com a REN deveriam resultar da avaliação, pelo uso e ocupação do solo, das funções desempenhadas pelas diferentes tipologias de áreas que integram a REN, (...).</p> <p>(...), do ponto de vista da gestão dos valores territoriais, recomendam-se indicadores adicionais, nomeadamente:</p> <p>1. Para o critério de avaliação “Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas”, indicadores que documentem: a) As letalidades observadas na biodiversidade (e.g., aves); b) O impacte nas áreas</p>	<p>Na avaliação efetuada a REN foi abordada de forma autónoma.</p> <p>Considerou-se que apenas deveriam ser equacionados 3 níveis de abrangência territorial para o QRE – internacional, nacional e regional, pelo que se manteve a anterior estrutura de QRE.</p> <p>Quanto aos documentos elencados, um número significativo já consta do QRE. Os demais documentos apesar de poderem ser relevantes numa fase subsequente de maior detalhe, não foram integrados no QRE, embora – sempre que relevantes, tenham sido considerados na AA do Plano.</p> <p>No âmbito do FCD1 e do FCD3 foram integradas avaliação de riscos naturais, climáticos e outros riscos de cariz mais territorial.</p> <p>De momento não se procedeu à análise desagregada da REN, que será mais ajustada numa fase subsequente de maior detalhe.</p> <p>A avaliação efetuada no âmbito do FCD3, já contempla a análise desagregada solicitada.</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p>de distribuição das espécies (particularmente das espécies com estatuto de conservação preocupante);</p> <p>2. Para o critério de avaliação “Inserção Territorial”, indicadores que documentem a presença de infraestruturas: a) Nos territórios vulneráveis da floresta (...); b) Nas Áreas Prioritárias de Prevenção e Segurança (APPS) (áreas classificadas com perigosidade de incêndio rural «alta» e «muito alta», de acordo com a carta de perigosidade de incêndio rural (...); c) Nos territórios do interior (...).</p> <p>No âmbito da REN destaca-se o FCD 3 – Gestão dos Valores Territoriais, embora apenas seja efetuada referência, num indicador, a “Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em outras áreas legalmente condicionadas”. (...) De referir que no Critério de Avaliação “Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas” será de considerar enquanto Indicador a extensão de linha localizada em áreas de REN que concorrem positivamente para a conservação de habitats naturais e de espécies da fauna e da flora identificadas no anexo I do RJREN.</p> <p>Recomenda-se a elaboração de um plano detalhado que reúna as ações previstas para o envolvimento público e institucional, bem como para a estratégia de comunicação. Recomenda-se para os momentos de consulta pública previstos, a divulgação do processo de avaliação através dos meios de comunicação social e da página de Internet da Agência Portuguesa do Ambiente, disponibilizando-se on line toda a informação necessária à consulta. Recomenda-se também que, no decurso da consulta pública, sejam diretamente convidadas a pronunciar-se as entidades associativas, (...)</p> <p>Finalmente, recomenda-se também que, no contexto da consulta pública, seja feita a publicitação clara e detalhada da forma como os comentários e contributos poderão ter sido tomados em consideração no âmbito da AAE.</p> <p>Recomendações</p> <p>A articulação deste tipo de infraestruturas com as áreas urbanas (edificadas ou a edificar existentes ou previstas) e com grandes projetos/áreas identificadas em instrumentos regionais ou municipais tem de ser tida como relevante na avaliação e atender às opções de ordenamento previstas nestes planos e programas. Note-se que no caso dos PDM as fontes de informação</p>	<p>Análise efetuada no âmbito do FCD1, em relação à vulnerabilidade aos fogos rurais e à sua presença em territórios menos favorecidos.</p> <p>A avaliação das áreas legalmente condicionadas, foi desagregada por tipo de área – relevante para o contexto de avaliação do Plano. Foram igualmente analisados potenciais conflitos com áreas pertencentes ao SNAC</p> <p>Foi integrado no RA, um ponto dedicado à Estratégia de Comunicação e envolvimento (3.4), no qual se sistematizam as ações de divulgação passadas, assim como se indicam as previstas para as fases subsequentes.</p> <p>No presente documento já existe um ponto em que se integram os contributos recebidos das ERAE consultadas na fase de definição do âmbito da AA.</p> <p>Nesta edição do Plano, um volume significativo de investimento está destinado à remoção de linhas aéreas e instalação de linhas subterrâneas em e na proximidade de áreas urbanas.</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p>são os Municípios. No âmbito da REN é de salientar a importância de ser atendida a delimitação da REN de cada município, conforme a carta publicada nos termos do respetivo regime jurídico, assim como as áreas identificadas no anexo III do mesmo diploma no caso dos municípios que não dispõem de carta de REN publicada. (...) Em suma, ainda que se trate de um plano estratégico de desenvolvimento, cujos projetos avaliados numa fase posterior de projeto, é nesta fase que devem ser identificados os principais constrangimentos em matéria de ordenamento do território onde se inclui a REN e não apenas no âmbito da AIA dos projetos onde a adaptação ao território e às dinâmicas instaladas/a instalar pode tornar-se num exercício de difícil concretização.</p> <p>Conclusão</p> <p>O PDIRD-E, para o ciclo de planeamento 2026 – 2030 é relevante do ponto de vista da socioeconomia do país pois será através deste plano que a modernização da rede, os ganhos em eficiência, a descarbonização, e a possibilidade de acompanhar o aumento da introdução de eletricidade proveniente de FER e a crescente procura, poderão concretizar-se.</p> <p>Relativamente à compatibilização de planos estratégicos, importa acautelar a compatibilização (...) dos dois planos (PDIRT e PDIRD) com vista à harmonização de propostas e a efetivos e adequados resultados que contribuam para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes</p> <p>De forma geral, o RFCD elaborado pela E-Redes no âmbito da AAE do PDIRD-E (2026-2030), conclui-se que está devidamente estruturado e responde genericamente à Diretiva 2001/42/CE e do DL n.º 232/2007, bem como as recomendações do “Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica” sugerindo-se que sejam acolhidas as recomendações/sugestões enunciadas permitindo assim consolidar o processo de avaliação ambiental em curso.</p>	<p>Deve-se atender a que na presente fase de planeamento, não existe detalhe suficiente para avaliar, em concreto, eventuais afetações de REN. Como tal, foram utilizadas as informações em formato vetorial disponibilizadas através da DGT.</p> <p>Neste contexto foram identificadas as áreas dos eixos estratégicos que, em termos latos, poderiam estar comprometidas com a REN.</p> <p>Na medida do possível, essa compatibilização está assegurada entre as partes, atendendo essencialmente às necessidades de interligação entre as duas redes.</p>
REN	<p><i>1. Começa-se por se destacar positivamente as referências feitas ao facto de o PDIRD-E 2024 ter de garantir a sua articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT), e respetivo desenvolvimento previsto.</i></p> <p>(...)</p>	<p>Esta entidade pronuncia-se favoravelmente em relação ao quadro de avaliação proposto e considera que o QRE, QE, QAS apresentados são adequados aos propósitos desta avaliação.</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p>4. Adicionalmente, no Quadro 7, nos indicadores que referem as “áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves”, considera-se que poderia ser preferível identificar “áreas sensíveis, críticas e muito críticas”, de acordo com o “Manual de Apoio à análise de projetos relativos à instalação de linhas aéreas de distribuição e transporte de energia elétrica” (janeiro de 2019).</p> <p>5. No global, a REN concorda com a abordagem do RFCD e considera-a adequada ao processo de AAE do PDIRD-E 2024.</p>	<p>Como sugestão de melhoria considera que deveriam ser identificadas “áreas sensíveis, críticas e muito críticas”, de acordo com o “Manual de Apoio à análise de projetos relativos à instalação de linhas aéreas de distribuição e transporte de energia elétrica” (janeiro de 2019). Confirma-se que na avaliação dos referidos indicadores se procedeu à análise das áreas críticas e muito críticas para aves.</p>
<b>Património Cultural</b>	<p>3.1. (...) verifica-se que do ponto de vista do Património Cultural, são evidentes as referências, nomeadamente no que se refere ao Quadro de Referência Estratégica (QRE).</p> <p>3.2. Quanto aos FCD verifica-se igualmente que foram considerados os efeitos do Plano sobre o Património Cultural, onde se inclui o Património Arqueológico e o Património Arquitetónico (...)</p> <p>3.3. A criação de um Quadro de Governança relativo a este Plano deverá compreender/identificar o Património Cultural, I.P. enquanto entidade com responsabilidades ambientais específicas (ERAE), com participação, designadamente na avaliação ambiental dos projetos a desenvolver/implementar, e/ou no acompanhamento das ações de minimização de impactes decorrentes da implementação dos mesmos (conforme o Decreto-Lei n.º 78/2023, de 4 de setembro e a Portaria n.º 388/2023 de 23 de novembro), bem como as Unidades de Cultura integrantes das quatro Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR), (...).</p> <p>3.5. Importa, pois, alertar que, nos termos legais, que todos os projetos localizados em servidão administrativa da tutela do Património Cultural, carecem do adequado parecer prévio e vinculativo relativo ao seu licenciamento por parte da competente administração do Património Cultural, (...)</p>	<p>Esta entidade entende que foram adequadamente integradas as preocupações relativas a eventuais efeitos do Plano sobre o Património Cultural e apresenta algumas recomendações que estão integradas na presente avaliação.</p> <p>Esta entidade, assim como as CCDR (que integram as Unidades de Cultura) contam do Quadro de Governança associado à AA deste Plano, como se pode observar no Quadro 1 e no Anexo I – Quadro de governança associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.</p> <p>Atualmente, todos os projetos localizados em servidão administrativa da tutela do Património Cultural são submetidos à apreciação da tutela e esse procedimento será mantido para todos os projetos decorrentes da implementação deste Plano.</p>
<b>ANEPC</b>	<p>Nos pressupostos orientadores para a elaboração de propostas de intervenção e expansão, sugere-se que seja incluída não apenas a avaliação dos riscos do projeto sobre o ambiente, mas também os riscos do ambiente sobre o projeto, avaliando-se a sua vulnerabilidade e resiliência</p>	<p>Esta entidade apresenta algumas sugestões de melhoria que foram acolhidas no presente relatório ambiental da forma que se passa a indicar.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>perante situações de ocorrência de acidentes graves e de catástrofes e os efeitos daí decorrentes. Este processo deve ser articulado com a "Avaliação Nacional de Risco" (documento integrado no Quadro de Referência Estratégico), a qual, para cada risco, materializa um processo de análise detalhado, incluindo estimativa do grau de gravidade dos danos potenciais e de probabilidade de ocorrência.</i></p> <p><i>Sugere-se que sejam incorporadas no FCD 1 "Modernização da RND" estratégias que contribuam para a prevenção de riscos, atribuindo ao critério de avaliação "Adaptação às AC" um sentido mais lato (por exemplo: "Prevenção de Riscos e Adaptação às Alterações Climáticas"), por se considerar que, pese embora no domínio das alterações climáticas serem considerados os fenómenos meteorológicos extremos (como sejam incêndios, secas, inundações), a prevenção de riscos é uma matéria mais abrangente, onde se insere outro tipo de riscos, naturais e tecnológicos, passíveis de afetar ou serem afetados pelos futuros projetos.</i></p>	<p>Aceitou-se a sugestão desta entidade de integrar, no FCD1, a análise associada à eventual vulnerabilidade e resiliência da rede atual e futura e de alteração da designação do critério <i>Adaptação às AC para Prevenção de Riscos e Adaptação às Alterações Climáticas</i>.</p> <p>Adicionalmente alteraram-se dois indicadores de forma a que passassem a integrar a avaliação de riscos (naturais). Foram selecionados os riscos que se consideraram mais relevantes no contexto da RND e recorreu-se a um estudo específico recentemente realizado para a E-REDES: <i>Adaptação Climática na Rede de Distribuição</i>, enquadrado pelo <a href="#">RNA2100</a>.</p> <p>Optou-se, ainda, por incluir no FCD3 um novo indicador sob a designação <i>Prevenção de outros Riscos</i>, no âmbito do qual se avaliaram o risco sísmico e o risco associado à presença de estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG.</p>
<p><b>IMT</b></p>	<p><i>No âmbito da Consulta Pública do Relatório dos Fatores Críticos para Decisão, Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026-2030, tendo em consideração que o IMT não integra o conjunto das entidades com responsabilidades ambientais específicas (ERAE)1, mas terá sido considerado como uma entidade relevante no âmbito da consulta em questão (...) tendo em conta a área abrangida pelo plano, haverá que ter em atenção as zonas de servidão e as restrições de utilidade pública das infraestruturas de transportes rodo e ferroviárias nacionais (...)</i></p> <p><i>No que respeita ao Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 e pilares de investimento propostos, sugere-se que sejam identificados os documentos de referência internacionais de forma distinta dos documentos de referência Europeus, apresentando-se, adicionalmente, os seguintes documentos de referência (...)</i></p> <p><i>No que respeita aos objetivos estratégicos que nortearam a definição dos investimentos e das intervenções na rede, sugerem-se as alterações dos</i></p>	<p>No âmbito do FCD3, critério 3.4 Assimetrias Territoriais, existe um indicador em que se analisam potenciais interferências com a rede rodoviária e ferroviárias existentes: "Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico: (...) na proximidade de outras infraestruturas lineares existentes (eixos rodoviários e ferroviários). No entanto, entende-se que a compatibilização destas infraestruturas, de natureza linear, apenas será eficaz numa fase de projeto.</p> <p>Considera-se que o nível internacional, engloba tanto os documentos de referência europeus como os que são adotados universalmente. No que respeita às propostas de documentos para integrar o QRE, verifica-se que alguns já constavam do mesmo. No caso de outros documentos mencionados, incluiu-se o RNA2100, também sugerido por outras entidades.</p> <p>Em relação à QE2 manteve-se a formulação inicial uma vez que se considera que assegurar a entrada de FER na rede não</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>OE2 e OE3, respetivamente, abaixo sublinhadas e assinaladas a negrito, as quais seriam refletidas, mutatis mutandis, nas respetivas Questões Estratégicas: (...)</i></p> <p><i>No que respeita aos Fatores Críticos de Decisão, considerando que constituirão a estrutura e o foco da AA do PDIRD-E 2024, considera-se que deverão assegurar a coerência do Plano com o disposto no Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (AFIR)<sup>1</sup>, nomeadamente tendo em conta as suas principais metas de implantação para 2025 e 2030, bem como com a proposta de regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações da União para o desenvolvimento da rede transeuropeia de transportes, (...)</i></p>	<p>constitui uma inovação em relação a anteriores edições do Plano; no caso da QE3, o contexto de eficiência energética adotado nesta AA está relacionado com a eficiência da infraestrutura, seja ao nível da ocupação territorial, seja ao nível da eficiência de operação e da qualidade de serviço a assegurar. Atendendo a este entendimento não foram alteradas as correspondentes QE.</p> <p>No que concerne à compatibilização do Plano com a possibilidade de criação de uma infraestrutura de combustíveis alternativos destinada a acelerar a adoção de veículos de zero emissões e a promover o desenvolvimento de uma infraestrutura de carregamento acessível e eficiente em toda a EU, constata-se que tal é conseguido – na medida do possível, pela viabilização dos consumos previstos no RMSA. A rede em apreciação</p> <p>Regulamento da Infraestrutura de Combustíveis Alternativos (AFIR), incluído no Pacote Objetivo 55, é uma iniciativa da União Europeia</p>
<p><b>APA</b></p>	<p><i>Sendo referido no RFCD, bem como de acordo com a informação disponível nesta Agência, a realização de avaliações ambientais sobre as anteriores edições do PDIRD-E, seria pertinente a inclusão da descrição destes antecedentes. Consequentemente, deveriam também ser apresentados os aspetos relevantes identificados no âmbito da elaboração dos respetivos Relatórios de Avaliação e Controlo (RAC), descrevendo o modo como foram considerados na AAE do presente Plano.</i></p> <p><i>Constata-se a existência de hiperligações que estão ‘vazias’, (...)</i></p> <p><i>No que concerne ao Objetivo exposto no RFCD, salienta-se a necessidade de serem claramente identificados e expressos os objetivos da AAE deste Plano, porquanto afigura-se não haver a devida diferenciação entre os objetivos do Plano e os objetivos da respetiva AAE: o procedimento de AAE não tem por objetivo discutir os objetivos do Plano, mas sim identificar e analisar os impactes do mesmo no ambiente.</i></p>	<p>Foi incluído um novo anexo, Anexo V – Síntese de anteriores AAE e do correspondente acompanhamento) com uma breve descrição dos antecedentes desta avaliação e integrados os aspetos mais relevantes do Seguimento do estado de implementação do Plano e das eventuais consequências ambientais.</p> <p>Estes aspetos foram corrigidos</p> <p>No âmbito do presente relatório e, em particular, no capítulo 2 e nos pontos 5.7 e 6.2 são indicados os objetivos da presente avaliação do investimentos propostos no Plano, os quais, como referido, são avaliados no contexto dos potenciais impactes, no e para o, ambiente.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Relativamente à Metodologia adotada, constata-se que a descrição das várias fases da metodologia de AAE está algo sumária, pelo que se sugere que a mesma seja completada e que inclua ainda uma breve descrição da fase de seguimento (a qual, aliás, integra a 'Figura 2-Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024').</i></p> <p><i>Por outro lado, sugere-se que na 'Figura 1-Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024', designadamente no bloco 'Acompanhar' seja feita referência à monitorização do estado de implementação da AAE do Plano, em vez da monitorização do estado de implementação do Plano.</i></p> <p><i>Refere-se ainda a necessidade de a Figura 2 ser completada com a referência os Relatórios de Avaliação e Controlo (RAC) a elaborar na fase de seguimento, à semelhança dos outros documentos que resultam das outras fases da AAE que integram esta figura.</i></p> <p><i>Sendo identificado o Objeto de avaliação, o Relatório refere que a produção de energia será principalmente de fontes renováveis, não as especificando, pelo que a mesma poderá ser fotovoltaica, eólica, cogeração, geotérmica, etc. Por sua vez, também não são indicados os locais de produção, pelo que a mesma poderá ocorrer em terra, em planos de água (como albufeiras), no mar, etc.</i></p> <p><i>Por outro lado, verifica-se a menção a terem sido construídas alternativas de investimento que permitiram definir um cenário de investimento para elaboração do PDIRD-E 2024, sem que essas alternativas sejam apresentadas e descritas, ainda que de uma forma sumária.</i></p> <p><i>É também pertinente que a caracterização sobre o desenvolvimento do Plano mencione as interações que o mesmo terá com os recursos hídricos.</i></p> <p><i>Verifica-se que não foi apresentado um Quadro Problema, que se considera ser um elemento de análise importante para a AAE, designadamente para a presente fase (...)</i></p>	<p>Neste documento nos pontos referidos no parágrafo anterior é apresentada uma descrição mais detalhada da metodologia de avaliação. A Figura 2 foi alterada de forma a acomodar o solicitado.</p> <p>No caso da Figura 1 não se procedeu a alteração uma vez que é entendimento da equipa que a implementação do Plano é que determina eventuais efeitos no ambiente que devem ser acompanhados no tempo.</p> <p>A figura foi complementada de acordo com o recomendado.</p> <p>No presente documento são apresentadas de forma exaustiva os investimentos – com expressão territorial, incluídos no Plano. Essa informação pode ser consultada no capítulo 3, ponto 3.3, onde pode ser encontrado o Quadro 10, com a localização e uma explicação detalhada da tipologia desses investimentos. No que respeita aos locais de produção, esses estão fora da carteira de investimentos do Plano, sendo da iniciativa de privados que apenas solicitam a integração da energia na RND. Os pedidos firmes foram integrados no planeamento e no desenho de rede proposto.</p> <p>A alternativas de investimento equacionadas são apresentadas no ponto 3.2.</p> <p>Por lapso não tinha sido incluído o critério de interferência com os recursos hídricos, procedeu-se a essa inclusão e a correspondente avaliação consta do presente documento.</p> <p>Neste relatório consta o quadro-problema associado à AA do Plano, repartido pelos três FCD (Quadro 14, Quadro 28 e Quadro 39).</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Recomenda-se que seja estabelecida a relação entre a QE5 e o OE5 [interação que se considera forte (●●)], dada a preocupação com o potencial impacte negativo das faixas de gestão de combustível na proximidade de cursos de água, quando é afetada a galeria ripícola existente ou comprometido o restauro da mesma.</i></p> <p><i>Por outro lado, considera-se que o QE1 devia ser relacionado com o pilar de investimento 'P2-Resiliência e Ambiente'.</i></p> <p><i>Por sua vez, considera-se que deverá ser considerada a interação do Fator "Água" com a QAS1, a QAS2 a QAS5, a QAS8 e a QAS9 (...)</i></p> <p><i>No entanto, considera-se que os instrumentos considerados no QRE são excessivos (mais de 80): (...) Por outro lado, salienta-se a pertinência de ser feita referência aos diplomas legais que publicam ou aprovam todos os instrumentos listados no QRE, no sentido de garantir a utilização da última versão de todos os documentos (...)</i></p> <p><i>Atento ao assunto em avaliação no âmbito desta AAE, a análise das opções estratégicas para o PDIRD-E 2024 deve articular-se com as Estratégias e/ou Planos Municipais de Adaptação às Alterações Climáticas, Planos Intermunicipais (e Metropolitanos) de Adaptação às Alterações Climáticas, e Planos Regionais ou Municipais de Ação Climática disponíveis, ponderando a forma como o Plano a desenvolver atenua ou intensifica os efeitos das alterações climáticas sobre os territórios abrangidos.</i></p> <p><i>Dá-se ainda nota que, o desenvolvimento das opções estratégicas deverá acompanhar as linhas de ação dos planos e programas de âmbito nacional,</i></p>	<p>Foi inserida esta recomendação no Quadro 2.</p> <p>Atendendo à tipologia dos investimentos previstos para o PI 2 (Manutenção da Qualidade de Serviço Técnica, Promoção ambiental e Abertura e restabelecimento de FGC) não se considera que este tenha relação direta com o QE1 (QE1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo.)</p> <p>Procedeu-se à inserção de relações entre o Fator "Água" e as QAS1, QAS2 e QAS8. No caso das QAS5 e QAS9, entendeu-se que o seu âmbito não determinava ligações ao Fator "Água".</p> <p>Atendendo ao contexto nacional do Plano e aos contributos em diversas estratégias e políticas assim como a necessidade de assegurar a integração com outras tantas estratégias e políticas nos domínios de análise definidos, impediu o menor número de documentos. Optou-se por inserir uma ligação para cada documento de referência e, sempre que foi o caso, para a versão consolidada dos mesmos. No Anexo II - Quadro de Referência Estratégico são apresentadas as metas e os objetivos relevantes para esta AA.</p> <p>Atendendo à fase de planeamento em que o Plano se encontra ainda sem uma definição concreta das ações a implementar diretamente no território, considerou-se que esta avaliação mais objetiva apenas deveria acontecer na fase subsequente de projeto. No entanto, esta avaliação macro não deixou de ser acautelada com a análise de vulnerabilidade das infraestruturas da RND às AC, atendendo aos cenários mais desfavoráveis de projeção climática definidos para o RNA2100.</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>como é o caso do RNC2050 e do PNEC 2030, na vertente de mitigação, e da ENAAC, P-3AC e RNA 2100, na vertente de adaptação, acompanhando a sua evolução durante o respetivo período de vigência.</i></p> <p><i>Verifica-se que o QRE não considera vários documentos relevantes em matéria de planeamento no âmbito da componente dos Recursos Hídricos (...) Sendo mencionados os Planos de Gestão das Regiões Hidrográficas (PGRH) que, relativamente ao 3º ciclo de planeamento (2022/2027), se encontram aprovados através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 62/2024, de 3 de abril, salienta-se que a informação neste âmbito poderá ser obtida através da hiperligação <a href="https://apambiente.pt/agua/3o-ciclo-de-planeamento-2022-2027">https://apambiente.pt/agua/3o-ciclo-de-planeamento-2022-2027</a>.</i></p> <p><i>Sugere-se que adicionalmente sejam considerados neste exercício de AAE os seguintes instrumentos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>• Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 (RNA2100) (...)</i></li> </ul> <p><i>Verificando-se que os FCD foram definidos para irem ao encontro dos investimentos previstos no âmbito da concretização do PDIRD-E 2024, para modernização e expansão da RND, manifesta-se a necessidade de se proceder à revisão dos FCD considerados, porquanto os mesmos, estabelecendo o Quadro de avaliação, devem ter por objetivo a definição do alcance da avaliação ambiental do Plano e não do Plano em si, por forma a possibilitar a necessária estruturação da avaliação ambiental estratégica a realizar.</i></p>	<p>Em relação aos demais documentos de referência incluídos no QRE, foram consideradas as suas orientações, tanto na vertente da adaptação (FCD1) como da mitigação (FCD2).</p> <p>Foi colmatada essa lacuna.</p> <p>Foi utilizada a informação constante da ligação remetida.</p> <p>Relativamente aos novos documentos recomendados para o QRE, inseriu-se o RNA2100 e o PNA. No caso do PAER e atendendo a que não existe qualquer investimento previsto com essa orientação, não foi integrado no QRE. Igualmente não se acresceram os <i>Programas e Planos Especiais de Ordenamento do território, nomeadamente os planos de ordenamento da orla costeira e os planos de ordenamento das albufeiras aplicáveis sobre este procedimento, sempre que relevantes para a as áreas a intervencionar</i> nem os <i>Planos/Programas da Orla Costeira (planos setoriais)</i>, visto algumas das propostas se desenvolveram na faixa litoral, nomeadamente na Costa Alentejana, onde se prevê a instalação de novas subestações que deverão ser objeto de análise em fase subsequente de projeto.</p> <p>A definição do quadro de avaliação da presente edição do Plano, intencionalmente, usou palavras-chaves comuns ao Plano e à correspondente avaliação ambiental. No caso, considerou-se que, a forma harmonizada como foram definidos os FCD, permitiam traduzir, de forma eficaz, tanto a abordagem de planeamento como a correspondente abordagem ambiental. De facto, se atentarmos nos 3 FCD propostos – com mais de dois critérios e com mais de 2</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>(...) em consonância com o “Guia das Melhores Práticas para a Avaliação Ambiental”, recomenda-se ainda que os critérios de avaliação sejam limitados a dois e que os indicadores sejam limitados a dois ou três por critério de avaliação, (...) Por outro lado, realça-se que todos indicadores devem ser bem definidos, possibilitando a sua mensuração e real monitorização, com definição de unidades de medida e fontes de informação para todos os indicadores, aspeto que deve ser completado (...) Assim, sugere-se a revisão do quadro de avaliação antes de avançar para a próxima fase do procedimento de AAE.</i></p> <p><i>Relativamente ao 'FCD1–Modernização da RND', nomeadamente em relação aos seguintes indicadores, previstos no âmbito do critério 'Adaptação às Alterações Climáticas (...) Estes indicadores carecem assim de revisão, devendo a avaliação ambiental subsequente identificar os riscos (ex: sísmico, incêndios, ciclones, deslizamentos, áreas sujeitas a cheias, inundações por risco de rotura de uma ou mais barragens, ...) e o que se entende por áreas expostas a alterações climáticas, que podem condicionar o Plano. (...) Adicionalmente, considera-se que no âmbito do indicador 'Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC (incêndio)' deverá ser também contemplado o risco de erosão hídrica do solo, para além do risco de incêndio. (...)</i></p>	<p>indicadores por critério, procurou-se criar um foco de avaliação, através do qual fossem facilmente identificáveis tanto os aspetos potencialmente positivos como os potencialmente negativos a estruturação segundo os grandes objetivos do Plano e, concomitantemente, com os grandes objetivos ambientais, permitiram criar uma narrativa em que a avaliação se vai desenvolvendo de forma sequencial. Inicia-se com as questões associadas à maximização da utilização da rede existente, à valorização do território já atravessado e resolvendo, sempre que possível, passivos ambientais (entretanto criados com novos usos do solo e novas edificações sob as linhas existentes), mas aumentando o seu desempenho ambiental e energético; prossegue-se para a necessária expansão da rede, enunciando as razões subjacentes a essa expansão e os potenciais benefícios esperados e conclui-se com a identificação das potenciais interferências (negativas e positivas) para as diversas componentes ambientais, sociais e territoriais. Este alinhamento permitiu que no final da avaliação ambiental do Plano fosse possível construir o designado “mapa semáforo” no qual se sintetizam as perspetivas de potenciais interferências com os valores territoriais. Deste modo, optou-se por se manter este quadro de avaliação, integrando os contributos recebidos das ERAE.</p> <p>Neste FCD e no critério referido foram introduzidos ajustes no sentido de os tornar mais objetivos. Efetivamente, tal resultou na identificação dos principais riscos a que estão sujeitas as infraestruturas da RND e, nesse contexto, foram avaliados os incêndios florestais, ventos extremos e inundações.</p> <p>No caso das FGC, e atendendo a que se mantém o coberto vegetal mais próximo do solo que permite evitar a desagregação do mesmo, a que, tendencialmente, se poderá mudar a gestão das FGC por alteração do uso do solo para ocupações compatíveis que demandam menor frequência de desbaste da vegetação e árvores de crescimento rápido e,</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Para a determinação das emissões de GEE devem ser utilizados, sempre que possível, os fatores de cálculo (e.g. Fator de Emissão e Poder Calorífico Inferior) e as metodologias de cálculo constantes do Relatório Nacional de Inventários (NIR - National Inventory Report), relatório que pode ser encontrado no Portal da APA.</i></p> <p><i>Relativamente aos aspetos no âmbito da adaptação às alterações climáticas (...) Considera-se relevante que, adicionalmente, seja incluído neste critério um indicador que permita quantificar o investimento previsto no aumento da resiliência estrutural e funcional das diversas infraestruturas inerentes à implementação do projeto, no âmbito das diversas opções estratégicas.</i></p>	<p>ainda, devido ao desconhecimento da localização das futuras linhas, não se considerou a sua avaliação. No entanto, na fase subsequente deverá ser avaliada a necessidade dessa análise e eventual dimensionamento de medidas de minimização.</p> <p>Na situação em presença, a abordagem adotada foi a da considerar a evolução do Fator de Emissão da RND e, conseqüentemente a contribuição para a redução das emissões do SEN. Assim, para análise de tendências foram utilizados dados reais da E-REDES / EDP relativos às centrais que têm em operação e às emissões associadas à fração importada. Em relação às estimativas para o ano horizonte do Plano, e salvo melhor informação, utilizaram-se os FE obtidos a partir das estimativas de produção não renovável e de produção total nacional, para o ano horizonte do Plano. Atendendo ao facto de não existirem projetos específicos, considerou-se que esta avaliação permitiria mensurar o contributo do Plano para as metas nacionais, segundo a função desempenhada – distribuição de energia.</p> <p>O PDIRD-E 2024, tanto no PI1 como no PI2 já contempla investimentos destinados a aumentar a resiliência da RND às AC. Mesmo no caso do PI3, aquando da elaboração dos respetivos projetos, se pode considerar que a rede venha a ser mais resiliente. Existem diversas vias para este objetivo. Em primeiro lugar a E-REDES tem em curso um projeto<sup>24</sup> para definir o Plano de Adaptação às AC da RND, com base nos mesmos cenários que foram adotados para o RNA2100. Já foram identificados – detalhadamente - os riscos e vulnerabilidades da rede e, dessa avaliação resultou que os que mais afetam a RND correspondem aos incêndios rurais, aos ventos extremos e às inundações. Precisamente os que foram utilizados nesta avaliação. Na presente avaliação, e por uma questão de segurança, optou-se por considerar que a rede futura estaria em perigo se um dos componentes da rede (linha ou apoios) estivesse em risco, para o cenário mais</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Relativamente às Fontes de Informação a utilizar para a análise e avaliação dos FCD, a concretizar no Relatório Ambiental, refere-se que as mesmas devem ser especificamente identificadas de forma correlacionada com cada um dos indicadores considerados. Neste âmbito refira-se ainda a necessidade de serem consideradas as Cartas da Reserva Ecológica Nacional.</i></p> <p><i>Verifica-se que o RFCD em análise não apresenta uma Estratégia de Comunicação, referindo-se apenas aos momentos de consulta previstos no regime jurídico de AAE. Assim, este aspeto deve ser retificado, considerando ainda que efetivamente estão a ser levadas a cabo ações de divulgação, como o workshop de apresentação do RFCD às ERAE, o qual deverá ser mencionado no âmbito da descrição da Estratégia de Comunicação, para além de outras ações similares já realizadas ou ainda a realizar.</i></p> <p><i>No que concerne à identificação das Entidades a Consultar, apresentada no Anexo I, refere-se que a subdivisão da consulta por FCD não se afigura como sendo a melhor abordagem, porquanto a pronúncia de cada entidade refere-se a todo o documento e não aos FCD em particular.</i></p> <p><i>Alerta-se para a necessidade de revisão das siglas e acrónimos apresentados, de forma que se observe a total correspondência com o conteúdo do RFCD.</i></p>	<p>desfavorável (RCP8.5). Como tal a avaliação prosseguiu sempre com a situação mais desfavorável. Por outro lado, como já se mencionou, a E-REDES tem em curso um outro projeto<sup>35</sup> para avaliação das ocupações compatíveis a nível nacional, uma opção que vai mudar o panorama da gestão das FGC e – expectavelmente – tornar as infraestruturas da RND mais resilientes. Nestas circunstâncias, reforça-se o entendimento de que será na fase de projeto que as medidas de adaptação mais específicas deverão ser equacionadas.</p> <p>As fontes de informação consideradas foram os dados incluídos no <a href="#">novo Portal do Clima</a>, associado ao RNA2100.</p> <p>Todos os indicadores têm associadas as respetivas fontes de informação.</p> <p>Foi considerada a informação vetorial disponível sobre a REN.</p> <p>Foi incluída no RA, um ponto dedicado à Estratégia de Comunicação e envolvimento (ponto 3.4) que inclui a informação recomendada.</p> <p>Manteve-se a relação entre as ERAE e o foco mais direto com a atividade desenvolvida. No entanto, em nada se limita a resposta das mesmas que, sempre que assim o entendem, remetem contributos e sugestões de melhoria em todos os domínios.</p> <p>Foi efetuada uma revisão de siglas e acrónimos.</p> <p>Optou-se por não incluir uma secção com referências bibliográficas uma vez que estão perfeitamente identificadas</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Sugere-se ainda a inclusão de uma secção com identificação das referências bibliográficas.</i></p> <p><i>Considera-se que neste tipo de plano haveria vantagem em respeitar o princípio de «não prejudicar significativamente» (DNSH – Do No Significant Harm), para identificar os riscos potenciais e considerar as medidas de mitigação que serão implementadas para prevenir e compensar qualquer dano significativo e verificar a sustentabilidade dos investimentos previstos em tornos dos seis objetivos ambientais abrangidos: · Mitigação das alterações climáticas; Adaptação às alterações climáticas; Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos; Transição para uma economia circular; Prevenção e o controlo da poluição; Proteção e o restauro da biodiversidade e dos ecossistemas.</i></p> <p><i>Alerta-se ainda para a importância de no RA ser estabelecido um Quadro de Governança, com identificação dos principais agentes envolvidos e suas responsabilidades. Este Quadro apresenta um papel importante não só no estabelecimento de prioridades e para assegurar o foco da AAE, como também para validar a avaliação e levar a cabo o seguimento.</i></p> <p><i>Salienta-se também a importância de, no RA, ser desenvolvido um programa de seguimento, que deve ser pragmático e verificável, não ultrapassando os 20 indicadores. (...)</i></p> <p><i>Constata-se que a temática de prevenção de acidentes graves não foi considerada no processo de elaboração do PDIRD-E 2024 e na respetiva AAE.</i></p> <p><i>Em conclusão, julga-se que, a serem atendidas as sugestões e recomendações mencionadas no presente parecer, se encontram reunidas as condições que sustentam a definição do âmbito da avaliação ambiental e do alcance da informação a incluir no Relatório Ambiental.</i></p>	<p>ao longo do texto, seja com ligações a sítios da internet seja com notas de rodapé mais explicativas.</p> <p>Atendendo ao solicitado desenvolveu-se um ponto específico neste documento com a aplicação do princípio de “não prejudicar significativamente” que se apresenta no ponto 6.6. A aplicação deste princípio, como esperado e atendendo à falta de maturidade dos investimentos previstos, foi qualitativa e também conclusiva em relação à avaliação efetuada. Assim, sempre que se entendeu relevante, remeteram-se as apreciações mais específicas para o corpo deste documento.</p> <p>O quadro de Governança é apresentado no Anexo I – Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.</p> <p>Foi desenvolvido um programa de seguimento que, de momento, apresenta mais de 20 indicadores.</p> <p>Por lapso não tinha sido integrado nenhum indicador relativo à prevenção de acidentes graves. Essa situação foi corrigida e atualmente consta um indicador sobre o tema.</p> <p>Os documentos de orientação recomendados pela APA foram e serão considerados nas diferentes fases deste processo de AA do PDIRD-E 2024.</p> <p>Assim, foi incluído um RNT com 24 páginas. No RA foi incluído um ponto com a análise do contributo das ERAE, relativamente ao RFCD.</p> <p>Está assegurada a articulação com RJAIA.</p>

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
<p><b>Infraestruturas de Portugal</b></p>	<p><i>Como nota prévia, importa referir que o entendimento da IP tem sido o de que a pertinência do seu contributo no âmbito dos procedimentos de AAE decorre da sua qualidade como “entidade representativa de interesse a ponderar” (ERIP), ou seja, como entidade com competências específicas no sector rodoferroviário, e não propriamente nas componentes ambientais (...).</i></p> <p><i>As referências à Rede Rodoviária Nacional (RRN) deverão respeitar a identificação, hierarquização e nomeação exposta no Plano Rodoviário Nacional (PRN), (...) Relativamente à rede ferroviária, salientam-se os diplomas legais que regulam o regime do domínio público ferroviário, (...). A estratégia de desenvolvimento no PDIRD-E 2024, não deve comprometer o nível de serviço e função inerente às estradas da rede viária sob jurisdição da IP. A proposta do PDIRD-E 2024 deve assegurar que a articulação de eventuais futuras acessibilidades com a rede rodoviária nacional (...).</i></p> <p><i>A identificação da rede rodoviária nacional, quer em termos de representação cartográfica quer em termos de legenda, deve assegurar a respetiva legibilidade e a distinção clara da rede municipal. Em sede de Regulamento deverá ser identificada a zona de jurisdição da administração rodoviária, remetendo para a legislação em vigor os seus condicionalismos específicos. Os troços de estradas sob jurisdição da administração rodoviária devem ser identificados nas peças desenhadas, incluindo as legendas, de acordo com a sua nomenclatura no PRN.</i></p> <p><i>As atividades e obras que impactem com a zona da estrada, com a zona de servidão non aedificandi e com a zona de respeito estão sujeitas a autorização e parecer prévio vinculativo da administração rodoviária, respetivamente, nos termos do disposto no art.º 42.º do EERRN. Como referido anteriormente, e no que à rede ferroviária diz respeito, devem ser tidos em conta os diplomas legais que regulam o regime do domínio público ferroviário, (...), devendo as intervenções a realizar no canal ferroviário ou em terrenos confinantes ou vizinhos ser sujeitas a pronuncia prévia da IP, nos termos do referido diploma.</i></p> <p><i>No PDIRD-E 2024 deverá ficar consagrado que qualquer proposta de intervenção na zona de jurisdição da IP, deve ser objeto de projeto específico, devendo os respetivos projetos ser submetidos a licenciamento,</i></p>	<p>No parecer desta entidade, que pode ser consultado na íntegra no Anexo III – Resultado da consulta às ERAE no âmbito do RFCD é apresentado um conjunto de recomendações que se passam a analisar.</p> <p>A articulação específica com a RRN e com a RFN será efetuada no âmbito de futuros projetos que venham a ser desenvolvidos após a aprovação do Plano, de forma similar à já efetuada atualmente. No entanto não deixaram de ser identificadas as principais interseções com a RRN e com a RFN.</p> <p>No caso das representações gráficas, foram integradas na presente avaliação de uma forma simplificada dado o nível estratégico do mesmo e o tipo de representação espacial considerado relevante para o propósito desta avaliação. Como tal, não existe uma representação desagregada do PRN, nem do PFN.</p> <p>Na fase subsequente de projeto, e sempre que necessário, esta entidade será consultada para solicitação de parecer e pedido de licenciamento.</p> <p>Foi inserida a correspondente recomendação.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>autorização ou parecer prévio vinculativo da Infraestruturas de Portugal, IP, S.A., nos termos do art.º 42.º do Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional, aprovado pela Lei n.º 34/2015 de 27 de abril.</i></p> <p><i>A utilização de cabos de Fibra Ótica (FO) como meio auxiliar à exploração das redes elétricas, para utilização exclusiva no seu telecommando e monitorização, não está sujeita às limitações impostas pelo art.º 15.º do EERRN. Quaisquer outras utilizações de FO convertem as respetivas infraestruturas de alojamento em Canal Técnico Rodoviário, nos termos do art.º 15.º do EERRN, parte integrante do domínio público rodoviário do Estado. A utilização do CTR por entidades terceiras é regulada pela Oferta de Referência da IP (ORIP) aprovada pela ANCOM.</i></p> <p><i>Face ao exposto a IP emite parecer favorável ao Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E 2024.</i></p>	
<b>ANMP</b>	<p><i>Ora, tendo presente os objetivos de transição energética e de neutralidade carbónica e, nesse domínio, da necessidade de criar condições que permitam receber e distribuir a crescente produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis -- predominantemente de origem fotovoltaica e eólica --, a ANMP reconhece que é, de facto, inevitável proceder à definição de novos corredores e identificar os traçados para as futuras extensões de rede.</i></p> <p><i>Nessa futura fase, em particular, será crucial a compatibilização dos objetivos acima com as opções e estratégias municipais de desenvolvimento, ocupação e ordenamento do seu território, assegurando a efetiva auscultação e participação de cada um dos municípios envolvidos.</i></p>	<p>Esta entidade reconhece a importância de criar condições para receber e distribuir a crescente produção de eletricidade FER, mas alerta para a necessidade de estabelecer contactos com as autarquias.</p> <p>Informa-se que constará nas Diretrizes de Planeamento e Gestão uma recomendação de auscultação dos municípios na área de intervenção de cada projeto que decorra da aprovação do Plano.</p>
<b>LNEG</b>	<p><i>Analisado o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030, considera-se que o documento se encontra bem estruturado, avaliando e identificando questões ambientais e de sustentabilidade relevantes, sendo, no entanto, de considerar a inclusão das apreciações e sugestões abaixo indicadas.</i></p> <p><i>Comentário 1: Pese embora o PDIRT 2024 mencione a modernização e digitalização da rede elétrica RND, enquanto objetivos do plano, e</i></p>	

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>genericamente mapeie (Figura 4) as intervenções previstas, não se identificaram medidas e/ou indicadores concretos e objectivos dentro dos fatores críticos para a decisão (FCD) que possibilitem a avaliação e quantificação das medidas deste plano para os objectivos do PNEC, concretamente, no que respeita ao seu papel de facilitador de iniciativas de sobredimensionamento e hibridização de centrais renováveis em geral, e eólicas em particular, como previsto no PNEC.</i></p> <p><i>Comentário 2: O plano é vago na definição/identificação concreta das ações de desenvolvimento e modernização da rede previstas com vista à promoção da produção distribuída, do autoconsumo a partir de fontes renováveis e de apoio ao desenvolvimento das comunidades de energia. De igual forma, não se identificou qualquer referência no documento facultado para análise, à necessidade de adaptação dos critérios de planeamento da RND (SC 3.5.1) nem da adequação da definição da capacidade de receção de nova produção (SC5.5.2). Por fim, no que respeita ao papel do PDIRT2024 como facilitador das comunidades de energia e promoção da geração distribuída, não foram identificados fatores críticos para a decisão (FCD) que possibilitem a avaliação e quantificação do cumprimento deste objetivo do PNEC 2030, de forma clara e objetiva.</i></p> <p><i>Comentário 3: Neste enquadramento, é de referir serem expectáveis medidas e indicadores concretos referentes a que linhas/partes da rede serão digitalizadas e convertidas em zonas “inteligentes”, i.e., ativamente controladas, e.g. através de um valor mínimo de quilómetros de linhas elétricas e de número de subestações. Igualmente, no que respeita aos sistemas de apoio à gestão, seria desejável concretizar tais sistemas, de</i></p>	<p>No âmbito do FCD2, nos critérios Capacidade de receção de energia e Potencial de impacto para a mitigação das AC é possível encontrar os indicadores que foram avaliados para assinalar o contributo do PDIRD-E 2024 para as metas do PNEC 2030. No entanto, não se pode deixar de assinalar que apenas se liga à RND produção com um nível de tensão até 60 kV.</p> <p>Para a satisfação dos objetivos de integração de autoconsumo previstos no PNEC 2030, foram desenvolvidos cenários de integração de autoconsumo nas subestações AT/MT no horizonte 2030 e priorizadas as subestações pela menor capacidade de receção para autoconsumo. Resultado desta análise, foi criado um programa de investimento no PDIRD-E que se destina a reforçar a capacidade instalada em 23 transformadores de potência AT/MT no período 2026-2030.</p> <p>Na AA efetuada não foi considerada a necessidade de existir um indicador específico e desagregado para essa informação. Como referido será contabilizado na capacidade de receção de energia e, posteriormente, objeto de acompanhamento com a monitorização do estado de implementação do Plano.</p> <p>Os critérios de planeamento da rede têm como objetivo garantir a segurança de abastecimento em condições técnicas e regulamentares. O planeamento da RND, considera a evolução da procura prevista que toma em consideração as projeções do RMSA. Com base nesse documento, a E-REDES faz o planeamento da rede, minimizando as intervenções necessárias, mas assegurando que não há impedimentos à entrada de nova produção e novo consumo</p> <p>No FCD1 e no critério Transição Digital, são abordadas as questões relacionadas com a introdução de mecanismos de telecomando e controlo da rede (para além da necessária instalação de fibra ótica). Dessa forma foi possível avaliar a</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>forma objetiva, indicando em que consistirá o processo de digitalização e modernização da RND; e que normas internacionais e metodologias de gestão dinâmica se seguirão (e em que linhas/zonas de rede), para que a definição e avaliação dos fatores de decisão possa ser, essa também, inteiramente clara, objetiva e transparente, como é objetivo de todos e do interesse nacional</i></p> <p><i>Para o restante documento indicam-se as seguintes propostas (inseridas como comentários no RFCD que segue anexo ao presente parecer):</i></p> <p><i>Quadro 1, da Página 21 do documento, no enquadramento internacional, sugere-se considerar a inclusão do Regulamento (UE) 2024/1252 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de abril de 2024, que estabelece um regime para garantir um aprovisionamento seguro e sustentável de matérias-primas críticas e que altera os Regulamentos (UE) n.º 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 e (UE) 2019/1020; sugere-se considerar incluir o Ato Delegado "Net-Zero Industry" <a href="https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en">https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en</a> que inclui as tecnologias das redes elétricas e a aceleração do licenciamento (a incluir deverá surgir com dois pontos no P3 e P5); sugere-se considerar a inclusão no enquadramento internacional do "Plano de Economia Circular da UE" <a href="https://environment.ec.europa.eu/strategy/circular-economy-action-plan_en">https://environment.ec.europa.eu/strategy/circular-economy-action-plan_en</a> (a incluir, deverá surgir com um ponto no P2); sugestão: Meta Climática Europeia 2040 <a href="https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en">https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en</a> (a incluir deverá surgir com dois pontos no P3);</i></p> <p><i>No mesmo Quadro 1, na Página 22, relativamente ao enquadramento nacional, sugere-se incluir o recentemente publicado RNA2100 - Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 – Avaliação da vulnerabilidade do território português às alterações climáticas no século XXI, disponível aqui: <a href="https://rna2100.apambiente.pt/">https://rna2100.apambiente.pt/</a> (a incluir sugere-se dois pontos no P2).</i></p> <p><i>- Na página 34, relativa aos Fatores Críticos para Decisão e particularmente no que diz respeito ao FCD3: Gestão dos Valores Territoriais, A referência ao Património Natural pode não enquadrar especificamente o património</i></p>	<p>tendência de evolução de instalação de sistema de controlo remoto que permitem intervir na rede à distância, dotando-a de flexibilidade e maximizando a utilização da rede existente.</p> <p>Quanto à sugestão de novos documentos a integrar no QRE,</p> <p>Foi incluído o RNA2100 no QRE, nível nacional.</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>geológico, sugerindo-se por isso a inclusão da Geodiversidade no ponto relativo à minimização das interferências com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem e o Património Cultural e Natural.</i></p> <p><i>– No quadro 7, da mesma página 34, na interferência com a Biodiversidade deverão estar incluídas como critério de avaliação as zonas proteção especial ao abrigo de legislação comunitária e nacional relativa à proteção das águas de superfície e subterrânea ou à conservação dos ecossistemas diretamente dependentes da água.</i></p> <p><i>– No mesmo Quadro 7 e uma vez que o Património Natural pode não incluir os recursos minerais sugere-se considerar a inserção neste quadro do critério de avaliação “Interferência com os recursos geológicos, económicos e patrimoniais”. Este critério terá como objetivo avaliar os efeitos da implementação do Plano na Geodiversidade (nomeadamente em Geossítios), nos Recursos Minerais e nos Riscos Geológicos.</i></p> <p><i>– No ANEXO II – Fontes de Informação propostas sugere-se considerar a informação sobre ocorrências e recursos minerais portugueses -SIORMINP e a cartografia geológica - Carta Geológica de Portugal à escala 1/50 000, 1/ 200 000, 1/ 500 000 e 1/1 000 000 e a Base de Dados de Falhas Ativas no Quaternário da Península Ibérica, sendo esta última relevante para a informação relativa a riscos naturais.</i></p>	<p>Esclarece-se que no FCD3 foram avaliadas potenciais interferências no âmbito da Geodiversidade: as temáticas analisadas respeitaram aos geossítios e respetiva área de enquadramento paisagístico, e à presença de geoparques.</p> <p>Por lapso não tinha sido incluído o critério <i>Interferência com os Recursos Hídricos</i>, que atualmente consta desta avaliação e atende ao mencionado por esta entidade.</p> <p>A potencial afetação com os recursos geológicos é abordada no FCD3, no critério <i>Inserção Territorial</i>.</p> <p>Para a presente fase de planeamento foram considerados os dados disponibilizados pela DGEG relativamente a Áreas de Concessão Mineira e Áreas de Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais. Em fase posterior de maior detalhe serão analisadas com detalhe as fontes de informação sugeridas.</p>
<b>DGT</b>	<p><i>Tendo presente a metodologia seguida e o principal objetivo da AAE de identificar, avaliar e acompanhar do um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, não se compreende a seleção do FCD Modernização da RDN e os critérios subjacentes à sua formulação, uma vez que se entende que a modernização da RDN constitui um objetivo do plano constituindo um dos pilares de investimento. Acresce que os critérios de avaliação e indicadores selecionados para a avaliação estão maioritariamente relacionados com questões intrínsecas ao plano e não com a avaliação dos efeitos das intervenções.</i></p>	<p>De facto, existe intencionalmente uma sobreposição de designação entre um dos FCD (FCD1) e um dos pilares de investimentos PII. Os critérios e indicadores adotados procuram traduzir – também no FCD3 e não apenas no FCD1, os principais riscos e oportunidades de melhoria que poderão advir desta solução de investimento que maximiza a utilização da rede existente com intervenções que melhoram o seu desempenho técnico e capacidade de carga sem onerar o território.</p>



Entidade	Contributo (excertos dos pareceres das ERAE)	Análise dos pareceres recebidos
	<p><i>Importa referir, que Modelo Territorial do PNPOT reconhece que as redes de conectividade são cruciais para o ordenamento do território, promovendo a interconexão dos ecossistemas, das pessoas e das atividades, contribuindo para a valorização dos recursos e para um modelo de organização territorial mais sustentável. Neste contexto os princípios relacionados com as especificidades territoriais, o reforço da solidariedade e equidade territoriais e a promoção da sustentabilidade da utilização dos recursos nos diversos territórios não foi plenamente considerada na proposta de âmbito da avaliação.</i></p>	<p>A presente avaliação tem como referência o PNPOT estando alinhada com as seguintes preocupações:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A qualidade da inserção territorial da rede, acautelando efeitos de fragmentação territorial muitas vezes associados ao desenvolvimento das infraestruturas lineares;</li> <li>• A compatibilidade das propostas de desenvolvimento da rede com o modelo territorial policêntrico preconizado para Portugal;</li> <li>• O contributo para as dinâmicas locais e nacionais de competitividade e transição e nomeadamente para os processos de mudança nas formas de produção e de consumo de energia</li> </ul> <p>Estes aspetos, identificados na descrição e análise do QRE, integram explicitamente o FCD 3 – Gestão dos Valores Territoriais.</p> <p>Assim, os indicadores relacionados com o subcritério “inserção territorial” permitem avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e, conseqüentemente, a minimização dos impactes sobre áreas urbanas e sobre outros usos do solo. Avaliam, desse modo, os possíveis efeitos de fragmentação territorial, que constituem obstáculos à interconexão das pessoas e das atividades. Esta preocupação com os usos do solo atende, necessariamente, às especificidades territoriais e ao contributo das redes para a sustentabilidade da organização territorial.</p> <p>Os indicadores incluídos no subcritério “assimetrias territoriais” têm subjacentes os valores da equidade e da justiça espacial.</p> <p>O indicador “variação da capacidade de receção e transporte de FER” relaciona-se com o potencial – eventualmente descentralizador -de desenvolvimento e valorização dos recursos energéticos locais associados às intervenções na RND. Os indicadores SAIDI-MT e TIEPI-MT por município orientam-se por critérios de equidade e avaliam efeitos nas desigualdades</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

<b>Entidade</b>	<b>Contributo</b> (excertos dos pareceres das ERAE)	<b>Análise dos pareceres recebidos</b>
		especiais relacionadas com a qualidade e continuidade do serviço.
<b>CCDR-Centro</b>	<p>9. Conclusão</p> <p><i>O Relatório de Fatores Críticos Para Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E 2024 encontra-se alinhado com a abordagem metodológica sugerida pela Agência Portuguesa do Ambiente, bem como genericamente em conformidade com o quadro legal da AAE, apresentando os instrumentos, elementos e questões essenciais para esta fase da avaliação ambiental, considerando-se nada haver a opor ao seguimento para a fase seguinte da AAE.</i></p>	Não determina alteração ao Quadro de Avaliação.

## 5.7 Caracterização dos Fatores Críticos para a Decisão

A operacionalização dos FCD num quadro de avaliação das propostas do PDIRD faz-se, fundamentalmente, através de um conjunto de critérios e indicadores.

No caso dos *critérios de avaliação*, a sua função é detalhar a avaliação contida em cada FCD, tendo em conta os aspetos que se consideram mais relevantes ou prioritários à análise, tanto no contexto do QRE, das QE e das QAS que deram origem à definição dos FCD, como também na relação direta com o objeto de avaliação em causa (as propostas do Plano).

No que respeita aos *indicadores*, estes cumprem, resumidamente, a função de instrumentos de medida, que permitirão identificar tendências evolutivas e, posteriormente, vão também permitir sinalizar eventuais desvios às expectativas geradas pelo Plano, contribuindo para agilizar uma monitorização dinâmica, efetiva e proactiva do mesmo (onde se destaca o importante papel que podem ter, a este nível, os regulares Relatórios de Avaliação e Controlo, RAC).

Assim sendo, após a consulta às ERAE, procede-se à apresentação dos critérios e indicadores efetivamente utilizados nesta AA para cada um dos FCD. Nos pontos seguintes identificam-se os indicadores que foram reformulados, os que passaram a constar do Plano de Monitorização, os que foram eliminados e os que foram adicionados, assim como a fundamentação para tal decisão, que foi incluída em notas de rodapé.

### 5.7.1 FCD1: Modernização da RND

O primeiro FCD da AA do PDIRD-E 2024 - Modernização da RND – pretende avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente a um conjunto de dimensões particularmente relevantes e decisivas na estratégia definida pelo ORD para o período de investimentos em causa, e que se expressam nos Pilares de Investimentos.

Salientam-se, a este nível, os Pilares de Investimento associados à modernização das infraestruturas da RND, à transformação digital, à eletrificação e descarbonização e à resiliência e ambiente. As propostas integradas nestes Pilares destinam-se, por um lado, a promover a melhoria do desempenho da rede, nomeadamente no que respeita à segurança de abastecimento e qualidade de serviço técnica, às redução das perdas técnicas e à viabilidade de implementação de soluções de flexibilidade no planeamento da rede, de forma a otimizar a utilização da capacidade existente e a promover maior eficiência no investimento, satisfazendo os requisitos subjacentes às novas realidades de produção e consumo de energia FER, e acompanhando a inovação tecnológica que enquadra o setor energético.

Por outro lado, as intervenções na infraestrutura respondem à necessidade de adequar face à possibilidade de ocorrência de riscos de cibersegurança, naturais e relacionados com as alterações climáticas (atendendo, neste caso, aos diferentes cenários conhecidos e que destacam diferenças territoriais relevantes).

Face à carteira de investimentos propostos pelo Plano, este FCD estrutura-se em quatro critérios de avaliação que traduzem dimensões consideradas críticas para esta AA (Figura 9) – Qualidade de Serviço, Eficiência da RND, Transição Digital e Prevenção de Riscos e

Adaptação às Alterações Climáticas (AC) -, cuja fundamentação se apresenta no Quadro 7, juntamente com o elenco dos indicadores adotados.

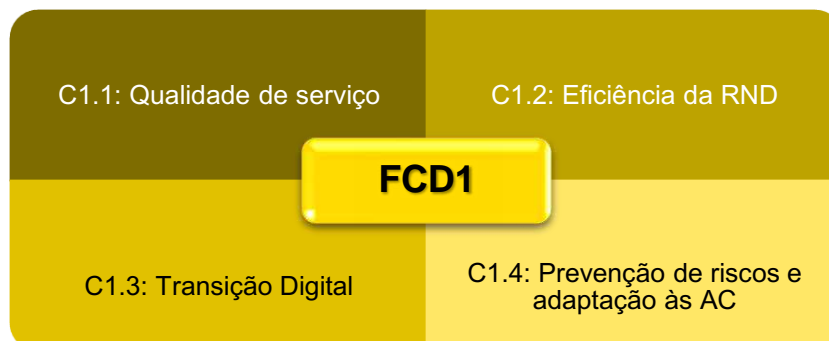


Figura 9 – Critérios para a avaliação ambiental do FCD1: Modernização da RND.

Quadro 7 – FCD1: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores adotados

<b>FCD 1: Modernização da RND</b>		
<b>Critérios de avaliação</b>	<b>Fundamentação</b>	<b>Indicadores</b>
Qualidade de serviço	Pretende avaliar a relevância dos investimentos proposto para a manutenção dos bons níveis de qualidade de serviço técnico com base em dois indicadores associados à duração dos tempos de interrupção: duração média das interrupções longas previstas do sistema, por pontos de entrega (clientes); tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência instalada, num determinado período de tempo.	SAIDI-MT ( <i>System Average Interruption Duration Index</i> ), em minutos  TIEPI MT ( <i>Tempo de interrupção equivalente da potência instalada</i> ), em minutos
Eficiência da RND	Pretende avaliar a eficiência dos investimentos propostos para a RND através de dois indicadores que retratam a evolução esperada das perdas técnicas da rede e a avaliação do efeito da incorporação de novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.	Percentagem de perdas técnicas na RND (AT/MT)  Investimento diferido (€) <sup>4</sup> ( <i>indicador eliminado, passa para monitorização</i> )  Energia Curtailment <sup>5</sup> (MW)
Transição Digital	Pretende avaliar o contributo dos investimentos em automação e telecomando da RND, nomeadamente os relativos à <i>implementação de automatismos que facilitem o recurso a soluções de flexibilidade, à melhoria da eficiência da rede, e</i>	Pontos de telecomando na rede MT (número)  Taxas de eficácia do telecomando na rede MT (%) <sup>6</sup>

<sup>4</sup> Este indicador destinava-se a atribuir um valor monetário ao investimento adiado para um momento futuro em resultado da adoção de soluções de flexibilidade. No entanto, a dificuldade em prever esses valores em fase de planeamento, por ausência de informação anterior, conduziu à transferência deste indicador para monitorização.)

<sup>5</sup> Energia de Curtailment: energia de produção ou consumo necessária reduzir de forma a garantir que as grandezas elétricas da rede de distribuição não ultrapassem a sua capacidade máxima.

<sup>6</sup> Este indicador destinava-se a avaliar a eficácia da utilização dos telecomandos na gestão da rede MT. No entanto, entendeu-se que – tendo como objetivo uma taxa de eficácia de 100%, a mais valia da sua avaliação advém da consideração de dados rigorosos e reais da sua utilização e, como tal, optou-se por transferi-lo para monitorização.

### FCD 1: Modernização da RND

Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
	à criação de condições tecnológicas necessárias e adequadas para garantir níveis de cibersegurança compatíveis com as ameaças existentes a este nível.	(indicador eliminado, passa para monitorização)
		Extensão de nova rede de Fibra Ótica (km)
Prevenção de Riscos e Adaptação às AC <sup>7</sup>	<p>Pretende avaliar o contributo dos investimentos propostos para a adaptação da rede, face a riscos naturais (em particular os que constam na Avaliação Nacional de Risco e que sejam relevantes para uma infraestrutura com as características da RND) e face a riscos acrescidos inerentes às AC.</p> <p>Em ambos os casos, o que está em causa é o <i>risco de exposição da RND por se situar em áreas do território especialmente visadas em termos de riscos naturais e de riscos associados a eventos climáticos extremos</i> atendendo aos cenários climáticos conhecidos.</p>	Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da RND em áreas expostas a riscos naturais e em zonas de risco climático extremo <sup>7</sup> (indicador alterado)
		Área e/ou extensão e percentagem de eixo estratégico (SE e LAT) que atravessa áreas expostas a riscos naturais e às alterações climáticas (ha ou km e %) <sup>7</sup> (indicador alterado)
		Equipamentos em Reserva Operacional (número)
		Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC (incêndio)

### 5.7.2 FCD2: Descarbonização da RND

O segundo FCD a considerar na AA do PDIRD-E 2024 - Descarbonização da RND – pretende avaliar o alinhamento das propostas do Plano com os objetivos de política climática e energética identificados como estratégicos, quer no QRE quer nas QE e nos OE do Plano. Acresce que, no caso do setor energético e para o ORD, este valor estratégico se conjuga, em grande medida, com a necessidade de contribuir ativamente para o cumprimento de metas assumidas pelo Estado concedente (nos horizontes temporais de 2030 e 2050), no que diz respeito às estratégias de mitigação das AC.

Este contributo traduz-se, em concreto, numa tendência consistente de maximização da incorporação de energia (em particular de FER que se encontra em crescente produção) e de uma redução percentual de emissões de GEE, concretizando o processo de transição do paradigma energético e proporcionando condições para uma maior eletrificação e descarbonização da RND, do SEN, da economia e da sociedade, em geral. Desta forma, será

<sup>7</sup> Anterior designação deste critério: *Adaptação às AC*. Concordou-se com a sugestão da ANEPC e subsequentemente, alterou-se a designação do critério, passando a constar *Prevenção de Riscos e Adaptação às AC*, consequentemente, procedeu-se à alteração da designação dos indicadores em que tal era relevante (C1.4.1, C1.4.4).

possível assegurar a satisfação de consumos com níveis de serviço adequados e contribuindo para o incremento da eficácia geral do sistema elétrico nacional, tal como preconizado na política energética vigente.

Para este FCD foram definidos os quatro critérios de avaliação que se apresentam na Figura 10, com a fundamentação incluída no Quadro 8, juntamente com os indicadores adotados.

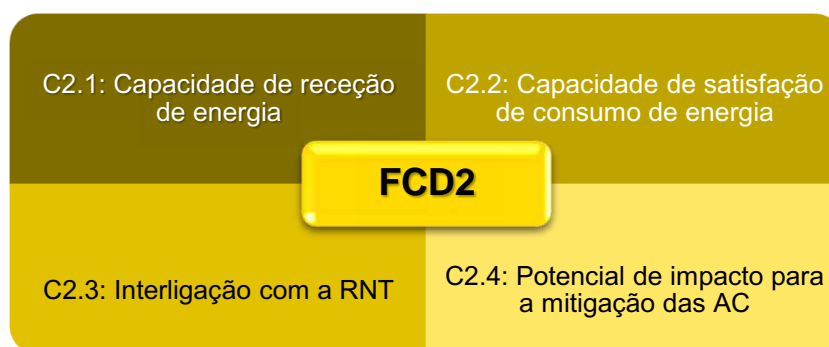


Figura 10 – Critérios para a avaliação ambiental do FCD2: Descarbonização da RND

Quadro 8 – FCD2: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores adotados

<b>FCD 2: Descarbonização da RND</b>		
<b>Critérios de avaliação</b>	<b>Fundamentação</b>	<b>Indicadores</b>
Capacidade de receção de energia <sup>8</sup>	Pretende avaliar o contributo das propostas do Plano para aumentar a incorporação de nova produção de eletricidade na RND, incluindo a que tem origem em FER, através da <i>expansão da rede atual, de intervenções em rede existente e de intervenções em corredores da rede existente</i> .	Capacidade máxima de injeção na RND (MVA) Capacidade disponível para injeção na RND (GVA e % face ao ano 2005) <sup>9</sup> ( <i>indicador eliminado, passa para monitorização</i> ) Nova capacidade de receção de FER na RND (GVA e % face ao ano 2005) <sup>10</sup> ( <i>indicador eliminado, passa para monitorização</i> )
Capacidade de satisfação de consumo de energia	Pretende avaliar o contributo das propostas do Plano para satisfazer o aumento da eletrificação dos consumos, nomeadamente, no que respeita à produção descentralizada (autoconsumo; comunidades de energia; <i>prosumers</i> ) e à mobilidade elétrica.	Nível de utilização das instalações - Redes AT (%) Nível de utilização das instalações - SE AT/MT (%)

<sup>8</sup> A formulação deste critério foi alterada uma vez que o ORD não pode condicionar o acesso à rede de energia proveniente de outras fontes que não sejam FER.

<sup>9</sup> O indicador proposto revelou uma operacionalização ineficaz para o objetivo inicialmente proposto, ou seja, pretendia-se uma quantificação da evolução da capacidade disponível para novas ligações, ao longo do período do Plano. No entanto, tal não depende apenas do ORD, mas da manifestação de interesse e efetiva concretização de investimento por parte dos promotores que apresentam uma elevada variabilidade temporal. Assim, optou-se por efetuar o acompanhamento do desempenho deste indicador, remetendo-o para monitorização.

<sup>10</sup> À semelhança do referido para o anterior indicador, existe um contributo muito significativo, não desprezável e muito variável no tempo dos promotores para a chegada de nova produção FER à RND. Neste contexto, optou-se por efetuar o acompanhamento do seu desempenho, remetendo-o para monitorização.

FCD 2: Descarbonização da RND		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
Interligação com a RNT	Pretende avaliar a evolução das interligações com a RNT através do <i>número de pontos de contacto com a RNT</i> e da <i>capacidade de interligação entre as duas redes</i> , traduzindo uma dimensão relevante do potencial de eficiência geral do SEN, nomeadamente das ligações da RND com a RNT que poderão potenciar a incorporação de energia na rede.	Pontos de interligação com a RNT (número)  Acréscimo de capacidade de interligação com a RNT (GVA e % face ao ano 2005 <sup>11</sup> )  (indicador eliminado, passa para monitorização)
Potencial de impacto para a mitigação das AC	Pretende avaliar o contributo direto das propostas do Plano para a <i>redução de emissões de CO2</i> e para as metas previstas para o efeito.	Emissões de CO <sub>2</sub> na RND <sup>12</sup> (Mt CO <sub>2eq</sub> )  Contributo para as metas de incorporação de FER, por tipo de FER

### 5.7.3 FCD3: Gestão dos Valores Territoriais

Este FCD avalia a expressão territorial da RND, isto é, as condições da sua materialização física. Tem como perspetiva a compatibilidade e conformidade da RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos de equidade no acesso a infraestruturas e serviços.

Esta perspetiva, aqui designada por Gestão dos Valores Territoriais, tem como preocupações principais:

- A minimização das interferências com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem, o Património Cultural e Natural e os Recursos Hídricos;
- A garantia da qualidade da inserção urbana da RND;
- A capacidade de mobilização de recursos energéticos locais, nomeadamente os que se associam à produção FER;
- O potencial de satisfação das necessidades locais e consequente redução de assimetrias territoriais no acesso à energia.

Para este FCD foram definidos os cinco critérios de avaliação que se apresentam na Figura 11, cuja fundamentação foi integrada no C3.1.2 - *Extensão (km) de linhas aéreas em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves*:

, juntamente com a lista de indicadores adotados.

<sup>11</sup> Este indicador destinava-se a avaliar a progressão de capacidade de interligação com a rede nacional de transporte (RNT) de eletricidade. No entanto, constatou-se que a informação disponível – por imprevisibilidade de solicitações, não permite estimar o acréscimo de trocas de energia entre as duas redes (RNT e RND). Assim, optou-se por passar este indicador para a monitorização do estado de implementação do Plano.

<sup>12</sup> Anterior designação deste indicador: *Emissões de CO<sub>2</sub> pela incorporação de FER (Mt CO<sub>2eq</sub> e % face ao ano 2005)*, uma vez que a natureza dos investimentos a realizar não se destina especificamente à incorporação de FER e existem investimentos de modernização que têm como propósito a redução das perdas técnicas que também estão associadas à redução de emissões de CO<sub>2</sub>.

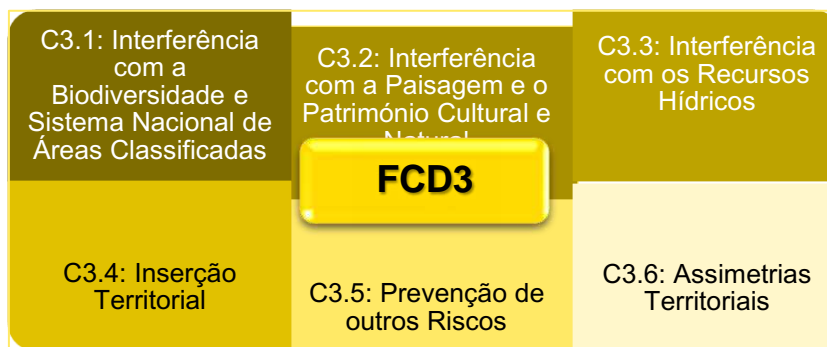


Figura 11 - Critérios para a avaliação ambiental do FCD3: Gestão dos Valores Territoriais

Quadro 9 – FCD3: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores adotados

<b>FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais</b>		
<b>Critérios de avaliação</b>	<b>Fundamentação</b>	<b>Indicadores</b>
Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas	Destina-se a avaliar os efeitos da implementação da Plano ao nível da biodiversidade e áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.	<p>Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>em áreas com estatuto de conservação reconhecido</li> <li>em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves, quirópteros, Lobo-ibérico e Lince-ibérico<sup>13</sup></li> <li>com a presença de geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico (<i>buffer</i> de 3 km) e de áreas de geoparques<sup>14</sup> (quantificados em número)</li> </ul> <p>(indicador alterado)</p> <p>Extensão (km) de linhas aéreas em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>desmontadas<sup>15</sup></li> <li>corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção</li> </ul>

<sup>13</sup> Anterior designação deste indicador: *Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em: i) áreas com estatuto de conservação reconhecido; ii) áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves*. Esta alteração decorre da necessidade de contemplar potenciais efeitos sobre outras espécies com estatuto de conservação reconhecido que são relevantes no contexto da AA do Plano, nomeadamente, quirópteros, Lobo-ibérico e Lince-ibérico.

<sup>14</sup> Por lapso esta componente do indicador não tinha sido incluída no Relatório de Fatores Críticos para a Decisão. Como tal, procedeu-se à sua inclusão e integração no quadro de avaliação do Plano.

<sup>15</sup> Anterior designação deste indicador: *Extensão (km) de linhas aéreas em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves: i) corrigidas por linhas subterrâneas; ii) corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção*. A alteração tem como motivação a definição de um indicador que represente, de forma mais objetiva, os potenciais efeitos do plano. No presente caso, a substituição de linhas aéreas existentes por linhas subterrâneas, tem como potencial benefício associado a desmontagens das linhas aéreas, assim, optou-se por avaliar especificamente o efeito da desmontagem de linhas aéreas.



FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
		<p>Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas, em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves;</li> <li>• áreas com estatuto de conservação reconhecido</li> </ul>
Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural	Destina-se a avaliar os efeitos da implementação da Plano ao nível das áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo	<p>Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial</li> <li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li> <li>• áreas de paisagem com reconhecida importância</li> </ul>
		<p>Extensão (km) de linhas aéreas desmontadas em:<sup>16</sup></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li> <li>• áreas de paisagem com reconhecida importância</li> </ul>
		<p>Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas<sup>17</sup>, em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial</li> <li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li> <li>• áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes</li> </ul> <p>(indicador alterado)</p>
	Permite avaliar as áreas de eixos estratégicos onde se poderão localizar	Área (ha) a ocupar por novas subestações:

<sup>16</sup> Anterior designação deste indicador: *Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em: i) áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido; ii) áreas de paisagem com reconhecida importância*. Igualmente nesta situação, o que se pretende avaliar são os potenciais efeitos da decisão de remover linhas aéreas. Assim, optou-se por reformular este indicador.

<sup>17</sup> Procedeu-se ao ajuste deste indicador do quadro de avaliação do Plano. Tal opção decorreu da necessidade de ajustar o indicador a potenciais efeitos ambientais das infraestruturas da RND que, no caso do critério em avaliação, estão mais diretamente relacionados com as linhas e menos com as subestações.

FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
Interferência com os Recursos Hídricos <sup>18</sup> (novo critério)	novas subestações e linhas subterrâneas que potencialmente interferem com massas de água subterrâneas e superficiais classificadas com estado inferior a bom e que podem contribuir para a degradação (ou para a não melhoria) desse estado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>em massas de água subterrâneas, com estado inferior a bom</li> <li>a menos de 200 m das massas de água superficiais com estado inferior a bom</li> </ul> <p>Extensão (km) de linhas enterradas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>em massas de água subterrâneas, com estado inferior a bom</li> <li>em massas de água superficiais a menos de 200 m das massas de água superficiais com estado inferior a bom</li> </ul>
Inserção Territorial	Permite avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e, conseqüentemente, a minimização dos impactes sobre áreas urbanas e sobre outros usos do solo, contemplando a atuação na rede existente e a expansão da RND.	<p>Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>em áreas urbanas e na sua proximidade</li> <li>em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas</li> <li>na proximidade de outras infraestruturas lineares existentes (eixos rodoviários e ferroviários)</li> </ul> <p>Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>áreas urbanas e na sua proximidade</li> <li>em áreas de atividades económicas e na sua proximidade</li> </ul> <p>Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND (km e %)</p>
	Permite avaliar o risco em que potencialmente incorrerão as novas infraestruturas da RND pelo atravessamento de áreas com maior	Área e/ou extensão e percentagem de novo eixo estratégico que atravessa áreas de áreas de intensidade sísmica 8 e 9 <sup>19</sup> (ha ou km, %)

<sup>18</sup> Por lapso este critério não foi incluído no Relatório de Fatores Críticos para a Decisão, situação que também foi notada por diversas ERAE. Assim sendo, incluiu-se este novo critério Interferência com os Recursos Hídricos com os dois indicadores enunciados no quadro de avaliação do Plano.

<b>FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais</b>		
<b>Critérios de avaliação</b>	<b>Fundamentação</b>	<b>Indicadores</b>
Prevenção de outros Riscos <sup>19</sup> ( <i>novo critério</i> )	perigosidade sísmica e de áreas onde se localizam estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG.	Estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG inseridos nos eixos estratégicos em avaliação <sup>19</sup> (número)
Assimetrias Territoriais	Permite avaliar a capacidade de mobilização de recursos energéticos endógenos e os efeitos da proximidade da rede a novos produtores nas desigualdades regionais de desenvolvimento económico, em especial em territórios com VAB per capita inferior à média nacional; permitirá, ainda, avaliar a capacidade de satisfação das necessidades locais e consequente redução das assimetrias territoriais no acesso à energia; além de permitir analisar a evolução do desempenho ambiental da rede existente com recurso a eventuais reclamações que tenham ocorridos e que, entretanto, tenham solução equacionada no âmbito dos investimentos previstos no Plano	Variação da capacidade de receção e transporte de FER (GWh e %) em: <ul style="list-style-type: none"> <li>• territórios com VAB per capita inferior à média nacional;</li> <li>• na RND</li> </ul>
		SAIDI-MT ( <i>System Average Interruption Duration Index</i> , em minutos), por município
		TIEPI MT ( <i>Tempo de interrupção equivalente da potência instalada</i> , em minutos), por município
		Reclamações ambientais por município (nº)

<sup>19</sup> Por lapso este critério e respetivos indicadores não constava do Relatório de Fatores Críticos para a Decisão remetido para pronúncia às ERAE. No entanto, reconhecendo a sua relevância e complementaridade com os riscos avaliados no âmbito do FCDI (mais associados a riscos climáticos), foi integrado no quadro de avaliação do Plano com um indicador dedicado à sismicidade e outro indicador destinado à proximidade de estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG.

## 6 AVALIAÇÃO AMBIENTAL

### 6.1 Introdução

Como tem vindo a ser referido, a presente proposta de plano – **PDIRD-E 2024** – é o primeiro exercício de planeamento elaborado após a aprovação do novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que o vem adaptar às necessidades e desafios colocados pelos diversos instrumentos estratégicos que norteiam a política energética nacional nos próximos anos e que determinam o máximo aproveitamento dos recursos renováveis endógenos e a maximização do potencial de capacidade de receção de energia, incluindo a proveniente de fontes de energias renováveis, pela rede elétrica de serviço público (RESP).

Como se tem vindo a referir, os investimentos objeto desta AA decorrem da mudança de paradigma do SEN e da conseqüente evolução para um modelo descentralizado de produção de energia e para um modelo de gestão ativa, dinâmica, adaptativa e flexível da RND. Em simultâneo, procuram assegurar a compatibilização do desenvolvimento da rede com os valores ambientais, com a obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias e com diferentes usos do solo, promovendo a coesão socioeconómica do território. Neste contexto de racionalização da utilização do território, de maximização da utilização da rede existente e da resolução de alguns passivos ambientais, não surpreende que uma parte muito significativa dos investimentos previstos se foque na modernização dos ativos com desempenho considerado menos satisfatório.

Por outro lado, atendendo ao número significativo de pedidos de reserva de capacidade de injeção e pedidos para satisfação de novos consumos, constatou-se que seria indispensável expandir a rede atual e reforçar a redundância da RND e partes do território que ainda não tinham infraestruturas que a pudessem assegurar.

A globalidade dos investimentos propostos permitirá aumentar a capacidade de carga e a redundância da RND e, como tal, reforçar a integração de nova geração (incluindo a de origem em FER), satisfazer novos consumos, reduzir perdas e garantir a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica. Contudo, não se pode deixar de salientar que a capacidade de receção na RND está limitada à capacidade disponível na RNT com a qual tem diversas interligações.

Foram estes alguns dos pressupostos identificados na descrição da estratégia de definição das intervenções da RND (ver Capítulo 3 - OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024) e que agora se passará a avaliar no contexto dos três fatores críticos para a decisão selecionados para esta AAE e anteriormente descritos no ponto 5.7.

### 6.2 Metodologia de Avaliação

A metodologia de avaliação seguida na avaliação ambiental da presente edição do PDIRD-E 2024, atendendo ao contexto político e normativo atual, aos elementos fornecidos e ao processo de interatividade com a equipa da E-REDES, envolveu as fases de desenvolvimento e avaliação que se passam a descrever.

Uma **fase inicial** em que a equipa se procurou inteirar das especificidades associadas à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade, ao léxico a utilizar e ao tipo e natureza das possíveis intervenções na rede. Durante este período de aprendizagem e contextualização tanto a equipa de AA como as equipas de planeamento, sustentabilidade e projeto da E-REDES foram interagindo de forma a criar um corpo de conhecimento sólido sobre o processo de desenvolvimento do Plano e da correspondente Avaliação Ambiental. Foi também nesta fase inicial que se começou a delinear o plano de comunicação do Plano, pontuado por interações com a comunidade e com atores institucionais, tanto ditadas pela legislação em vigor como por iniciativa da E-REDES.

Seguiu-se uma **segunda fase** de análise dos pressupostos de construção do Plano e do desenho das intervenções a propor. A perceção da motivação subjacente às propostas de investimento foi fulcral para a definição da abordagem a seguir. Constatou-se que, assumindo como ponto de partida a rede atualmente implantada no território, para cumprir com as obrigações do ORD definidas na Lei do SEN era necessário:

- garantir a segurança de abastecimento de eletricidade, satisfazendo as necessidades de consumo, dando cumprimento aos padrões de segurança de planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares;
- renovar e modernizar a RND maximizando a sua capacidade e garantindo a sua fiabilidade e eficiência operacional;
- expandir a RND criando condições para acolher nova produção, em particular a de fontes de energia renovável, viabilizando os esforços estratégicos do Estado concedente e do sistema elétrico para a sua eletrificação e a descarbonização;
- promover desenvolvimento e a resiliência das infraestruturas da RND, fomentando a sua sustentabilidade socioeconómica e ambiental;
- operar a transformação digital da RND, incrementando a eficácia, a eficiência e a segurança da rede.

Nessa sequência, a equipa da E-REDES delineou três cenários alternativos de investimento que foram explicitados e sucintamente justificados no ponto 3.2. Concluiu-se que o cenário mais adequado seria o que maximizaria o investimento e, como tal, o que irá assegurar a maximização da capacidade de carga da RND – presente e futura, de forma a cumprir com compromissos previamente assumidos e ainda permitir o crescimento das cargas na rede (acréscimo de consumo decorrente da eletrificação e descarbonização da economia e do surgimento de novos polos de consumo e, conseqüentemente, maior incorporação de nova produção, incluindo produção FER), a melhoria do desempenho da rede ao nível da fiabilidade, da eficiência operacional e da resiliência das suas infraestruturas. Adicionalmente, as intervenções previstas contribuem para a conjugação da produção centralizada com a produção local e as soluções de autoconsumo e permite alicerçar as bases de um modelo de gestão ativa, dinâmica, adaptativa e flexível.

A interação entre as duas equipas, alicerçada no novo quadro legal do SEN, permitiu potenciar o desenvolvimento da rede em compatibilização com a *obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias e com diferentes usos do solo, promovendo a coesão socioeconómica do mesmo*. Para o efeito, uma parte muito significativa dos investimentos previstos foca-se na modernização de ativos com desempenho considerado menos satisfatório que, para além de aumentar a capacidade de transporte de energia na RND, se traduz em menores implicações na ocupação do território e na possibilidade de resolver alguns passivos ambientais com a adoção de soluções de alteração do traçado ou de enterramento de linhas, para evitar a excessiva proximidade de

edificações. Desta forma, será possível dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade e de acolhimento de nova produção (incluindo produção FER), *garantindo uma utilização racional e parcimoniosa do território enquanto recurso finito e praticamente sem impactes acrescidos no ambiente e na paisagem.*

A **terceira etapa** desta metodologia consistiu na identificação da abordagem que se considerou mais adequada para proceder à avaliação dos investimentos propostos. Concluiu-se que, para além dos potenciais efeitos globais decorrentes da implementação do Plano - ao nível da eletrificação e descarbonização da economia e da resiliência da rede, e atendendo à diversidade de investimentos (materialização de novas linhas e subestações, opção entre linhas aéreas e subterrâneas e indicação de remoção de rede aérea existente) se deveria avaliar, de forma conjugada, a potencial afetação – positiva ou negativa – sobre os valores territoriais. Para tal foram criadas Zonas Estratégicas – *buffers* envolventes a todas as intervenções propostas com 10 km de largura total – dentro das quais se desenvolverá a avaliação conjugada.




Ainda nesta etapa foram definidos os corredores de avaliação associados aos diferentes tipos de intervenção, com uma amplitude suficientemente abrangente para permitir que, em momento posterior ao da presente AA, se definisse a localização técnica e ambientalmente mais adequada para cada uma das ligações identificadas, que constituem a **Estratégia Base** a avaliar.

As intervenções analisadas constituem os Eixos Estratégicos de avaliação que foram agrupados, de acordo com a respetiva localização, em Zonas Estratégicas. No Quadro 10 apresentam-se, segundo uma orientação norte - sul, as *Zonas Estratégicas* e os *Eixos Estratégicos* propostos, para os quais se faculta uma breve fundamentação.

Na Figura 12 procede-se à identificação dessas Zonas Estratégicas (ZE) e dos correspondentes Eixos Estratégicos (EE). Na Figura 13 além da representação espacial das ZE e dos EE, foram incluídas as infraestruturas da atual RND, para que se possam enquadrar as novas ligações e as demais intervenções propostas com a rede existente.

Salienta-se que a representação cromática e padronizada, já indicada para a Figura 4, se mantém ao longo de todo o documento. Acresce a esta simbologia a notação utilizada para as Zonas Estratégicas para as quais se selecionou um polígono translúcido verde.

Assim, de forma sintética, as propostas de intervenção na RND incluem:



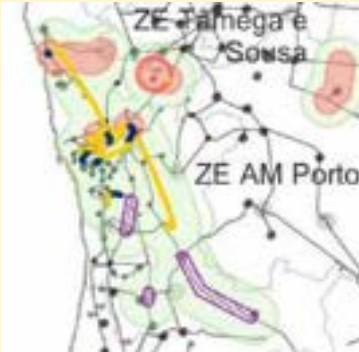
- Intervenções em rede AT existente
  - remoção de rede aérea a 60 kV; representada a traço contínuo amarelo
  - construção de nova rede subterrânea representada a traço interrompido azul
- Definição de novos eixos estratégicos
  - para modernização de LAT existentes (com 2 km de largura para salvaguardar a eventual necessidade de se proceder a correção do traçado);  representada por um polígono tracejado a roxo
  - para novas subestações (com 2,5 km de raio);  representada por um polígono ponteadado salmão
  - para novas ligações aéreas a 60 kV (com 5 km de largura)  representada por um polígono translúcido salmão

Avaliação Ambiental Estratégica:  
Relatório Ambiental *(versão preliminar para consulta)*





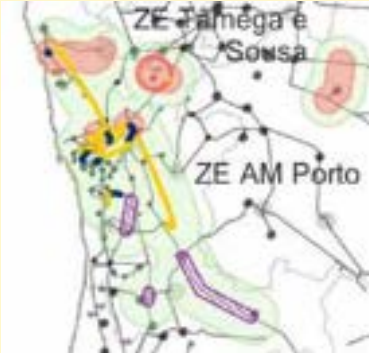
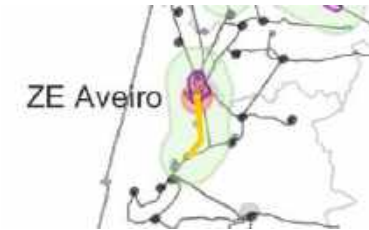
Quadro 10 – Síntese dos eixos estratégicos em avaliação e respetiva fundamentação

Zonas Estratégicas	Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4	
	ZE Trás-os-Montes 1 (ZE01)	RN13420	Nova subestação 60/30kV-20 MVA em Bragança (Bragança B), alimentada em anel <sup>20</sup> por rede aérea a 60 kV, extensão prevista ≈14 km (2x7 km), a partir da linha entre Bragança e a SE de Macedo de Cavaleiros (REN).	Garantir a alimentação à capital de distrito de Bragança (cargas em zona A) através de uma 2ª subestação. Permitirá melhorar a eficiência da rede (redução das perdas e MQS Técnica) e condições de exploração.		●	●●●	
	ZE Trás-os-Montes 2 (ZE02)	RN200920	Nova subestação 60/30 kV-20 MVA em Vila Flor, alimentada em anel por rede aérea a 60 kV, extensão prevista ≈ 3 km (2x 1,5 km), a partir da linha com origem na SE Pocinho (REN) até à SE Mirandela.	Com este novo ponto de acesso à RND pretende-se aumentar a capacidade de receção de produção na zona de Vila Flor e melhorar o desempenho da rede, com a antecipada redução das perdas e MQS Técnica e condições de exploração.		●	●●●	
	ZE Tâmega e Sousa (ZE03)	RN171904	Nova linha mista (rede subterrânea para atravessar a cidade de Amarante e rede aérea dupla a 60 kV para alimentação da SE Amarante), com uma extensão prevista de 7 km (6 km em rede aérea; 1 km em rede subterrânea).	Esta nova ligação na RND permitirá melhorar o desempenho da rede através da redução das perdas na rede AT, pela constituição de uma nova possibilidade de alimentação da SE Amarante a partir da linha 60kV, entre a SE Felgueiras e o PC de Campanhó, que atualmente é unicamente recetora de produção. Adicionalmente, ao fechar uma malha, incrementa a redundância na rede AT (recurso n-1).		●	●●●	
	ZE AM Porto (ZE04)	RP13185	Nova linha aérea dupla a 60 kV para ligação ao PdE - V N Famalicão (fase 2), entre a SE Famalicão (REN) e a SE Vila do Conde, com extensão aproximada de 12,4 km.	Esta nova ligação dupla, a 60 kV, na RND permitirá incrementar a interligação com a RNT (na SE V N Famalicão) e como tal, aumentar a capacidade de receção de produção de energia e de satisfação de consumos na área de influência das SE. Na aproximação à SE de Vila do Conde, poderá vir a ser estabelecido um troço em rede subterrânea. A instalação desta linha será acompanhada da colocação de um cabo OPGW <sup>21</sup> .		●	●●●	
		RP240AAA	Nova subestação 60/15 kV-31,5 MVA na ZI Ermida, com alimentação, em anel, proveniente da linha LN60 1078 Caniços - Sociedade Portuguesa de Oxigénio, com uma extensão prevista de ≈ 3,1 km.	Com este novo ponto de acesso à RND pretende-se satisfazer o antecipado aumento de consumo associados à ampliação da Zona Empresarial da Ermida. Havendo uma linha de abastecimento de consumo na proximidade (LN60 1078 Caniços - Sociedade Portuguesa de Oxigénio) a alimentação à nova subestação provirá dessa linha, através da sua abertura, minimizando a extensão de rede aérea a construir. Será, ainda, estabelecida uma ligação em rede aérea para alimentação, em antena, da subestação do cliente CASFIL (0,5 km) Esta subestação pode vir a ser diferida para além de 2030, dado que poderá ser possível recorrer à contratação de serviços de flexibilidade em mercado.		●	●●●	
		RP200511	Modificação das linhas LN60 Vermoim-Maia I e II, com desmontagem da rede aérea em linha dupla (≈ 17,8 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 2,4 km).	Esta intervenção na RND contempla a passagem para rede subterrânea 60 kV que se desenvolverá ao longo de vias públicas existentes na zona urbana da Maia das LAT Vermoim-Maia I e Vermoim-Maia II. Estas intervenções irão permitir a desmontagem das linhas aéreas Vermoim (REN)-Mosteiró e Mosteiro-Beiriz desde apoio 2 ao apoio de Confluência com a futura linha Vila Nova de Famalicão – Beiriz (numa extensão estimada de 17,8 km).	●	●●●		
		RP200512	Modificação da linha LN60 Vermoim-Gueifães-Alfena, com desmontagem da rede aérea em linha simples e dupla (≈ 45 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 18,7 km) que permita a manutenção do serviço nesta parte do território.	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem de linhas duplas e simples a 60 kV da atual rede aérea e a sua substituição por um conjunto de novas linhas subterrâneas a 60 kV que se desenvolverão ao longo de vias públicas existentes nas zonas urbanas da Maia, Valongo e Gondomar. As linhas a desmontar incluem a linha simples Vermoim – Gueifães, Vermoim - C.P. Travagem I/II, a linha simples Gueifães - Sociedade Portuguesa de Oxigénio (até ao apoio 21) e a linha simples Alfena - Águas de Lever (entre os apoios 4 e 6), numa extensão aproximada de 45 km. Adicionalmente serão estabelecidas novas linhas subterrâneas entre Vermoim e Gueifães, entre a SE Ermesinde e SE CP Travagem,	●	●●●		





<sup>20</sup> SE alimentada em anel – subestação alimentada por um conjunto de linhas que são exploradas de forma radial e com possibilidade de reconfiguração, constituindo elementos de redundância na RND e permitindo uma melhor continuidade de serviço.


<sup>21</sup> Cabo OPGW – cabo especial que combina fibra ótica e condutores metálicos para servir uma dupla finalidade de transmissão de dados, proteção da infraestrutura e garantia de segurança da rede.



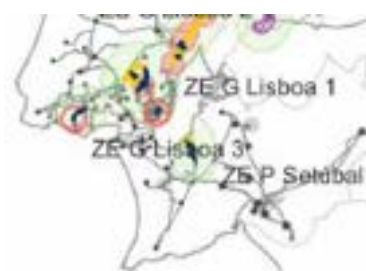
Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
				entre Vermoim e Alfena (do apoio 26 à SE Alfena) e entre Alfena e Águas de Lever (do apoio 4 até à SE CP Travagem) numa extensão que se estima em 18,7 km				
		RP200509	Modificação da linha LN60 Custóias-PC Circunvalação I e II, com desmontagem da rede aérea (≈ 3,3 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 4,2 km).	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem das atuais linhas aéreas a 60 kV entre a SE Custóias (REN) e o PC Circunvalação e a sua substituição por dois circuitos subterrâneos a 60 kV, SE Custóias (REN)-Circunvalação I e II que se desenvolverão ao longo de vias públicas existentes nas zonas urbanas de Matosinhos.	●	●●●		
		RP200510	Modificação da linha LN60 Vermoim-Custoias-Amieira, com desmontagem da rede aérea (≈ 19,3 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 8,4 km).	Esta intervenção na RND contempla o estabelecimento de novos circuitos subterrâneos para alimentação à SE EFACEC e PC de Leça do Balio-Custóias e entre a subestação da Amieira e o PC da Prelada. Estes novos circuitos serão desenvolvidos ao longo de vias públicas existentes nas zonas urbanas de Maia e Matosinhos. Estes estabelecimentos irão permitir desmontar as linhas aéreas a 60 kV: Vermoim-Custóias II e EFACEC, Ermesinde-Amieira, Custóias-Amieira, Amieira-Custóias, Vermoim-Amieira da SE Vermoim ao Ap6 e do Ap8 à SE Amieira numa extensão aproximada de 19.3 km.	●	●●●		
		RP200507	Modificação da linha LN60 Vila Nova Gaia-Pedroso, com desmontagem da rede aérea (≈ 5,2 km), de rede subterrânea (≈ 0,3 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 3,2 km).	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem da linha aérea a 60 kV Vila Nova de Gaia – Pedroso entre a subestação de Vila Nova de Gaia e o novo apoio n.º 10, com a correspondente substituição por uma nova linha subterrânea a 60 kV que se desenvolverá ao longo de vias públicas existentes na zona urbana de Vila Nova de Gaia.	●	●●●		
		RP200508	Modificação da linha LN60 Canelas-Vila Nova Gaia, com desmontagem da rede aérea (≈ 1,9 km) e instalação da correspondente rede subterrânea (≈ 2,2 km).	Esta intervenção na RND contempla a desmontagem da linha aérea a 60 kV Canelas - Vila Nova de Gaia entre a subestação de Vila Nova de Gaia o novo apoio n.º 16, com a correspondente substituição por uma nova linha subterrânea a 60 kV que se desenvolverá ao longo de vias públicas existentes na zona urbana de Vila Nova de Gaia.	●	●●●		
		RP240400	Renovação da linha aérea LN60 1122 VNG-Pedroso, numa extensão aproximada de 6 km.	Com esta intervenção de modernização na RND, pretende-se renovar uma linha dupla aérea, construída maioritariamente em 1951 devido à sua condição não satisfatória. Prevê-se a substituição de 29 apoios e, na medida do possível, promover-se-á a sua integração paisagística.	●●●	●		
		RP240408	Renovação LN60 1207 Inha-Arouca, numa extensão aproximada de 17,4 km.	Com esta intervenção de modernização na RND, pretende-se renovar uma linha simples aérea, construída maioritariamente em 1945, devido à sua condição não satisfatória. Prevê-se a substituição de 17,4 km de linha e, na medida do possível, promover-se-á a sua integração paisagística.	●●●	●		
	ZE Aveiro (ZE05)	RP200420	Renovação da linha aérea LN60kV 1238 Avanca-Bamiso, numa extensão aproximada de 3 km	Com esta intervenção na RND, pretende-se reforçar a LN60 1238 entre a SE Avanca e o ap60/13 (3 km), com interligação à SE Cliente Bamiso. Poderá vir a ser desmontada a linha aérea simples LN60 1227 Avanca-Enerpulp na sequência do reforço de potência de instalação de Cliente. Com estas intervenções, resolve-se o subdimensionamento às correntes de curto-circuito das LAT Avanca-Bamiso e Avanca-Enerpulp  Estas intervenções irão aumentar a segurança de abastecimento, e manutenção dos níveis da qualidade de serviço técnica	●●●	●	●●	
	ZE Beiras e Serra da Estrela 1 (ZE06)	RM200478	Nova subestação 60/30 kV-20 MVA na Mêda (substitui a atual SE Marvão do tipo móvel), alimentada em anel por rede mista simples a 60 kV, com uma extensão prevista da rede aérea ≈ 31 km e da rede subterrânea ≈ 2 km, entre a nova SE e a SE Pinhel.	Esta intervenção na RND pretende aumentar a capacidade de receção de produção na zona de Mêda, através da instalação de uma nova SE AT/MT no local da atual SE Marvão do tipo móvel (que será desmobilizada). Adicionalmente, consegue-se melhorar o desempenho da rede pelo incremento da redundância (recurso n-1), uma vez que a nova linha simples a construir permitirá integrar 2 SE atualmente em antena <sup>22</sup> (SE Marvão e SE Pinhel).		●	●●●	
	ZE Beiras e Serra da Estrela 2 (ZE07)	RM200436	Nova alimentação AT para SE Sabugueiro, e adaptação das LAT Seia-Sabugueiro e Seia-Desterro às correntes de curto-circuito. Prevê-se estabelecer rede aérea numa extensão aproximada de 3 km,	Com esta intervenção na RND será possível resolver atuais constrangimentos decorrentes do subdimensionamento à corrente de curto-circuito das LN60 kV 1310 Seia-AH Desterro e LN60 1311 Seia-Sabugueiro. No presente caso, será desmontada grande parte (4,42 km) da linha aérea simples LN60 1311 Seia-Sabugueiro e será	●●●	●	●	


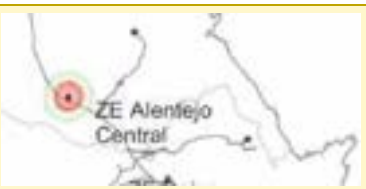

<sup>22</sup> SE em antena – subestação com ligação direta à RND que não constitui um ponto de redundância da rede, uma vez que não permite o estabelecimento de triangulação na distribuição da energia, isto é, não é explorada de forma radial e como tal, não possibilita a reconfiguração da mesma para assegurar a continuidade de serviço.



Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
			rede subterrânea em Seia (1,4 km) e desmontar linhas aéreas simples existentes em cerca de 6 km	<p>estabelecido um circuito subterrâneo entre a SE Seia (1,4 km) que irá ligar ao troço remanescente da LN60 1311 Seia-Sabugueiro, troço esse a reforçar (0,74 km). Desmonta-se o troço inicial da LN60 kV 1310 Seia-AH Desterro (1,7 km) e será reforçado o remanescente desta linha e estabelecida uma interligação (0,5 km) ao troço a reforçar da LN 60 1310 Seia-AH Desterro (1,9 km) passando a constituir-se um único circuito entre a SE Seia e a AH Desterro.</p> <p>A alimentação da SE Sabugueiro passará a ser em anel, efetuada a partir de duas novas linhas aéreas (2x)2 km resultantes da abertura da linha LN60 1303 Seia – Belmonte, proporcionando a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnico. Adicionalmente, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, elimina a atual sobrepassagem de edificações e possibilita o diferimento do investimento na construção de uma nova subestação em Manteigas para momento posterior ao horizonte da presente edição do Plano.</p>				
		RM240217	<i>Renovação LN60 1306 Vila Chã (REN)-Seia I</i> , que inclui a modernização da linha existente (≈ 3,1 km), a desmontagem parcial da mesma (≈ 0,5 km) e a construção de nova linha subterrânea (≈ 1,5 km).	Esta intervenção na RND implicará a renovação da atual linha aérea simples a 60 kV, que se encontra em serviço desde 1961, motivada pela sua condição, numa extensão de cerca de 3,1 km, a desmontagem de 0,5 km de linha atual que sobrepassa diversas edificações e a construção de 1,5 km de linha subterrânea, proporcionando uma manutenção dos níveis da qualidade de serviço técnico.	●●●	●		
	ZE Coimbra (ZE08)	RM240218	<i>Renovação da LN60 1355 PC Cadafaz-Santa Luzia</i> , numa extensão de 20 km	Esta intervenção na RND permitirá a renovação de um ativo muito datado (1939), com condição pouco satisfatória, a conseqüente melhoria do desempenho da rede, antecipando-se a redução das perdas e a manutenção da qualidade de serviço técnica, além de possibilitar o aumento de capacidade da rede para eventuais crescimentos futuros das cargas na zona da Pampilhosa da Serra.	●●●	●	●	
	ZE Leiria (ZE09)	RT240165	<i>Renovação LN60 6237 PS Maceira - Pataias</i> , que envolverá a modernização da linha existente numa extensão aproximada de 8,5 km e a desmontagem de uma linha simples em cerca de 2,2 km	Esta intervenção na RND permitirá a modernização de um ativo de 1971, cuja condição não é satisfatória, através da substituição de condutores em 8,5 km (LN60 6237 PS Maceira – Pataias). Será ainda desmontado um troço de linha numa extensão de 2,2 km na proximidade das instalações da SECIL-CIBRA em Pataias. Com as intervenções propostas espera-se uma melhoria da eficiência da rede com uma expectável redução de perdas e melhoria da QST da zona.	●●●	●	●	
	ZE Médio Tejo (ZE10)	RT200487	<i>Renovação LN60 6546/49 Zêzere-Olho de Boi</i> , que envolverá a modernização da linha dupla existente numa extensão de cerca de 12,5 km e a construção de redes aéreas com cerca de 4,5 km	Com esta intervenção na RND será possível modernizar um ativo que data maioritariamente de 1954. A renovação desta linha implicará a substituição dos atuais condutores, entre a SE Zêzere e o apoio n° 49 (12,5 km), uma nova linha simples em rede aérea (2,5 km) e a construção de um novo traçado de linha dupla (2x2 km) comum com a LN 60 6502 até à SE Olho de Boi. Esta ligação permitirá resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores a outras linhas e a edificações existentes, além de possibilitar a melhoria do desempenho da rede, antecipando-se a redução das perdas e a manutenção da qualidade de serviço técnica.	●●●	●	●	
		RT240166	<i>Remodelação LN60 6510 Olho Boi-Ponte Sôr</i> , que envolverá a modernização da linha simples existente numa extensão de cerca de 33,5 km e a desmontagem de linhas simples aéreas (≈ 3,6 km) que serão substituídas por uma nova linha subterrânea (≈ 4,1 km)	Esta intervenção na RND implicará a substituição dos condutores da atual linha aérea simples a 60 kV, numa extensão de cerca de 33,5 km, a desmontagem de 3,6 km de linha atual que sobrepassa diversas edificações e a construção de 4,1 km de linha subterrânea, na área urbana de Abrantes, proporcionando a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnico e redução das perdas técnicas.	●●●	●	●	
	ZE Alto Alentejo (ZE17)	RT200482	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA na Zona Industrial de Portalegre</i> , alimentada em anel por rede simples a 60 kV, a partir da rede existente, complementada pelo reforço da capacidade do eixo São Vicente – Falagueira, numa extensão prevista da rede aérea em ≈ 39 km.	Com esta intervenção na RND pretende-se o aumento da capacidade recepção de nova produção na zona de Portalegre, através da nova SE ZI Portalegre, da SE São Vicente e SE Alpalhão. Para o efeito será construída uma nova subestação na Zona Industrial de Portalegre, alimentada em anel, abertura da LN 60 6584 São Vicente-Arronches (2 x 1 km). Adicionalmente e com a mesma finalidade, será reforçada a capacidade do eixo Falagueira (REN)-Alpalhão-S. Vicente (LN60 6548 Pracana-Falagueira (REN); LN6583 Falagueira (REN) – Alpalhão; LN60 6556 Alpalhão-São Vicente) com o alteamento da linha e a substituição de condutores para a adaptar à temperatura de exploração pretendida para esta linha, em cerca de 37 km.	●	●	●●●	

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
				Consequentemente antecipa-se a melhoria do desempenho da rede, a redução das perdas, a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica e a criação de redundância na RND na zona de Portalegre.				
ZE Alto Alentejo e Central (ZE18)	RS200426	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA em Sousel</i> , alimentada por um novo posto de corte nas imediações de Sousel, e pelo eixo Maranhão – Estremoz (REN), complementada pelo reforço da capacidade desse eixo aéreo, numa extensão prevista de ≈ 18 km.	Com esta intervenção na RND pretende-se aumento da capacidade receção de produção de eletricidade na zona de Sousel, com instalação de nova subestação AT/MT, e na zona da SE do Maranhão com o reforço da alimentação à subestação. A nova subestação será alimentada a partir de um novo posto de corte AT que irá ser construído para receber nova produção FER na zona de Sousel. Prevê-se o reforço da LN60 6514 Maranhão - Alcáçova, em aproximadamente 18 km, até ao desvio para a nova subestação de Sousel.  No âmbito de outro projeto em curso no terreno irá realizar-se a desmontagem parcial da LN60 6514 Maranhão – Alcáçova, numa extensão de cerca de 22 km.  Igualmente se antecipa a melhoria do desempenho da rede, a redução das perdas e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.	●	●	●●●		
	RT200481	<i>Nova LN60 Estremoz (REN)-Arronches</i> , entre as correspondentes subestações será construído uma nova linha dupla aérea, com extensão aproximada de 35 km.	Esta nova ligação em linha dupla da RND, a 60 kV, com uma extensão ≈ 35 km, permitirá aumentar a capacidade de receção de produção de energia na região de Arronches (através da SE Arronches e da SE Alcáçova), incrementar a interligação com a RNT (na SE Estremoz) e, como tal, a possibilidade de satisfazer novos consumos. Também está prevista a construção de andar 60kV na SE Arronches.  Com esta nova linha aumenta-se a redundância da rede nesta parte do território que, por permitir a exploração em malha fechada, manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica e a redução das perdas.		●	●●●		
	ZE Oeste (ZE11)	RT240164	<i>Renovação LN60 6283 Merceana – Matacães</i> , numa extensão aproximada de 9,5 km	Esta intervenção na RND permitirá a modernização de um ativo de 1987, através da substituição de condutores em 9,5 km, com a consequente melhoria do desempenho da rede, antecipando-se uma manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.	●●●	●	●	
	ZE Lezíria do Tejo (ZE15)	RT200483	<i>Reforço malha Porto Alto (REN)-SE Carrascal</i> , com duplicação da capacidade de transporte das linhas existentes.	Com esta intervenção na RND, de reforço das linhas aéreas simples para linhas aéreas duplas, entre a subestação da RNT em Porto Alto e a subestação do Carrascal, será possível aumentar a capacidade de receção de nova produção na zona de Benavente. Adicionalmente, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica e a redução das perdas, além de possibilitar o diferimento do investimento na construção de uma nova subestação em Santo Estevão para momento posterior ao horizonte da presente edição do Plano.	●	●	●●●	
	ZE Grande Lisboa 2 (ZE13)	RL231110	<i>Nova subestação 60/10 kV-20 MVA na Ericeira</i> , alimentada por duas linhas em rede mista (aérea e subterrânea) com ≈ 9 km de extensão.	A criação de uma nova subestação na RND permitirá melhorar os valores de tensão na rede de MT que alimenta a Vila da Ericeira (subtensões) quedas de tensão, e permitirá a melhoria do desempenho da rede, com a antecipada redução das perdas e manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica. Esta nova subestação será alimentada em anel a partir da LN60 6137 Mafra-Telheiro através de duas novas linhas a 60 kV (previstas em apoio comum), com uma extensão prevista de 9 km, dos quais se prevê 7,5 km em linha aérea e 1,5 km em cabo subterrâneo.  A construção desta subestação pode vir a ser diferida para além de 2030, dado que poderá ser possível recorrer à contratação de serviços de flexibilidade em mercado.		●	●●●	
ZE Grande Lisboa 1 (ZE12)	RL200835	<i>Renovação da LN60 Póvoa-Sobralinho</i> , que engloba a desmontagem de parte das linhas aéreas existentes (≈ 18,5 km) e a construção de uma nova linha aérea (≈ 0,6 km) e subterrânea (≈ 1,8 km).	Com esta intervenção na RND será possível resolver múltiplas situações de proximidade dos condutores da atual linha AT Póvoa-Cimpor, entre a SE Póvoa e próximo do apoio nº 6, a edificações existentes e permitindo uma melhor integração das necessidades do sistema energético com o meio urbano nas imediações da SE Póvoa através da remoção de linhas existentes e a correspondente substituição por linhas subterrâneas (LN 6121/6122 Fanhões-Póvoa, entre ap32/35 e a SE Póvoa).  Adicionalmente esta intervenção permitirá concretizar a abertura da LN Póvoa-Cimpor, ap27, p/ ligar PS Sobralinho	●●●	●			



Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação				PI1	PI2	PI3	PI4
				Assim, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.							
		RL240AAA	<i>Nova Rede AT Central Valor Sul-SE Póvoa</i> , que envolve o estabelecimento de duas novas linhas subterrâneas com uma extensão de cerca de 1,8 km (vala comum: 2x1,8 km) e a desmontagem de 0,8 km de linha aérea simples.	Esta intervenção na RND tem como principal motivação a redução das perdas técnicas na rede e contempla a construção de uma nova ligação subterrânea, entre a Central de tratamento de RSU da Valorsul e a subestação da Póvoa de Santa Iria, numa extensão de cerca de 1,8 km (vala comum com 2 circuitos de 1,8 km). Esta nova ligação permite estabelecer a alimentação à unidade industrial Valor Sul a partir da SE Póvoa (deixa de ficar alimentada pelo PC de Fanhões) pelas LN 6152/6153 Fanhões – Valorsul, na zona de Loures e Vila Franca de Xira.  Assim, este conjunto de intervenções permitirá uma melhor racionalidade na utilização do território, e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.		●	●●●				
		RL240BBB	<i>Reestruturação Rede AT PC Fanhões-Anaia</i> , com a construção de duas novas linhas subterrâneas com uma extensão de cerca de 2,35 km (vala comum: 2x2,35 km) e a desmontagem de 17,4km de linha aérea simples.	No caso desta intervenção na RND, ocorrerá um rearranjo da rede entre o Posto de Corte de Fanhões e a subestação da Póvoa e a subestação da Anaia que incluirá a construção de 2 linhas (2x0,85 km) subterrâneas 60 kV, entre o apoio nº35 (das linhas LN60 6121 /6122 Fanhões Póvoa) e a SE Póvoa, e a construção de 2 linhas (2x1,5 km) entre a subestação da Anaia e o apoio nº. 32 das linhas 6152/6153 Fanhões – Valor Sul. Estes traçados serão estabelecidos na área urbana de Santa Iria da Azoia, ao longo de vias públicas existentes. Igualmente incluirá a desmontagem de rede aérea das linhas Moscavide-Póvoa, Anaia-Póvoa e Moscavide-Anaia, numa extensão estimada de cerca de 17,4 km.  Este conjunto de intervenções contribuirá para a redução de perdas técnicas e para a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica, e de minimizar potenciais interferências com áreas urbanas em Loures e Vila Franca de Xira.	●	●	●●●				
		RL200829	<i>Modificação da LN60 Carriche-Aroja-Quinta da Caldeira</i> , com a desmontagem de 27,5 km de linhas aéreas e a construção de cerca de 11,4 km de linhas subterrâneas.	Este conjunto de intervenções na RND procura reduzir a presença de linhas aéreas em meio urbano, minimizando potenciais conflitos de localização com edificações que, entretanto, foram construídas sob as linhas atuais. Estão nesta situação as linhas Carriche - Casal S. Brás, Alto Mira - Casal S. Brás II, Carriche - Arroja, Carriche - Quinta da Caldeira, Caneças - Arroja e Variante Interligação LA6078-LA6138 nas zonas urbanas de Odivelas, Loures e Lisboa, que serão desmontadas (≈ 28,9 km – 27,5 km linha aérea e 1,4 km cabo subterrâneo km). Ao mesmo tempo, para manter o serviço serão construídas novas linhas subterrâneas ao longo de vias públicas existentes entre Carriche-Aroja, Caneças-Aroja e Carriche-Quinta da Caldeira, numa extensão aproximada de 11,4 km.  Manter-se-ão os bons níveis da qualidade de serviço técnica, a redução de perdas, um melhor desempenho ambiental e uma maior resiliência da rede.	●	●●●					
		RL11057	<i>Renovação da LN60 6033/6034 Carriche-Luz/Colombo</i> , com a desmontagem de 2 linhas aéreas numa extensão de 1,6 km (apoio comum) e a construção de 2 linhas subterrâneas numa extensão de cerca de 2 km	Esta intervenção na RND pretende resolver um problema de subdimensionamento à potência de curto-circuito trifásico da rede atual. Atendendo ao facto de atravessar uma área urbana, será impossível o estabelecimento de uma nova linha aérea na freguesia de Carnide e, por essa razão, é proposta a substituição das linhas atuais (2x1,6 km) por dois circuitos subterrâneos (2x2 km em vala comum).  Manter-se-ão os bons níveis da qualidade de serviço técnica da zona.	●●●	●					
	ZE Grande Lisboa 1 (ZE12)	GL06061	<i>Nova subestação 60/10 kV-40 MVA na Pena (ex- Martim Moniz)</i> , alimentada por uma linha subterrânea com origem no PS Alto de São João, numa extensão de cerca de 0,8 km.	A criação de um novo ponto de acesso à RND permitirá reformular a alimentação de eletricidade na área de influência da SE Praça da Figueira que tem registado, continuamente, uma elevada utilização e mesmo uma sobrecarga pontual, sem possibilidade de reforço de potência da subestação. Esta nova subestação será alimentada a partir do PS Alto de São João através de uma nova linha subterrânea dupla a 60 kV, com uma extensão prevista de 0,8 km, aumentando o número de ligações provenientes do Alto de São João e aproveitando o canal técnico já existente de ligação à SE Santa Marta e SE Arco Carvalhão.  Adicionalmente, contribuirá para a melhoria do desempenho da rede, com a antecipada satisfação de consumos (novos e existentes), a redução das perdas e a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica.		●	●●●				
ZE Grande Lisboa 3 (ZE14)	RL231107	<i>Nova subestação 60/10 kV-40 MVA em Caparide</i> , com o estabelecimento de uma linha	A criação de um novo ponto de acesso à RND permitirá reduzir a elevada utilização da transformação AT/MT na SE Parede, bem como o aumento de capacidade de receção		●	●●●					

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
			subterrânea com cerca de 4,4 km para ligação, à linha 6043 Trojouce-Alcoitão	<p>de carga na RND, tanto para a satisfação de novos consumos como de eventual receção de produção de energia na área de influência das SE Caparide e Abóboda. A alimentação, em antena, desta subestação será em cabo subterrâneo, uma vez que atravessa a área urbana de Cascais.</p> <p>Adicionalmente, contribuirá para a melhoria do desempenho da rede, com a antecipada redução das perdas e melhoria da qualidade de serviço técnica.</p> <p>A construção desta subestação pode vir a ser diferida para além de 2030, dado que poderá ser possível recorrer à contratação de serviços de flexibilidade em mercado.</p>				
	ZE Península de Setúbal (ZE16)	RL200828	<i>Modificação da LN60 0007 Coina-Central do Barreiro e Barreiro (LN60 0007 01 Barreiro), com o estabelecimento de uma nova linha subterrânea com cerca de 5,5 km e a desmontagem de 6,6 km em rede aérea</i>	<p>A intervenção na RND proposta tem como objetivo promover a integração paisagística das linhas aéreas AT Coina-Central do Barreiro e Barreiro na zona urbana do Barreiro. Será estabelecido em circuito em rede subterrânea entre a SE do Barreiro e o apoio 23 (novo) da linha Coina-Central do Barreiro, numa extensão de cerca de 5,5 km.</p> <p>Esta intervenção permitirá desativar rede aérea entre o ap.23 e o PS Central do Barreiro (5,4 km) e a desmontagem de troço aéreo da LN60 0007 01 Barreiro em cerca de 1,2 km</p>		●●●		
	ZE Alentejo Central (ZE19)	RS200424	<i>Nova subestação 60/30 kV – 20 MVA em Portel, integrada num Posto de Corte a construir no âmbito de ligação de PRE.</i>	<p>A instalação desta subestação irá permitir o aumento de capacidade de receção de produção na zona de Portel.</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e de manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
	ZE Alentejo Litoral 1 (ZE22)	RS08229	<i>Renovação da linha AT Vale do Gaio – Alcácer, numa extensão de 16 km</i>	<p>Linha originalmente da RNT, cedida para exploração AT desde 2003, em fim de vida útil. Um troço de 16 km apresenta sinais de corrosão nos apoios, isoladores e acessórios prevendo-se a necessidade de remodelação.</p> <p>A intervenção proposta consiste na renovação deste troço (atualmente estabelecido em AA195), com reforço para condutor AA325 (16 km), a instalação de cabo OPGW (16 km) e de cabo ADSS (6 km) no troço restante.</p>	●●●			
	ZE Alentejo Litoral 2 (ZE23)	RS200479	<i>Nova subestação 60/30/15 kV – 31,5 MVA em Santo André, alimentada por uma linha aérea, com cerca de 5,8 km</i>	<p>A criação de uma nova subestação na RND permitirá aumentar a capacidade de receção de produção de energia na zona de Santo André.</p> <p>Esta nova subestação será alimentada, em antena, a partir do PdE Sines (REN) através de uma nova linha aérea (dupla) a 60 kV, com uma extensão prevista de 5,8 km.</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e de manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	
		RS200417	<i>Reforço LN60 Sines (REN)-Santiago, numa extensão de cerca de 11 km</i>	<p>Aumentar a capacidade receção de produção e manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica na SE Santiago e SE Grândola, através da substituição da LN60 0024 Sines (REN)-Santiago, por nova LN 60kV dupla entre o PdE Sines (REN) e a SE Santiago (≈ 2x11 km), em corredor AT existente, dando origem às LAT Sines (REN)-Santiago I e II.</p> <p>Será efetuada a ampliação da SE Sines ZILS, de forma a permitir o estabelecimento de uma linha simples (≈4 km), com origem na nova SE Sines ZILS para alimentação da SE Vila Nova de Milfontes e SE Cliente INAG.</p> <p>As intervenções propostas irão permitir a desmontagem de rede aérea em cerca de 23 km das LN60 0024 e LN60 0073.</p>		●	●●●	
	ZE Alentejo Litoral 3 (ZE24)	RS200416	<i>Nova subestação 60/30 kV-31,5 MVA, em Lousal, alimentada em anel, por duas linhas em rede aérea, numa extensão de ≈ 1 km</i>	<p>Aumentar a capacidade de receção de produção de energia na área de influência das SE Santiago, SE Ferreira do Alentejo e SE Vale de Gaio, através da instalação de uma nova subestação que será alimentada por duas linhas (anel) a partir da linha entre o PdE Ferreira do Alentejo (REN) e a SE Santiago (2 x 1 km, a estabelecer em apoio comum).</p> <p>A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.</p>		●	●●●	

Zonas Estratégicas		Eixos Estratégicos		Fundamentação	PI1	PI2	PI3	PI4
	ZE Baixo Alentejo 1 (ZE20)	RS10103	Nova subestação 60/15 kV-31,5 MVA no Parque Industrial de Beja, alimentada em anel, por duas linhas em rede aérea, numa extensão de ≈ 1,5 km	Garantir a alimentação à capital de distrito de Beja (cargas em zona A) através de uma 2ª subestação. A nova subestação será alimentada por duas linhas (anel) com origem na linha LN60 0161 Beja – Brinches (2 x 1,5 km, a estabelecer em apoio comum). A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.		●	●●●	
		RS200419	<i>Reforço da LAT F. Alentejo (REN)-Beja, a 60 kV</i> que incluirá a substituição das linhas existentes por novas linhas com maior capacidade, o que permitirá reforçar o eixo entre o PdE Ferreira do Alentejo (REN) e a subestação de Beja e subestação de Brinches. Estima-se substituir rede, numa extensão de ≈ 70 km.	Este projeto tem como principal objetivo aumentar a capacidade de receção de produção nas subestações Ferreira do Alentejo-e Beja. A iniciativa contempla a substituição de ≈70 km de linhas de AT antigas, aproveitando sempre que possível os traçados já existentes. A maior parte das substituições será realizada em rede aérea (≈67 km), enquanto nas proximidades das subestações de Beja e de Brinches serão estabelecidos circuitos subterrâneos (≈3 km). Esta intervenções irão permitir não só o aumento da capacidade da rede, como também retirar linhas aéreas de 60 kV da zona urbana de Beja, com conseqüente melhoria da garantia de abastecimento às cargas localizadas na zona, especialmente às localizadas na cidade de Beja, capital de Distrito.	●	●	●●●	
	ZE Baixo Alentejo 2 (ZE21)	RS200422	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA</i> , em Ourique, alimentada em antena, por uma nova linha aérea a 60 kV a partir do PdE Ourique (REN) numa extensão de ≈ 3km.	A instalação desta nova subestação na RND, alimentada a partir da RNT, tem como motivação o aumento de capacidade de receção de produção de energia e de satisfação de consumos na região de Ourique. A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.		●	●●●	
		RS200423	<i>Nova subestação 60/30 kV-20 MVA</i> , em Castro Verde, alimentada em antena, por uma nova linha a 60 kV a partir do PdE Ourique (REN) com uma extensão de ≈ 10 km.	A instalação desta nova subestação na RND, alimentada a partir da RNT, por uma linha a estabelecer em rede aérea (≈8,5 km) e subterrânea (≈1,5 km) tem como motivação o aumento de capacidade de receção de produção de energia na região de Castro Verde. A sua ligação à rede MT existente, irá permitir a redução do comprimento de circuitos MT existentes, passagem de rede MT e respetivas cargas para a nova subestação, com melhoria de perdas e manutenção dos bons níveis qualidade de serviço.		●	●●●	
	ZE Algarve (ZE25)	RS181749	<i>Nova subestação, a 60/15 kV-20 MVA</i> , em Portelas (Lagos), alimentada em anel, por duas linhas em rede aérea a 60 kV, numa extensão de ≈2,5 km	A instalação desta nova subestação na RND, alimentada por duas linhas (anel) com origem na LN60 0058 Porto de Lagos-Lagos (≈2x2,5 km, em apoio comum), tem como principal objetivo da manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica na zona de Lagos. Adicionalmente, esta SE permitirá aumentar a eficiência da rede, com a antecipada redução das perdas, e possibilitará uma maior capacidade para acomodar eventuais crescimentos futuros das cargas.		●●●	●	



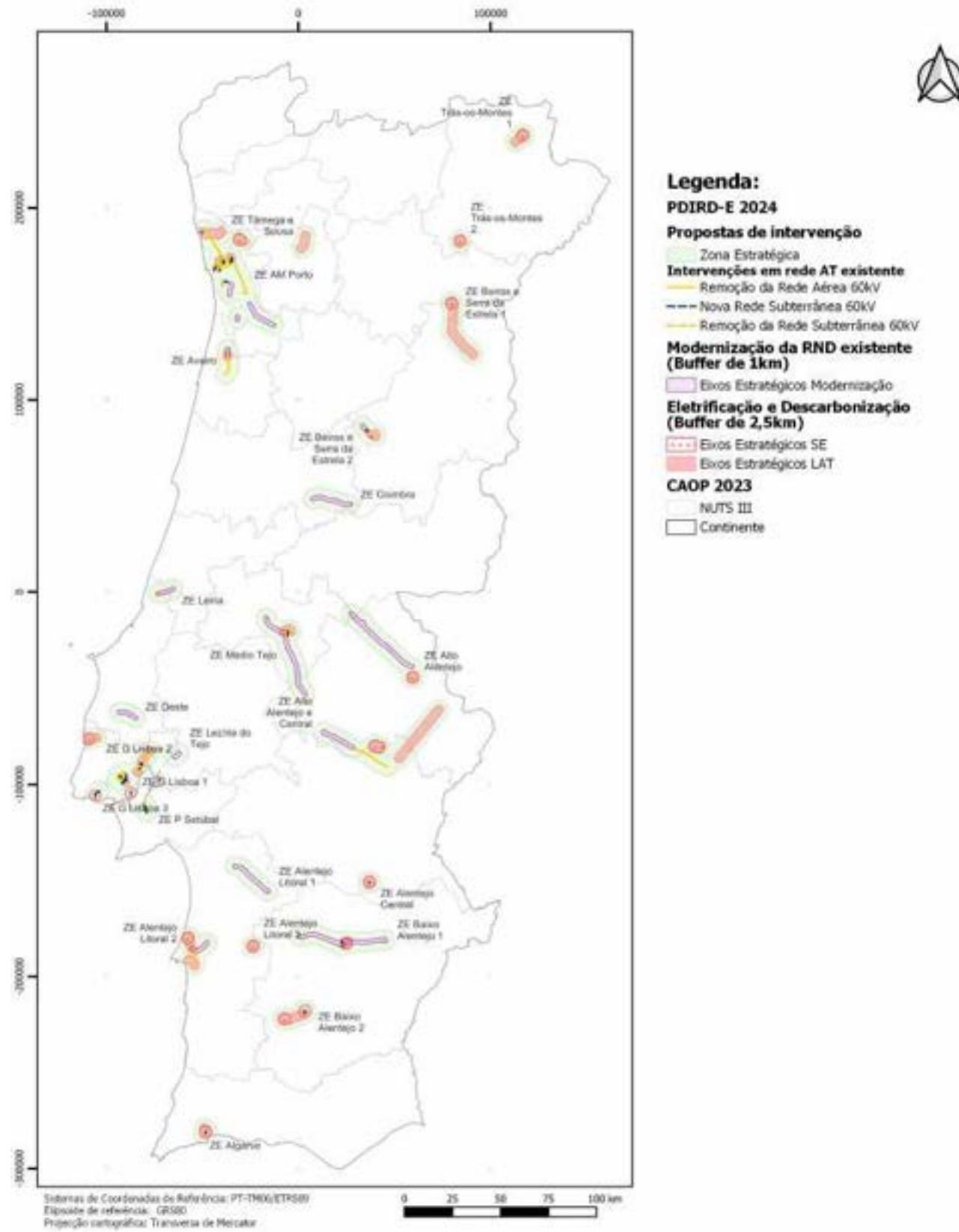


Figura 12 – Estratégia Base do PDIRD-E 2024: identificação das Zonas Estratégicas e dos Eixos Estratégicos em avaliação, agrupados segundo o tipo de intervenção proposto.

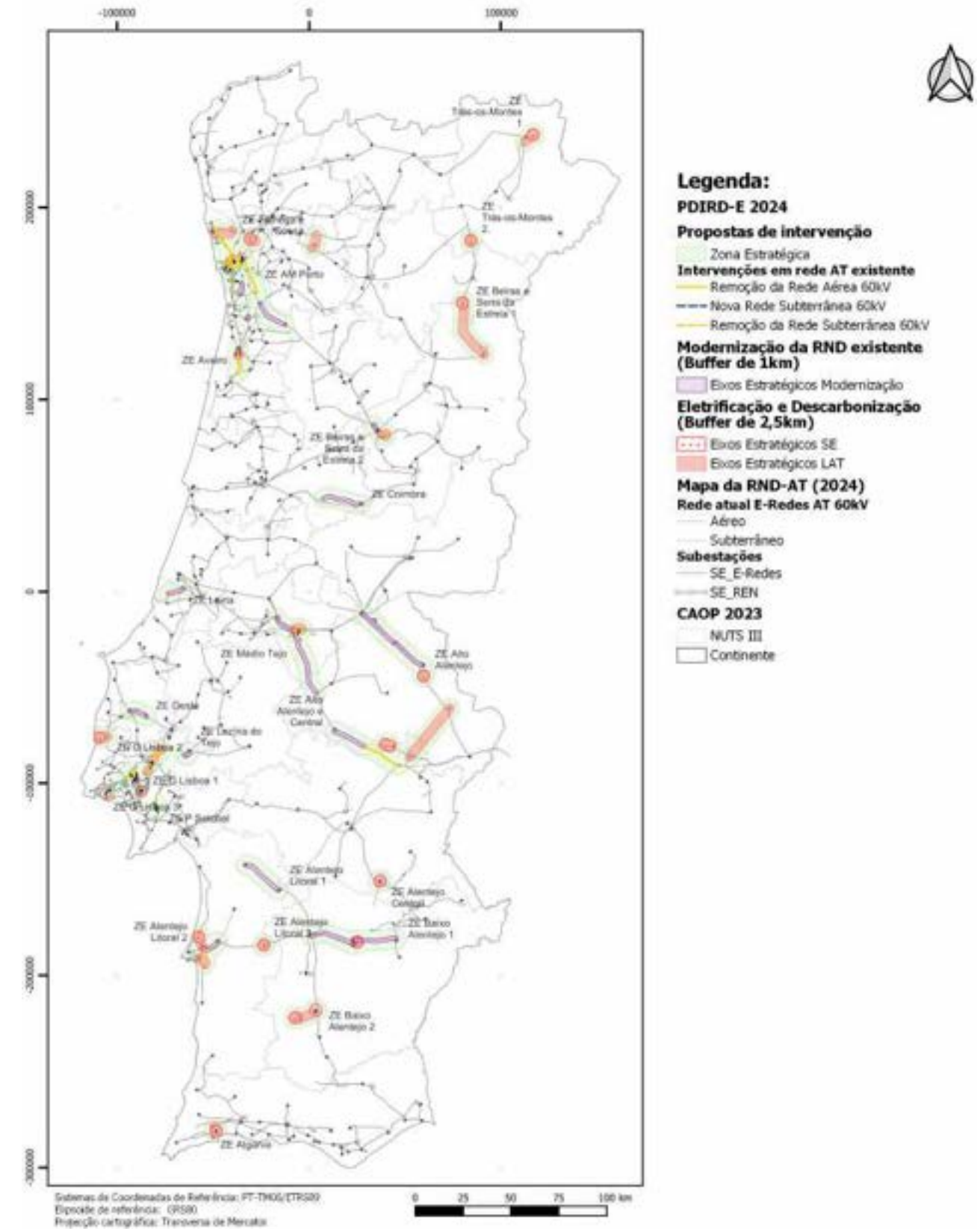


Figura 13 – Estratégia Base do PDIRD-E 2024: identificação das Zonas Estratégicas e dos Eixos Estratégicos em avaliação, na sua relação com as infraestruturas da Rede Nacional de Distribuição existente.

Como se nota no quadro de avaliação apresentado e se compreende da descrição dos investimentos associados ao PI 5, os investimentos de suporte à atividade não têm uma representação espacial específica e, como tal, não fazem parte da avaliação efetuada.

Posteriormente, e para a análise da Estratégia Base, procedeu-se a uma avaliação dos eixos estratégicos e dos investimentos conexos de desmontagem de linhas e construção de linhas subterrâneas, de acordo com os critérios identificados nos diferentes Fatores Críticos para a Decisão. A apresentação dessa avaliação foi estruturada segundo as Zonas Estratégicas definidas, e os resultados mais detalhados foram incluídos em anexo ([Anexo VII](#)).

Por fim, procedeu-se à análise combinada da contribuição desta estratégia para os objetivos de descarbonização da economia e o alcance das metas indicadas no PNEC 2030, considerando a contribuição da análise específica de cada um dos FCD. Essa contribuição assentou, entre outros, nos seguintes aspetos:

- a maximização do aproveitamento da rede existente, complementada pelas novas ligações propostas;
- a motivação dos diferentes eixos estratégicos, a conectividade entre os locais de produção e os locais de consumo e a possibilidade de incorporação de futura produção (incluindo a produção FER);
- o incremento potencial de interligações com a RNT;
- a salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente;
- o compromisso com a defesa dos valores da coesão socio-territorial.

No contexto da presente avaliação, não se antevê a seleção de uma estratégia preferencial, mas antes a análise da Estratégia Base e as perspetivas de evolução da mesma. Tal determinará a identificação de oportunidades e constrangimentos desta Estratégia (e dos respetivos eixos estratégicos) e a definição de diretrizes de seguimento e monitorização que informarão futuros ciclos de planeamento e futuras edições do Plano e apontarão aspetos que terão de ser futuramente reequacionados na vertente de acolhimento de nova produção (incluindo a produção FER) e de satisfação de novos consumos intensivos.

### **6.3 FCD 1: Modernização da RND**

A modernização da RND constitui um vetor central das propostas a implementar no âmbito do PDIRD-E 2024, em face dos desafios colocados a uma infraestrutura estratégica para o processo de transição energética do território nacional e em face da necessidade de incrementar a sua resiliência na resposta às alterações climáticas, nomeadamente perante os riscos climáticos mais gravosos, atendendo às características da rede de distribuição e à sua implantação em territórios diferenciados no que respeita aos cenários climáticos conhecidos.

O QRE deste Plano, que constitui a moldura das macropolíticas estratégicas e um referencial para a sua avaliação, traduz essa realidade marcada pela urgência de cumprimentos de metas associadas à política energética e climática e, *nalguns aspetos, pela necessidade de cumprimento de novos quadros legais e regulamentares*. Em concreto, o PNEC 2030 assume, como um dos oito objetivos nacionais para 2030, garantir a segurança de abastecimento (de energia) e 'assegurar a manutenção de um sistema



resiliente e flexível, com diversificação das fontes e origens de energia, reforçando, modernizando e otimizando as infraestruturas energéticas, desenvolvendo as interligações e promovendo a integração, a reconfiguração e a digitalização do mercado da energia, maximizando a sua flexibilidade.'

Por outro lado, o próprio ciclo de vida dos equipamentos que compõem a infraestrutura, a par das constantes inovações tecnológicas que acompanham o setor energético (com particular destaque para as que se relacionam com o processo de digitalização), impõem necessidades de investimento que permitam a melhoria do seu desempenho e eficiência, suportando a 'forte eletrificação dos sistemas prevista até 2040' (PNEC2030). Finalmente, as intervenções propostas no plano para a RND respondem a uma necessidade urgente de criar condições na RND para viabilizar novas realidades de produção e consumo crescente de energia FER.

Considerando este macro contexto, o **FCDI - Modernização da RND** propõe-se fazer uma análise dos investimentos propostos no PDIRD-E 2024 de acordo com os seguintes quatro critérios de avaliação: *Qualidade de Serviço (C1.1)*, *Eficiência da RND (C1.2)*, *Transição Digital (C1.3)* e *Prevenção de Riscos e Adaptação às Alterações Climáticas (C1.4)*.

### 6.3.1 Tendências e Situação atual da RND

O setor energético, de uma forma geral, e também a RND, têm evoluído num quadro de constante inovação tecnológica e procura de soluções para problemas relacionados com a mudança do paradigma energético, operando uma transição de energias fósseis para energia de fontes renovável, acompanhada do incremento da eficiência e da flexibilidade do sistema energético.

A resposta da RND aos desafios deste contexto depende, em grande medida, da modernização dos seus ativos - quer seja pela substituição de equipamentos quer seja pela inovação tecnológica - e da adoção de soluções que permitam criar o máximo de alternativas de flexibilidade e o melhor aproveitamento da infraestrutura existente.

O reflexo deste processo de modernização da RND vê-se no seu desempenho ao nível da **qualidade de serviço** prestado pela infraestrutura, recorrendo a dois indicadores associados à duração dos tempos de interrupção de serviço: duração média das interrupções longas previstas do sistema, por pontos de entrega (SAIDI-MT) e tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência (TIEPI MT).

O último relatório de qualidade de serviço publicado (relativo ao ano de 2023) evidencia resultados positivos dos investimentos realizados ao abrigo de anteriores edições do Plano na rede de distribuição de energia, destacando uma melhoria significativa nos indicadores de continuidade de serviço na média tensão (MT), tal como se observa no Quadro 11, que compila os dados relativos aos últimos quatro anos.

Quadro 11 - Duração média das interrupções longas previstas do sistema, por pontos de entrega (SAIDI-MT) e tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência (TIEPI MT), 2020-2023 (fonte: E—REDES - Relatório da Qualidade de Serviço 2022 e dados próprios da E-REDES).

		2020	2021	2022	2023
SAIDI MT (min)	Acidentais	72,64	63,30	67,46	61,77
	Previstas	0,04	0,27	0,004	0,05
TIEPI MT (min)	Acidentais	51,10	47,41	52,34	48,10
	Previstas	0,02	0,11	0	0,04

Relativamente ao último ano reportado o operador regista ainda que os ‘resultados estão em linha com o compromisso da E-REDES para com os seus clientes, no âmbito da atividade de prestação de um serviço público essencial. Por outro lado, vêm reforçar a importância do investimento na resiliência e modernização da rede elétrica de distribuição, dado constituir a plataforma de suporte aos desígnios da transição energética, com incorporação crescente de fontes renováveis intermitentes, a par da tendência de reforço da eletrificação dos setores da indústria, residencial e transportes’ (Relatório da Qualidade de Serviço 2023).

Por outro lado, o objetivo de promover a **eficiência do sistema energético** como um todo, constitui também um marcador de tendências com reflexos no PDIRD-E 2024.

O PNEC 2030, enquanto documento estratégico que enquadra toda a política energética e climática à escala nacional, cuja recente revisão se encontra atualmente em consulta pública, assume “a eficiência energética como crucial para a descarbonização da sociedade e como resposta à necessidade de uma economia competitiva e de um sistema energético resiliente, seguro e autossuficiente”, comprometendo-se o Governo português com o princípio da “Prioridade à Eficiência Energética”, embora reconhecendo que, ainda que complementares, “o desafio da eficiência energética é igual ou maior do que o das renováveis”.

Para o PDIRT-E 2024 e para a RND são particularmente relevantes as pautas emanadas do Decreto-lei nº 15/2022 que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e que dá particular destaque à eficiência da RNT e da RND, no sentido de assegurar ‘objetivos de máxima eficiência da capacidade disponível e a integração da geração e do consumo de modo dinâmico, sem colocar em causa a segurança do abastecimento’. Nesse esforço por assegurar a eficiência, também no momento de planeamento das redes, os respetivos operadores devem considerar que ‘os novos investimentos em infraestruturas de rede dependem de uma análise de custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, nomeadamente o armazenamento, medidas de resposta da procura e da produção de eletricidade’.

No essencial, o objetivo que preside a esta nova organização do SEN, num contexto de transição do paradigma energético, e que afeta diretamente na RND, é o desenvolvimento de uma rede inteligente que promova a eficiência energética e a integração da energia de fontes renováveis. A ERSE, no seu papel de regulador do setor, monitoriza a evolução deste

processo com recurso a um conjunto de indicadores focados na capacidade dos operadores das redes transporte e distribuição de energia para explorarem linhas com parâmetros dinâmicos, no desenvolvimento da monitorização à distância e no controlo em tempo real das subestações, na redução das perdas na rede e na frequência e duração das interrupções de potência.

Os dados que se apresentam a seguir permitem retratar a situação atual da RND neste processo de promoção da eficiência, através do incremento de soluções de flexibilidade que permitam o melhor aproveitamento da infraestrutura existente.

A Figura 14 reflete a evolução da RND no que respeita à eficiência da infraestrutura, neste caso através das perdas. Como se pode observar, com registo de algumas oscilações, o período entre 2013 e 2023 é marcado pela tendência de redução da percentagem de perdas na rede de distribuição.

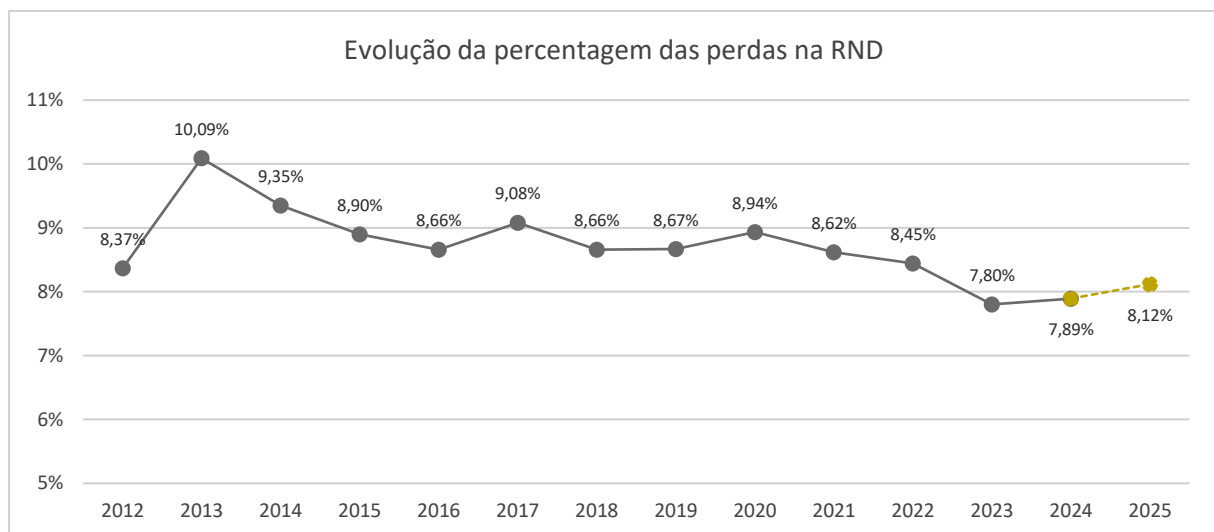


Figura 14 - Evolução da percentagem das perdas na rede de distribuição, com referência à Energia Entrada na rede (fonte: E-REDES - Previsão da procura de eletricidade 2024-2031, 2024)

No quadro da atual legislação do SEN (DL n.º 15/2022), nomeadamente, na forma como promove a eficiência através da implementação de soluções de flexibilidade no sistema energético, o retrato da eficiência da RND também se pode aferir pelo investimento diferido e pelo *curtailment*, uma vez traduzem possibilidades de introdução de alguma flexibilidade e eventuais adiamentos na resolução de problemas da rede, sem perda de qualidade de serviço. No entanto, tanto o investimento diferido como o *curtailment* não eram, no passado recente, práticas de planeamento e gestão do ORD, pelo que não é possível registar valores que permitam traçar uma tendência ou retratar uma situação atual a este nível. Como se verá mais adiante, estes parâmetros farão parte da avaliação e monitorização futura do Plano.

As tendências associadas ao processo de **transição digital**, em curso nas economias e sociedades atuais, constituem um pilar fundamental da transição do paradigma energético associado às estratégias de mitigação das alterações climáticas, e que impactam

diretamente na evolução do sistema energético. O Decreto-Lei 15/2022, que estabelece e regulamenta o Sistema Energético Nacional (SEN), evidencia e regulamenta, precisamente, alguns aspetos desta relação central entre a transição digital e as redes inteligentes, a eficiência energética e a descarbonização do sistema energético.

À escala estratégica europeia, a este nível, os Programas da UE de apoio à transformação digital do sistema energético são explícitos na intenção de apoiar e acelerar a implantação de soluções de redes energéticas inteligentes, nomeadamente ‘cobrindo os requisitos de comunicação da gestão da rede, o equilíbrio e a interface com os milhões de novas fontes de energia renováveis, bem como para as interações complexas do novo mercado da energia distribuída, que também é enriquecido com serviços de resposta do lado da procura’. Esta realidade da transição digital que marca a evolução do sistema energético no seu todo articula-se, ainda, com os novos desafios da normalização, da cibersegurança (particularmente relevantes numa infraestrutura como a RND) e os mercados de flexibilidade.

Em concreto, a UE define as suas políticas digitais e energéticas, no âmbito da Estratégia da UE para a integração do sistema energético (europa.eu), onde se assume que a digitalização do sistema energético constitui uma ‘necessidade para integrar formas descentralizadas de fontes de energia renováveis na rede elétrica, reduzindo a dependência dos combustíveis fósseis importados e a sua volatilidade dos preços. Esta integração exige uma maior atenção à gestão da rede e uma maior flexibilidade da rede a nível local, o que pode ser alcançado através da ativação dos consumidores e de uma melhor gestão dos ativos energéticos dos prosumidores. E reforça, sobre a inevitabilidade de investir a este nível - um acesso sem descontinuidades a dados granulares sobre o estado da rede elétrica e dos ativos do prosumidor será fundamental para a prestação de serviços energéticos, mas só poderá ser alcançado através de ferramentas digitais generalizadas e de infraestruturas de dados partilhadas.’

Em alinhamento com estas tendências que contextualizam o setor energético, a RND tem evoluído no sentido da digitalização progressiva da sua infraestrutura, com o objetivo de se tornar numa rede inteligente que permita otimizar a sua capacidade existente.

Em resultado deste esforço pela digitalização da rede, o ORD tem vindo a alargar a disponibilidade de pontos de telecomando, nomeadamente na rede de Média Tensão (MT) e subestações (SE), o que permite a gestão operacional da rede à distância, com ganhos significativos de eficácia. Em 2024 esta rede já conta com 9.340 pontos de telecomando, sendo intenção do operador, no período vigente do Plano, telecomandar mais pontos da rede de MT.

Como se pode observar no Quadro 12, os dados mais recentes do operador que retratam a eficácia das unidades operacionais de telecomando da MT e das SE, para o ano 2023 (em 31.12.2023), apresentam valores muito elevados de disponibilidade e muito residuais de indisponibilidade, principalmente no caso das SE.

Quadro 12 - Eficácia das unidades operacionais de telecomando - Média Tensão (MT) e Subestações (SE) (fonte: dados E-REDES)

		2020	2021	2022	2023
MT	Disponibilidade (%)	99,42	99,57	99,30	98,85
	Indisponibilidade (%)	0,58	0,43	0,70	1,2
	Tempo acumulado de indisponibilidade (min)	3098	2336	2881	4 169
	Indisponibilidade acumulada (%)	0,59	0,44	0,55	0,8
SE	Disponibilidade (%)	99,89	99,91	99,72	99,9
	Indisponibilidade (%)	0,11	0,09	0,28	0,1
	Tempo acumulado de indisponibilidade (min)	691	489	1050	472
	Indisponibilidade acumulada (%)	0,13	0,09	0,20	0,09

Completando um retrato representativo do estado de digitalização da RND de MT, é igualmente importante referir que, apesar de não ser viável traçar com exatidão numérica a evolução anual de implantação da rede de fibra ótica, é possível indicar que a extensão atual (2024) da fibra ótica na RND é de, aproximadamente, 9.600 km.

Finalmente, a prevenção de riscos aos quais a RND está exposta e as estratégias e políticas de adaptação às **alterações climáticas** constituem um referencial no processo de modernização da RND, tendo em vista aumentar a resiliência da infraestrutura face aos cenários conhecidos para as condições climáticas futuras. Neste contexto, em que se tem acumulado conhecimento científico sobre a evolução climática esperada, os cenários elaborados no âmbito do [RNA2100](#) constituem uma base incontornável na definição de planos de adaptação para os diferentes setores de atividade, sendo-o também para o setor energético e, em concreto, para o ORD.

Neste sentido, o ORD procurou incorporar no planeamento da rede (e na posterior implementação dos Planos) um conjunto de critérios preventivos, medidas e soluções de adaptação das infraestruturas, antecipando efeitos e mitigando potenciais danos futuros, que possam advir em resultado da ocorrência de riscos naturais e de eventos climáticos extremos que, previsivelmente, serão cada vez mais frequentes e de maior severidade.

Para fazer uma análise a este nível e perceber melhor o quadro de ação do ORD para o planeamento preventivo da infraestrutura, partiu-se do mapeamento dos riscos naturais para identificar os perigos climáticos, fundamentalmente os associados à temperatura (elevada, associada a um risco de seca aumentado ou baixa, associada a nevões), aos ventos e à chuva (associada a inundações e a deslizamentos de massas), por forma a avaliar, posteriormente e de acordo com a dimensão do seu impacto (cortes significativos no fornecimento de energia elétrica), os perigos climáticos que apresentam maior relevância no planeamento adaptativo para uma rede mais resiliente. Destaca-se, para além destes riscos, a consideração do risco de ocorrência de incêndios rurais, uma vez que Portugal está situado numa geografia particularmente visada por eventos desta natureza muito associados a temperaturas elevadas, a ventos fortes e à baixa humidade relativa.

Os mapas que se seguem – Figura 15, Figura 16 e Figura 17 – ilustram, precisamente, a situação atual do território nacional continental no que respeita aos riscos naturais que podem afetar o desempenho da RND, conjuntamente com a representação da atual RND.

Da observação da Figura 15 ressalta a extensão do território nacional exposta a risco elevado e muito elevado de seca. Por outro lado, a zona de maior densidade de infraestruturas da RND, situa-se numa faixa mais litoral norte e centro, com uma densidade de população mais elevada, regista um risco moderado de exposição à seca. No entanto, no interior de Portugal, o risco de seca elevado e muito elevado, determina um cuidado acrescido com a necessidade de proteção das infraestruturas e de regularidade nas intervenções para proceder à limpeza das faixas de gestão de combustível e, quando possível e adequado, promover intervenções diferenciadas, como a reconversão das mesmas para ocupações compatíveis com a sobrepassagem nos corredores das linhas.

No extremo inverso, considerando as temperaturas baixas e, em particular, o risco de ocorrência de nevões (Figura 15), a RND tem uma exposição moderada e elevada no interior norte e centro do país. A modernização de equipamentos, bem como medidas preventivas para melhorar a robustez nas linhas e apoios que se localizam ou venham a localizar nos territórios de maior risco, definem o atendimento a este perigo climático.

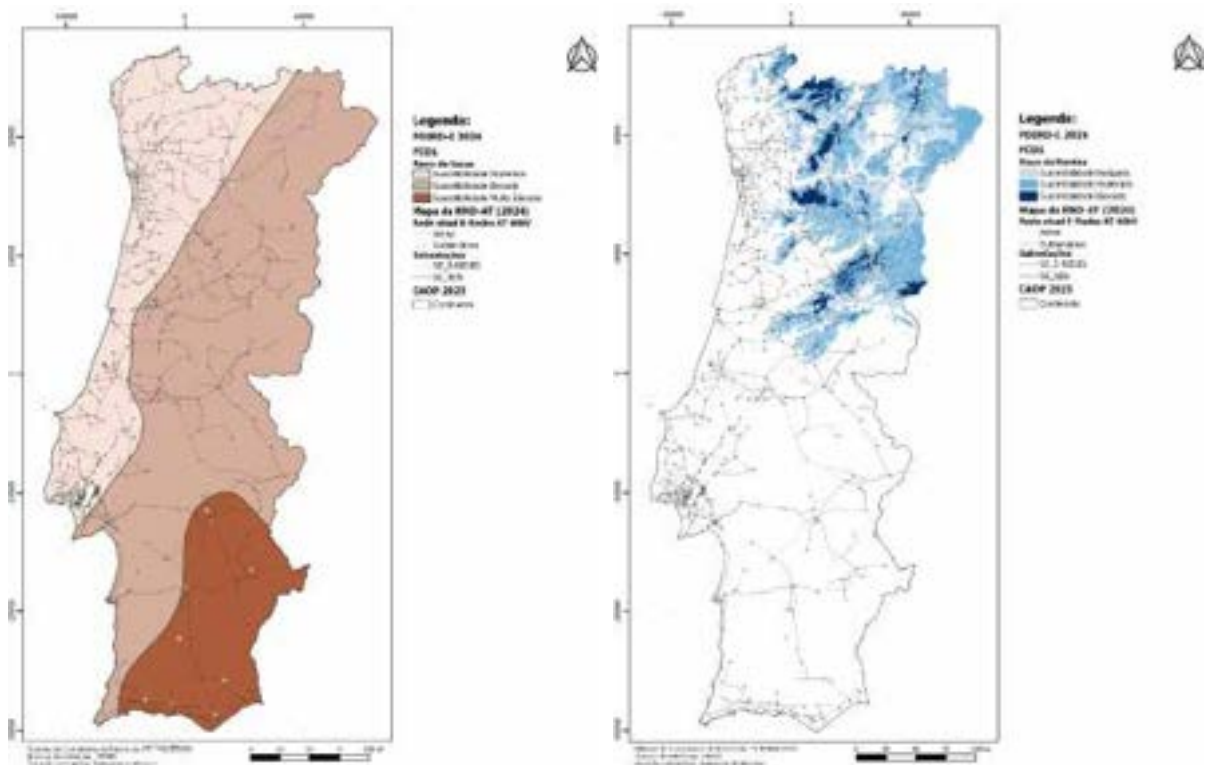


Figura 15 – Espacialização da RND relativamente à suscetibilidade ao risco de seca (à esquerda) e à suscetibilidade ao risco de ocorrência de nevões (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG InfoRiscos, 2024

No que respeita à exposição da rede a ventos extremos (Figura 16), observa-se que, de uma forma geral, todo o litoral e o interior Norte e Centro, assim como a serra algarvia,



evidenciam uma exposição moderada ou elevada, que determinam um olhar mais atento para as linhas e apoios que se localizam ou venham a localizar nestas regiões. Ainda na mesma figura, à direita, é apresentado o risco de ocorrência de incêndio rural e como se pode observar, a zona norte e centro do território e a zona da serra algarvia constituem zonas críticas para este perigo climático com uma suscetibilidade elevada e muito elevada. A sobreposição de parte destes territórios com uma parte substancial da RND que serve zonas do país mais urbanizadas deve ser tomada como alerta para a necessidade de assegurar estratégias de resiliência capazes de resistir às perturbações na rede, tendo em conta o risco de incêndio e as características físicas da infraestrutura.

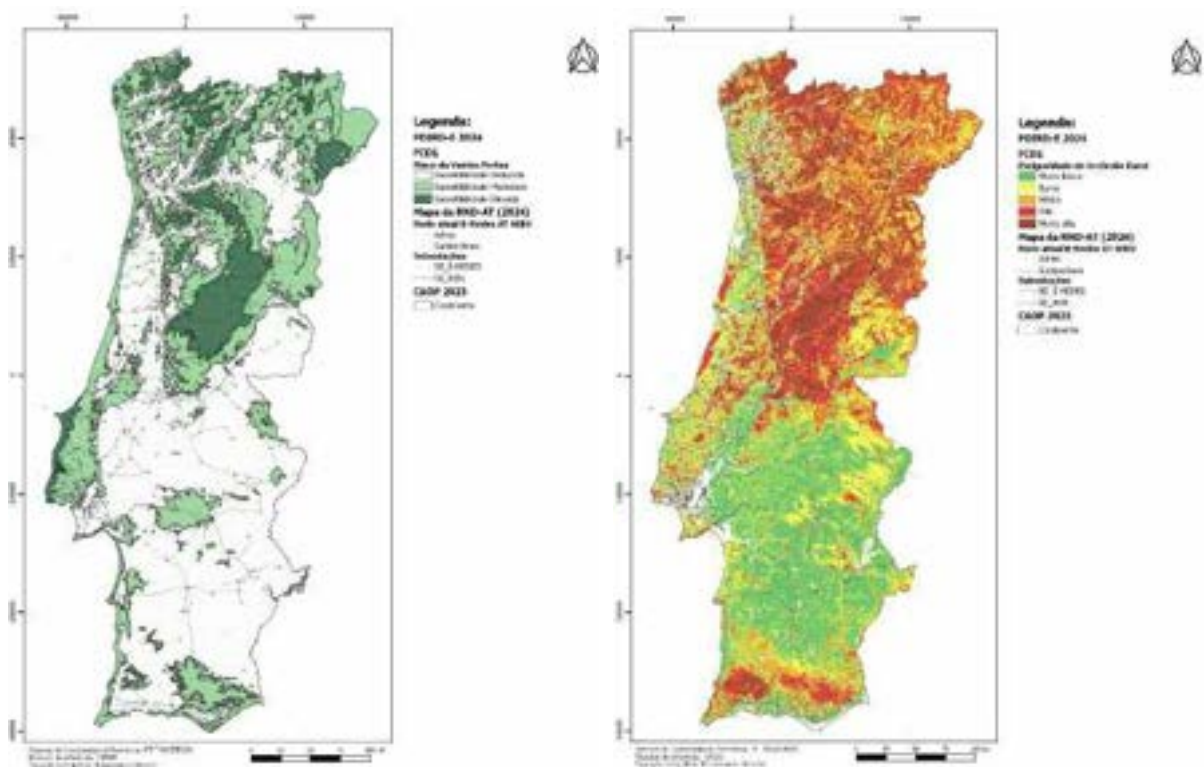


Figura 16 – Espacialização da RND relativamente à suscetibilidade ao risco de ocorrência de ventos fortes (à esquerda), à suscetibilidade ao risco de ocorrência de incêndio rural (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG InfoRiscos, 2024

A Figura 17 apresenta os riscos associados à ocorrência de deslizamentos de massas (à esquerda) e de galgamentos costeiros (à direita). A zona Norte e Centro do país apresentam, de uma forma geral, algumas zonas de exposição moderada ou elevada da rede ao risco de ocorrência de deslizamentos de massas e, como tal, em situações de elevada pluviosidade ou de notória instabilidade dos maciços será necessária uma atuação preventiva para salvaguarda da RND.

A linha de costa do território nacional apresenta zonas com exposição moderada a elevada ao risco de galgamento costeiro, dos quais se destacam a região de Aveiro (foz do Vouga), da Figueira da Foz (foz do Mondego), a bacia do Tejo e do Sado, assim como na ria Formosa. No entanto, pode-se constatar que o a localização dos ativos da rede, na maior parte do território, está salvaguardada deste risco.

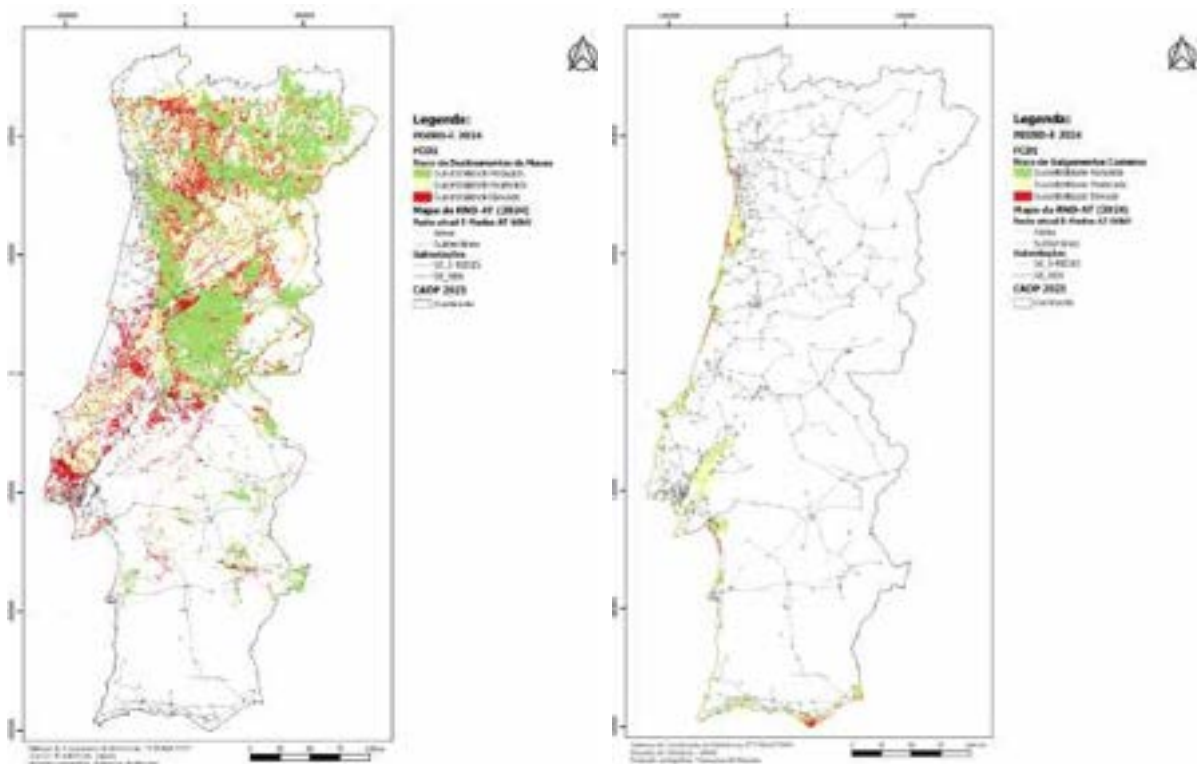


Figura 17 – Espacialização da RND relativamente à suscetibilidade ao risco de ocorrência de deslizamentos de massas (à esquerda) e à suscetibilidade ao risco de ocorrência de galgamentos costeiros (à direita).  
Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG InfoRiscos, 2024

Na sequência da elaboração dos cenários climáticos de base do referido Roteiro Nacional para Adaptação 2100 (RNA2100<sup>23</sup>), o ORD promoveu a realização de um estudo<sup>24</sup> que analisou o risco climático das infraestruturas da E-REDES, com o objetivo de desenvolver o conhecimento científico necessário e, posteriormente, aplicá-lo ao planeamento de uma infraestrutura mais resiliente, tendo em conta os cenários de evolução para os riscos mais relevantes, num contexto de alterações climáticas. Para além da consideração dos 'perigos climáticos', o referido estudo considera a exposição e a vulnerabilidade da rede para melhor avaliação dos riscos climáticos.

Apoiado na literatura, este estudo identifica os principais perigos climáticos com um potencial de impactos mais relevante na rede de distribuição de energia, causando danos ou perda completa das infraestruturas da rede, normalmente associados a eventos climáticos extremos - temperaturas extremas, ventos fortes, neve e gelo, chuvas intensas, cheias, trovoadas, movimentos de massa, incêndios e a subida do nível do mar. A aplicação da metodologia adotada nesse estudo permitiu obter um conjunto de mapas de risco climático – para os riscos considerados mais relevantes para este tipo de infraestrutura:

<sup>23</sup> Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 – Avaliação da vulnerabilidade do território Português às alterações climáticas no século XXI

<sup>24</sup> PLANO DE ADAPTAÇÃO E-REDES - Sistematização do perigo climático e da suscetibilidade da RND. Elaborado pela FCT-Nova para a E-REDES, em 2024. Para consulta do referido documento deverá ser contactada a E-REDES.



incêndios, ventos extremos e inundação. A partir daí - com base numa abordagem conceptual do IPCC<sup>25</sup> que cruza exposição, vulnerabilidade e perigo climático - foi preparado um conjunto de mapas de risco dos ativos da rede para inundações, cheias e galgamentos costeiros, nevoões, incêndios meteorológicos e ventos<sup>24</sup>.

A título de exemplo foram selecionados alguns mapas, considerados particularmente ilustrativos e relevantes pelos riscos visados ou pelo grau de exposição da rede identificado (como é o caso dos incêndios e do vento), que se passam a apresentar na Figura 18 (incêndio) e na Figura 19 (vento).

Grande parte da infraestrutura das redes elétricas existentes estão a envelhecer e a aproximar-se do fim da sua vida útil. Isso torna-as mais suscetíveis a falhas e interrupções. O planeamento da resiliência centra-se na modernização e nas atualizações para melhorar a capacidade das redes em lidar com estes problemas.

Da análise desenvolvida pelo referido estudo, e atendendo aos mapas de suscetibilidade da RND obtidos, ressaltam as seguintes conclusões, importantes para o planeamento preventivo da infraestrutura, na ótica da adaptação às AC:

- aos ativos situados nas regiões Norte e Centro estão associados índices de vulnerabilidade mais elevados (principalmente troços e apoios); o mesmo não conclui em relação aos postos de transformação e subestações uma vez que se localizam, essencialmente, na proximidade de zonas urbanas com ocupação do solo artificializada e com perigosidade nula de incêndios rurais;
- as projeções realizadas apontam (na maioria dos cenários) para um aumento significativo do risco de incêndio futuro para a rede de 60 kV, com destaque para várias zonas do Norte e Centro que podem atingir risco elevado no período 2071-2100;
- o risco 'vento', como esperado, afeta de uma forma mais gravosa os troços de linha e os respetivos apoios. O litoral Norte, a sub-região do Oeste e vale do Tejo, a sub-região do Douro, assim como o Alentejo, são as zonas particularmente visadas e a merecer mais atenção no planeamento;
- o risco associado a cheias e inundações, considerando o território continental, é reduzido para subestações (com exceções pontuais na AM Lisboa e na região de Leiria);
- o risco de galgamento costeiro que poderá afetar PT e SE é mais elevado nas regiões de Leiria, Aveiro, AM Porto e pontualmente no Algarve.

---

<sup>25</sup> IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

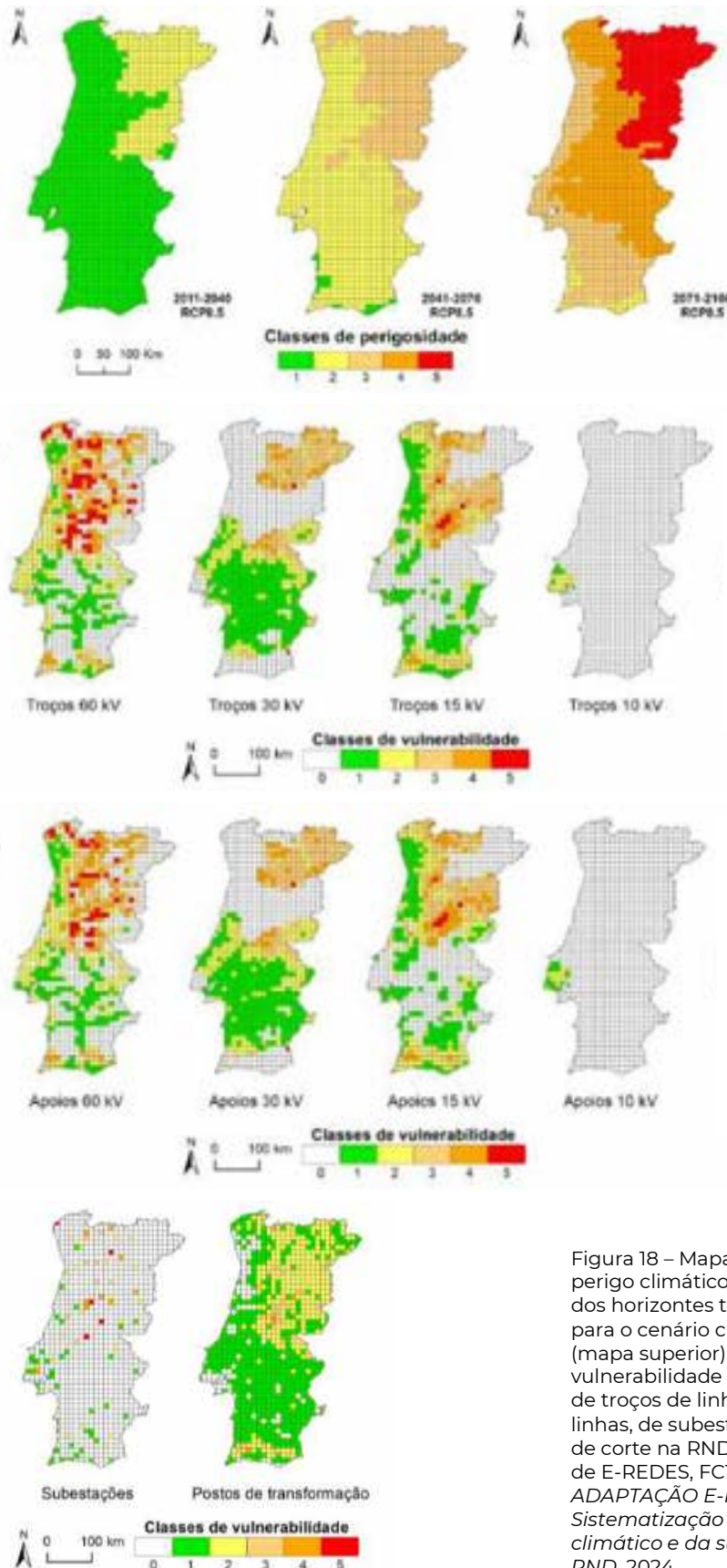


Figura 18 – Mapas de evolução do perigo climático **incêndio** ao longo dos horizontes temporais futuros, para o cenário climático RCP8.5 (mapa superior), mapas da vulnerabilidade a incêndios rurais de troços de linha, de apoios das linhas, de subestações e de postos de corte na RND. Fonte: adaptado de E-REDES, FCT-Nova, *PLANO DE ADAPTAÇÃO E-REDES - Sistematização do perigo climático e da suscetibilidade da RND, 2024*

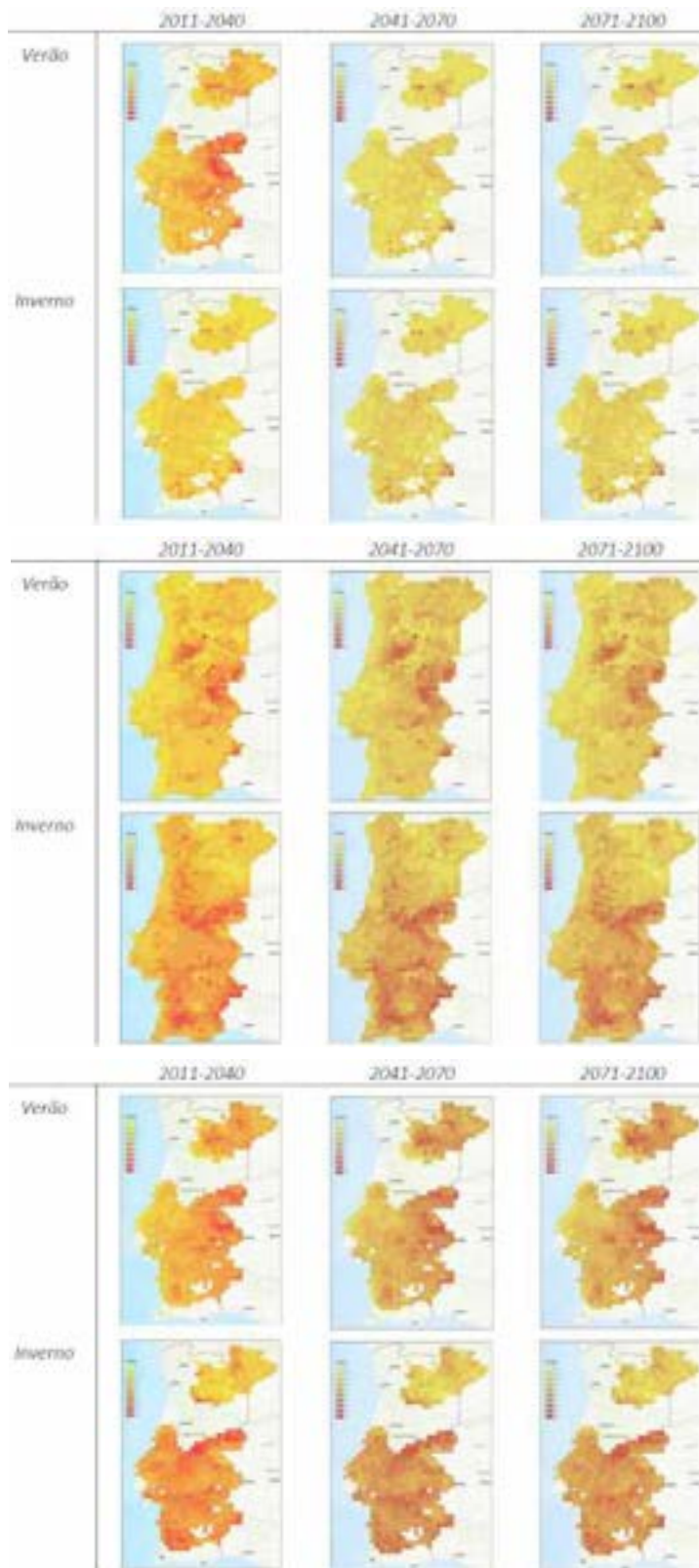


Figura 19 - Mapas de suscetibilidade ao perigo climático **vento** para troços de linha de 30kV, no cenário RCP2.6 (superior) e para apoios de 30 kV (ao centro) e Postos de Transformação (inferior), no cenário RCP8.5. Fonte: E-REDES, FCT-Nova, *PLANO DE ADAPTAÇÃO E-REDES - Sistematização do perigo climático e da suscetibilidade da RND*, 2024

Para fazer face ao desafio de responder aos riscos, tendo em conta quer as características da infraestrutura quer a sua exposição aos mesmos, o ORD, de acordo com a imposição da legislação do sistema de gestão integrada de fogos rurais, tem-se preparado de forma antecipatória a dois níveis: dotando-se de equipamentos de reserva e intervindo na constituição de Faixas de Gestão de Combustível ao longo da rede.

Relativamente aos **equipamentos em reserva** para solucionar falhas da rede motivadas por episódios acidentais (de natureza climática ou de outra natureza), o stock tem-se mantido estável desde 2020, tanto no que respeita às unidades móveis de reserva AT (10 unidades) como de MT (12 unidades). No que se refere à reserva de transformadores de potência AM/TM, o operador tem ajustado a aquisição destes equipamentos à identificação dessa necessidade na gestão da RND e registou a existência de 57 transformadores de potência em 2022 e de 58 em 2023.

Quanto às intervenções em **Faixas de Gestão de Combustível**<sup>26</sup> (FGC), estas decorrem de uma imposição legal nos termos e condições previstos no Decreto-lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, que cria o Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), o qual visa a salvaguarda e segurança de pessoas e bens. A constituição destas faixas, junto às linhas de MT e AT, decorre nos espaços rurais previamente definidos e pretende-se que cumpram com dois objetivos: isolar potenciais focos de ignição de incêndios e proteger a infraestrutura, enquanto Rede Secundária de Faixa de Gestão de Combustível.

Nestas circunstâncias, o ORD é responsável pela gestão de 84721 km (AT e MT) de rede elétrica de distribuição, dos quais cerca de 80% correspondem a rede aérea e, destes, perto de 40% atravessam áreas florestais.

O Planeamento das intervenções assenta em critérios específicos que englobam a *análise da ocupação do solo*, priorizando os espaços florestais (floresta, matos e agroflorestal), a *intervenção ao nível do vão*, *ajuste das intervenções a ciclos com periodicidade de 3 anos*, sendo proposto pelo ORD a cada Comissão Sub Regional de Ação para aprovação. Este Planeamento é desenvolvido em articulação com os trabalhos de zona de proteção da rede elétrica, promovendo a garantia das distâncias regulamentares entre as árvores e os condutores, atuando em situações não regulamentares, e o cumprimento cumulativo das duas funções uma vez que implica a remoção total da vegetação na área

Assim sendo, o ORD tem procedido a intervenções nas FCG com uma cadência regular de 3 anos, cujo planeamento sofreu uma reformulação profunda em 2023. A evolução mais recente das intervenções nas FCG encontra-se no Quadro 13.

---

<sup>26</sup> As Faixas de Gestão de Combustível (FGC) correspondem à projeção vertical dos cabos condutores exteriores mais uma faixa de largura não inferior a 10 metros, para Linhas Aéreas de Alta Tensão, e 7 metros, para Linhas Aéreas de Média Tensão para cada um dos lados, nos troços da rede que compõem a Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustíveis, conforme definido nos Planos Sub-Regionais de Ação. As intervenções para o efeito são realizadas de acordo com os critérios legais previstos no artigo 49.º do Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro.

Quadro 13 - Intervenções em Faixas de Gestão de Combustível (FCG) executadas na rede (AT e MT) (2020-2024).  
Fonte: E-REDES, 2024.

FCG	2020	2021	2022	2023	2024*
Área (ha)	8248,3	12556,3	13361,8	19576,5	17349
Extensão (km)	4705,3	7075,9	7659,6	11282,9	9868

\*Os valores para o ano de 2024 contabilizam parte do ano de forma provisional, uma vez que este ainda não está concluído.

Da análise da informação relevante sobre tendências e situação atual da RND associadas à sua Modernização, construiu-se o correspondente quadro-problema, no âmbito do qual se identificam um conjunto de oportunidades e de riscos considerados pertinentes no contexto desta AA, que serão úteis para focar a avaliação das propostas do Plano (Quadro 14):

Quadro 14 – Síntese de Oportunidades e de Riscos associados ao FCD1 – Modernização da RND

Oportunidades	Riscos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• QRE muito focado na promoção da eficiência do SEN e na transição digital, convergente com o propósito de renovação e modernização dos ativos;</li> <li>• RJ do SEN que incentiva a utilização de soluções de flexibilidade e maximizando a utilização da rede existente, sem descuidar o cumprimento dos compromissos de QST e segurança de abastecimento estabelecidos;</li> <li>• QRE exigente relativamente à adaptação das infraestruturas e território aos riscos naturais e aos riscos associados às AC, para reforçar a sua resiliência;</li> <li>• Disponibilidade de novas tecnologias de digitalização e soluções de mercado, de conhecimento e de consistência de boas práticas que contribuem para a inovação e o desenvolvimento no setor da energia;</li> <li>• Reprogramação do PRR que reforça a aposta na transição energética, com instrumentos legais para incrementar a produção FER, e o reforço da competitividade e resiliência das empresas do setor energético.</li> <li>• Incentivo à produção FER, melhorando as condições técnicas de acesso à rede, com potencial para acelerar a descarbonização do SEN e assegurar o cumprimento das metas estabelecidas no PNEC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dificuldades na implementação de algumas soluções de flexibilidade (nomeadamente <i>curtailment</i>), por falta ou escassa dimensão das respostas da parte da produção e/ou consumo de energia;</li> <li>• Dificuldade em gerir os impactos dos eventos climáticos extremos na RND, para além do que é possível antecipar através dos cenários conhecidos e do planeamento preventivo e adaptativo da infraestrutura.</li> </ul>



### 6.3.2 Avaliação das intervenções propostas

Tendo em consideração as tendências e a situação da RND num conjunto relevante de aspetos associados ao FCDI – Modernização da RND, a avaliação das propostas do Plano estrutura-se nos seguintes critérios de avaliação e respetivos indicadores: *Qualidade de serviço (C1.1)*, *Eficiência da RND (C1.2)*, *Transição Digital (C1.3)* e *Prevenção de Riscos e Adaptação às Alterações Climáticas (C1.4)*.

#### C1.1 – Qualidade de serviço

Este critério de avaliação pretende avaliar a relevância dos investimentos do Plano para a manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnico, com base em dois indicadores associados à duração dos tempos de interrupção de serviço: a duração média das interrupções longas previstas do sistema, por pontos de entrega (clientes); tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência instalada, num determinado período de tempo.

O ORD, para qualquer um dos indicadores adotados, não dispõe de uma estimativa da evolução anual dos mesmos, no entanto, tem um objetivo final para o ano horizonte do Plano que se refere em cada um dos indicadores de avaliação.

##### C1.1.1 - SAIDI-MT (*System Average Interruption Duration Index, em minutos*)

Este indicador pretende avaliar a duração média das interrupções do sistema (em Média Tensão), através do quociente da soma das durações das interrupções longas nos Pontos de Entrega, durante determinado período, pelo número total dos Pontos de Entrega, nesse mesmo período (com base na definição apresentada no Relatório da Qualidade de Serviço).

De acordo com a informação fornecida pelo ORD, as propostas de intervenções permitirão alcançar um valor estimado de SAI-MT de 51,6 minutos no ano horizonte do Plano, o que alinha com a tendência positiva nos anos anteriores ao início do Plano e que se traduz numa diminuição progressiva das durações das interrupções longas nos Pontos de Entrega, com reflexos benéficos na qualidade de serviço da rede.

##### C1.1.2 - TIEPI MT (*Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos*)

Este indicador pretende avaliar o tempo de interrupção equivalente da potência instalada, através do quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição em Média Tensão.

De acordo com a informação fornecida pelo ORD, à semelhança do indicador anterior, as propostas de intervenções do Plano permitirão alcançar um valor estimado de TIEPI-MT de 43,7 minutos em 2030, o que também alinha com a tendência positiva nos anos anteriores ao início do Plano e que se traduz na manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço da rede

## C1.2 - Eficiência da RND

Este critério de avaliação foca-se no impacto dos investimentos do Plano em termos de eficiência da RND, com base em três indicadores que refletem, num primeiro caso, o seu desempenho (através das perdas técnicas registadas no global dos serviços prestados) e, nos outros dois indicadores, a implementação de soluções de flexibilidade, tendo em vista a otimização da capacidade existente na infraestrutura.

### C1.2.1 - Percentagem de perdas técnicas na RND (AT/MT)

Este indicador avalia a representatividade da energia que entra na RND e que não é recebida pelos consumidores, constituindo uma 'perda'. O valor em causa é calculado com base num 'fator de perdas da rede de distribuição' (RMSA-E 2023) que assume tendências decrescentes ou crescente, face a anos anteriores, em resultado dos esforços realizados pelo operador da RND em medidas preventivas de incidentes.

A evolução observada na Figura 20 e na Figura 21, reproduzidas do estudo de 'Previsão da procura de eletricidade 2024-2031', permite constatar que, para além de uma tendência para a redução de perdas que se vem afirmando desde 2014, há a previsão de uma consolidação dessa tendência, antecipando-se que no ano horizonte do Plano, o valor das perdas se cifre em 8,03%.

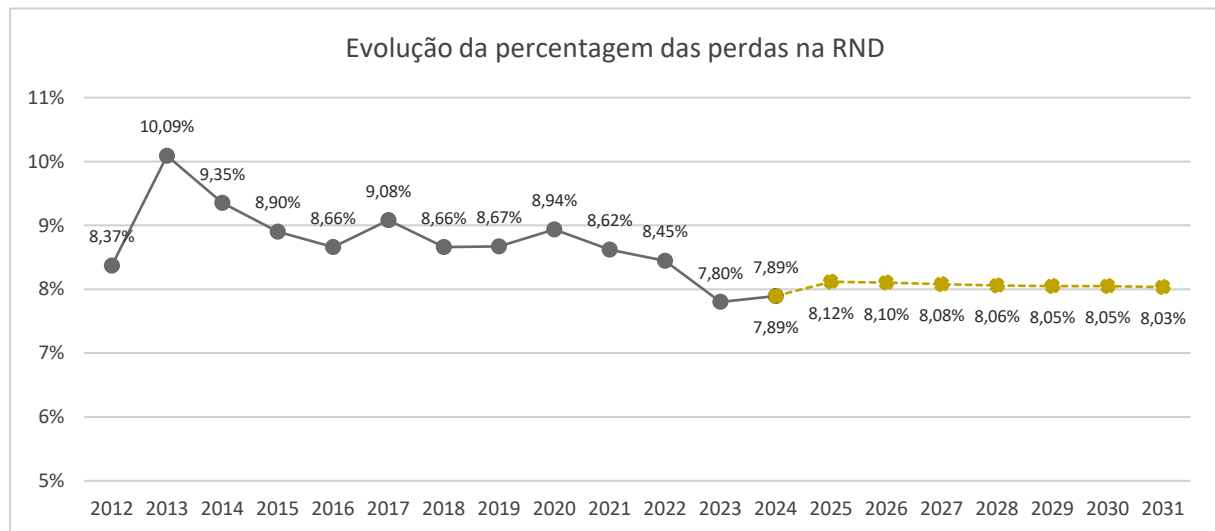


Figura 20 - Evolução da percentagem das perdas na Rede de Distribuição, com referência à Energia entrada na rede (fonte: dados E-REDES - Previsão da procura de eletricidade 2024-2031, 2024).

Focando esta análise apenas nas perdas técnicas, observa-se na Figura 21 que estas tenderão, no período do Plano, a registar um ligeiro aumento que o operador associa, fundamentalmente, ao impacto da geração distribuída (tendo em conta o histórico observado e as projeções de potências de ligação dos produtores ligados na rede, prevendo-se um aumento gradual até ao horizonte de 2031), já que na 'parcela outros' relativa, essencialmente às perdas nas linhas e nos transformadores, o mesmo aumento da geração

distribuída contribuirá para o decréscimo desta parcela, na medida em que associado a esse aumento ocorrerá uma redução da energia solicitada a montante do sistema (E-REDES, 2024).

Em conclusão, a este respeito, os investimentos previstos no Plano para modernização da rede terão um contributo relevante para a consolidação dos valores registados ao longo da década, num contexto de aumento da produção distribuída.

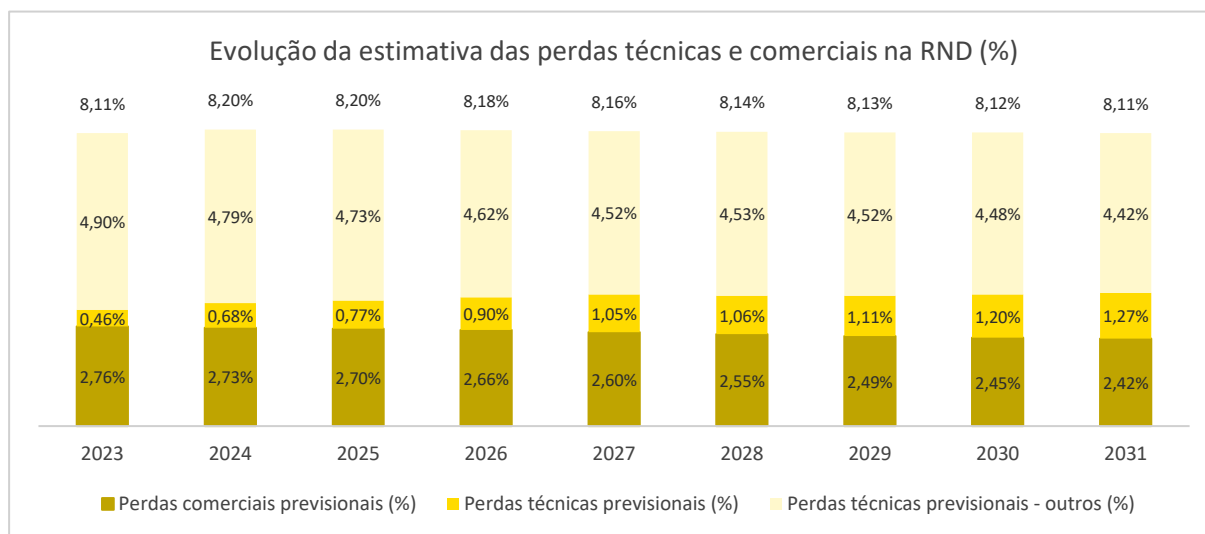


Figura 21 - Evolução da percentagem das perdas técnicas e comerciais previsionais, com referência à Energia Entrada na rede (fonte: dados E-REDES - Previsão da procura de eletricidade 2024-2031, 2024).

### C1.2.2 - Potência/Energia Curtailment (MW)

Avalia a progressão da implementação de soluções de flexibilidade entre a RND e os consumidores de energia (considerando os seus diferentes perfis de consumo, nomeadamente em termos horários), concretizando as diretrizes legais do diploma que regulamenta o SEN (DL n. 15/2022).

Para o período do Plano, considerando o quadro legal emanado do DL n. 94/2024 e do DL n. 15/2022, o operador da RND prevê que haja um potencial de limitação de potência de 197,5 MVA, repartidos entre 38.500 kVA devidos pela deslimitação de potência ao abrigo do primeiro diploma referido e 159.068 kVA devidos por reequipamento ao abrigo do segundo diploma referido. Contudo, estes valores previsionais dependem da efetiva ligação dos processos em curso e, nesse sentido, os valores efetivamente atingidos podem ser menores ou, por outro lado, podem assumir valores superiores com o aumento dos reequipamentos, os quais não dependem de parecer do operador da rede nem de GGTSN (Gestor Global Técnico do Sistema Elétrico Nacional). Ou seja, há neste aspeto uma componente não negligenciável de incerteza relativamente ao previsto o que aconselha uma monitorização atenta.



### C1.3 - Transição Digital

Este critério de avaliação foca-se no contributo dos investimentos do Plano em automação e telecomando da RND, considerando que facilitam o recurso a soluções de flexibilidade, que permitem a melhoria da operação e da eficiência da rede (com repercussões na qualidade de serviço) e que viabilizam a criação de condições tecnológicas necessárias para garantir níveis de cibersegurança adequados a uma infraestrutura como é a RND.

#### C1.3.1 - Pontos de telecomando na rede MT (número)

Este indicador pretende avaliar a progressão quantitativa da instalação de pontos de telecomando na rede de MT, assumindo que estes equipamentos têm um desempenho central na implementação de redes inteligentes, basilares para transição digital da RND.

No período do PDIRD-E 2024, o operador da RND tem como objetivo a cobertura total da rede tendo, no entanto, que atender a critérios de racionalidade económica e de qualidade de serviço. Em concreto, no período do Plano, estima vir a telecomandar 2660 pontos da rede de Média Tensão, atingindo no final de 2030 cerca de 12000 pontos telecomandados na rede de Média Tensão, o que traduz um acréscimo de cerca de 28,5% relativamente ao ano 2024, constituindo um contributo positivo para o processo de transição digital da rede.

#### C1.3.2 - Extensão de nova rede de Fibra Ótica (km)

Este critério avalia a progressão da instalação de fibra ótica, o que lhe permite assegurar uma transmissão mais rápida e de grandes volumes de dados, fundamental para a monitorização em tempo real dos equipamentos integrantes da RND. Este melhoramento possibilita tempos mais rápidos de resposta a eventos disruptivos, bem como uma gestão mais eficiente da infraestrutura.

Para o período do PDIRD-E 2024, a este nível, os investimentos previstos na expansão da rede de fibra ótica (que se instala em rede aérea nos corredores das linhas AT e MT e em rede subterrânea pelas condutas) têm o objetivo de:

- disponibilizar serviços em instalações da RESP onde anteriormente não existia infraestrutura de comunicações;
- garantir a redundância do meio de comunicações nos locais limitados a uma única via;
- aumentar a capacidade e resiliência da Rede Core de comunicações, respondendo à crescente procura de serviços de conectividade;
- responder às necessidades da operação e manutenção da Rede Core, otimizando a arquitetura existente, em suporte das atividades de manutenção preventiva e corretiva e garantia de melhores indicadores de serviço;
- criar as condições necessárias, nomeadamente, através da constituição de traçados alternativos, facilitando as alterações e descomissionamento da rede elétrica.

Para além da expansão da rede de fibra ótica, o operador tem ainda como objetivos para a renovação da rede de fibra ótica, no período do Plano, renovar 50% da rede de fibra ótica com mais de 30 anos e 25% da rede de fibra ótica com idade igual e inferior a 30 anos e superior a 25 anos até 2030. Tanto na expansão como na renovação da rede de fibra ótica não existem objetivos definidos por zona.

No final do período do PDIRD-E 2024, o operador pretende garantir o acesso por fibra ótica como meio de comunicações principal e redundante a todas as subestações da RESP, o que constitui um contributo relevante positivo para o processo de modernização da rede, na sua componente de digitalização, com impactos benéficos na qualidade de serviço e eficiência da infraestrutura.

#### **C1.4 - Prevenção de Riscos e Adaptação às AC**

Este critério pretende avaliar a situação da RND na perspetiva da sua exposição e adaptação aos efeitos das AC e a riscos naturais, considerando: o risco de exposição da RND e das propostas apresentadas no Plano, ao atravessar territórios sujeitos à possibilidade de ocorrência de riscos naturais e territórios particularmente críticos em termos de riscos climáticos (atendendo aos cenários conhecidos) e impactos associados a eventos climáticos extremos; a necessidade de reforçar a resiliência da RND às AC, nomeadamente através do reforço da disponibilidade de equipamentos da reserva operacional para serem mobilizados em situações de necessidade de resposta aos referidos eventos climáticos e com intervenções nas faixas de gestão de combustível (FGC).

##### *C1.4.1 - Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da RND em áreas expostas a riscos naturais e em zonas de risco climático extremo*

Este indicador avalia em que medida a extensão da rede existente (para a qual o PDIRD-E 2024 prevê investimentos de modernização) será exposta a riscos naturais com potenciais impactos relevantes, atendendo às características físicas da infraestrutura e considerando os cenários climáticos conhecidos. Considera-se, para o efeito o risco 'elevado' e 'muito elevado' de incêndio rural, o risco elevado e muito elevado (nível 8, 9 e 10 da escala de referência) de exposição a ventos fortes e o risco muito elevado de exposição a cheias e inundações (neste caso, não se consideraram os cenários climáticos, por inexistência de informação no estudo de referência da FCT/NOVA e E-REDES, que serviu de base para a metodologia aplicada), como se pode ver nos quadros abaixo (os mapas complementares desta informação - Figura 15, Figura 16 e na Figura 17 -, já foram objeto de análise no ponto 6.3.1 deste relatório).

No que respeita à evolução da exposição da RND existente, nos cenários considerados, ao risco de incêndio rural no nível 'elevado' e 'muito elevado' (Quadro 15), a principal nota a concluir é que haverá ao longo do tempo, sobretudo, um agravamento da extensão da infraestrutura exposta a risco elevado, tanto na rede área como nas subestações, o que, em razão das suas características físicas e do risco em causa, aconselha a cuidados de gestão e planeamento especiais, nomeadamente no que respeita às FGC e aos equipamentos operacionais de reserva.

Quadro 15 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de risco 'elevado' e 'muito elevado' de Incêndio Rural (IR)

RND	RND (Km)/ Nº SE	Risco Elevado de IR						Risco Muito Elevado de IR					
		2011-2040		2041-2070		2071-2100		2011-2040		2041-2070		2071-2100	
		RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND
Rede Aérea (km)	9123	16,04	0,2	176,75	1,9	1332,49	14,6	0	0	0	0	16,04	0,2
Subestações (nº)	528	1	0,2	7	1,3	39	7,4	0	0	0	0	1	0,2

No que respeita à exposição da RND ao risco de ventos extremos, apesar dos valores de exposição serem mais significativos do que os valores registados para a exposição a risco elevado e muito elevado de incêndio rural, a evolução no horizonte temporal dos cenários considerados não registará grandes variações, principalmente nos dois primeiros cenários, havendo depois um agravamento nos meses de Inverno, no cenário mais longínquo, e um desagravamento nos meses de Verão.

O Quadro 16 e o Quadro 17 apresentam os valores (absolutos e percentuais) da exposição da RND em zonas com níveis de risco mais severos (8, 9 e 10), tanto para a exposição em meses de Inverno, como de Verão.

Quadro 16 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de risco de vento extremo (de nível 8, 9 e 10), nos meses de Inverno

RND	RND (Km)/ Nº SE	Zonas de Risco 8, 9 e 10 de Vento Extremo, no Inverno					
		2011-2040		2041-2070		2071-2100	
		RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND
Rede Aérea (km)	9123,00	676,86	7,4	664,41	7,3	993,89	10,9
Subestações (nº)	528	71	13,4	70	13,3	100	18,9

Quadro 17 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de risco de vento extremo (de nível 8, 9 e 10), nos meses de Verão.

RND	RND (Km)/ Nº SE	Zonas de Risco 8, 9 e 10 de Vento Extremo, no Verão					
		2011-2040		2041-2070		2071-2100	
		RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND	RND (km)/ Nº SE	(%) RND
Rede Aérea (km)	9123,00	453,50	5,0	490,51	5,4	375,87	4,1
Subestações (nº)	528	39	7,4	38	7,2	30	5,7

Finalmente, no que respeita ao risco de exposição da RND a cheias e inundações, constata-se que apenas 2,1 % do total de subestações estão localizadas em zonas de perigo climático muito elevado. No caso da atual rede subterrânea e aérea, a extensão de linhas nessas circunstâncias é relativamente reduzida.

Quadro 18 - Extensão de RND ou nº de Subestações (SE) em zonas de perigo climático muito elevado a cheias e inundações.

RND	RND (Km)/ Nº SE	Zonas de Perigo Climático Muito Elevado de Cheias e Inundações	
		Ext. da RND (km) ou Nº SE em	(%) da RND
Rede Aérea (Km)	9123	16,90	0,2
Rede Subterrânea (Km)	592	5,39	0,9
Subestações (nº)	528	11	2,1

*C1.4.2 - Área e/ou extensão e percentagem de eixo estratégico (SE e LAT) que atravessa áreas expostas a riscos naturais e a riscos associados às alterações climáticas (ha ou km e %)*

Este indicador avalia a exposição dos novos eixos estratégicos (SE e LAT), resultantes da implementação do Plano, aos riscos naturais e climáticos, bem como aos potenciais efeitos mais relevantes para a infraestrutura, atendendo às características físicas da RND. Considerou-se para este efeito, a exposição a ventos, a incêndios rurais e a inundações.

Os mapas que se seguem, e que serviram de base para a operacionalização deste indicador, permitem, desde logo ter uma leitura visual imediata sobre a localização dos investimentos face à localização das zonas mais críticas para a variável climática indicada, de acordo com a evolução expectável para os três períodos de referência, no cenário climático RCP8.5.

Os mapas apresentados foram obtidos a partir dos resultados do estudo que servirá de base para a preparação do Plano de Adaptação da E-REDES<sup>24</sup>, nas seguintes condições:

- foi adotado o cenário climático RCP8.5;
- foram considerados os mapas de suscetibilidade dos ativos da RND para troços de linha de 30 kV e para apoios do mesmo nível de tensão;
- para cada quadrícula foi adotado o valor máximo entre apoios e troços de linha, uma vez que se admitiu que um eventual dano na infraestrutura poderia ocorrer tanto devido a problemas nos apoios ou na linha;
- efetuou-se a sobreposição dos vários eixos estratégicos com os mapas de risco obtidos anteriormente.

Nestas condições, no que respeita ao mapeamento dos investimentos propostos no Plano e do seu cruzamento com os cenários para o **risco de incêndio rural**, no cenário climático RCP8.5, para os períodos indicados na Figura 22, observa-se que tenderá a ocorrer um agravamento do nível de exposição em todo o território, com destaque para as zonas Norte e Centro interior, que poderá determinar uma atenção especial para os investimentos que aí se localizarão, como é o caso dos Eixos Estratégicos incluídos nas ZE Trás-os-Montes 1 e 2, ZE Beiras e Serra da Estrela 1 e 2 e ZE Coimbra, mas também da ZE Alto Alentejo e ZE Alto Alentejo e Central. Nestas situações, em fase de projeto, o ORD terá de avaliar as soluções mais adequadas para potenciar a resiliência da rede e, sempre que possível, promover a existência de redundância da RND.

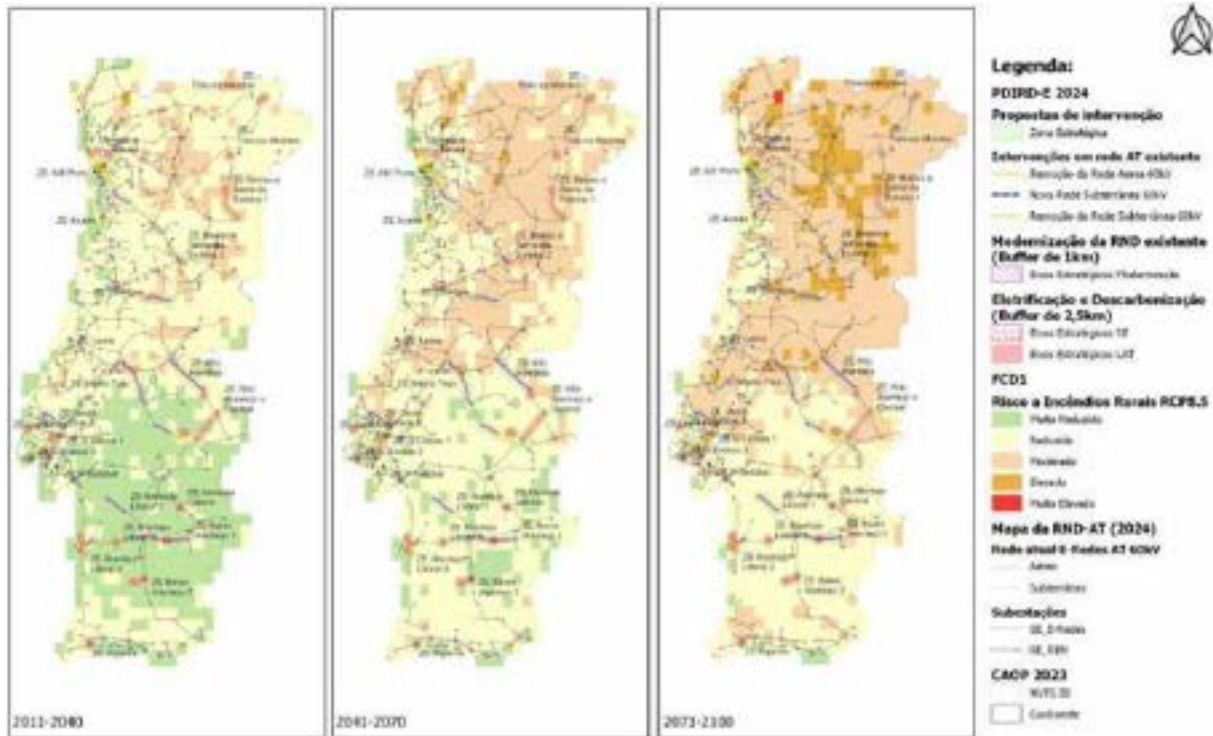


Figura 22 - Risco de exposição máxima a incêndios rurais para o cenário RCP8.5

O Quadro 19 respeita à exposição a risco elevado de incêndios rurais dos diferentes Eixos Estratégicos, agrupados segundo as Zonas Estratégicas definidas anteriormente, considerando o cenário RCP8.5, apenas no período 2071-2100 que, como se pode observar, é o que revela risco acrescido. Nota-se que os resultados obtidos para os dois períodos anteriores (2011-2040 e 2041-2070) registam valores nulos para este nível de risco.

Para o período 2071-2100 destacam-se pela exposição registada a risco elevado de incêndios rurais as ZE Beiras e Serra da Estrela 1 (EE LAT e EE-SE), ZE Coimbra, ZE Médio Tejo e ZE Alto Alentejo (EE modernização).

Quadro 19 - Exposição (em ha e %) de eixo estratégico (SE e LAT) em áreas expostas a risco elevado de incêndios rurais, para o cenário climático RCP8.5, no período 2071-2100

Zona Estratégica	Risco Elevado a Incêndios Rurais (2071-2100)								
	Área EE (ha)	EE-LAT		Área EE (ha)	EE-SE		EE-Modernização		Área EE (ha)
		Área exposta (ha)	(%) Área exposta		Área exposta (ha)	(%) Área exposta	Área exposta (ha)	(%) Área exposta	
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	0	0	3017,55	0	0	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	0	0	3018,04	0	0	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	0	0	3018,50	0	0	5860,59	0	0
ZE Aveiro	2044,26	0	0	0	0	0	1069,23	0	0

Risco Elevado a Incêndios Rurais (2071-2100)									
Zona Estratégica	EE-LAT			EE-SE			EE-Modernização		
	Área EE (ha)	Área exposta (ha)	(%) Área exposta	Área EE (ha)	Área exposta (ha)	(%) Área exposta	Área EE (ha)	Área exposta (ha)	(%) Área exposta
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	5699,37	32,3	3018,09	3018,09	100,0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	0	0	0	0	0	1761,97	0,10	0
ZE Coimbra	0,00	0	0	0	0	0	4392,21	3688,81	84,0
ZE Leiria	0,00	0	0	0	0	0	2022,02	0	0
ZE Médio Tejo	4149,02	2,69	0,1	0	0	0	9503,43	2054,29	21,6
ZE Oeste	0,00	0	0	0	0	0	2185,93	0	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	0	0	2411,03	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	0	0	2691,87	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0,00	0	0	2393,06	0	0	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	0	0	3018,30	0	0	9011,09	682,52	7,6
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	0	0	4335,85	0	0	3953,92	0	0
ZE Alentejo Central	2327,46	0	0	3018,47	0	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	0	0	3018,52	0	0	10320,92	0	0
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	0	0	6037,13	0	0	0,00	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	0	0	3018,32	0	0	2447,93	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	0	0	3018,53	0	0	0,00	0	0
ZE Algarve	3132,80	0	0	3017,56	0	0	0,00	0	0

No que respeita ao mapeamento das propostas do Plano e do seu cruzamento com os cenários para o **risco de vento extremo**, observa-se para os meses de Verão uma tendência especialmente gravosa no Norte e Centro, com particular destaque para o litoral (embora se registre este risco em todo o território em níveis menos elevados), o que afetará as ZE de Tâmega e Sousa, AMP e Aveiro, pelo menos em parte, nos níveis mais elevados considerados (8, 9 e 10 da escala de referência, correspondendo aos níveis mais gravosos). Nos meses de Inverno a situação mantém-se para as ZE referidas, mas deve acrescentar-se (pelo menos em parte) também as ZE Leiria, Medio Tejo, Lezíria, Lisboa 2 e Oeste.



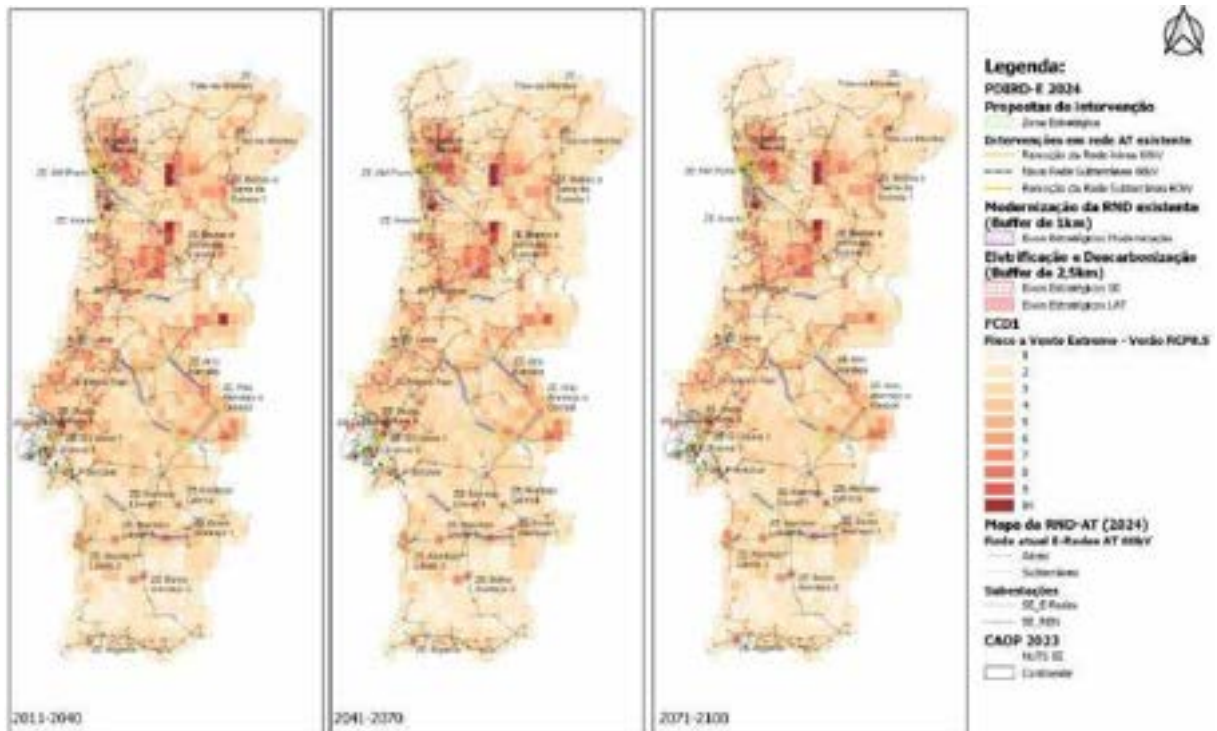


Figura 23 - Risco de exposição máxima a ventos extremos, nos meses de Verão, para o cenário RCP8.5

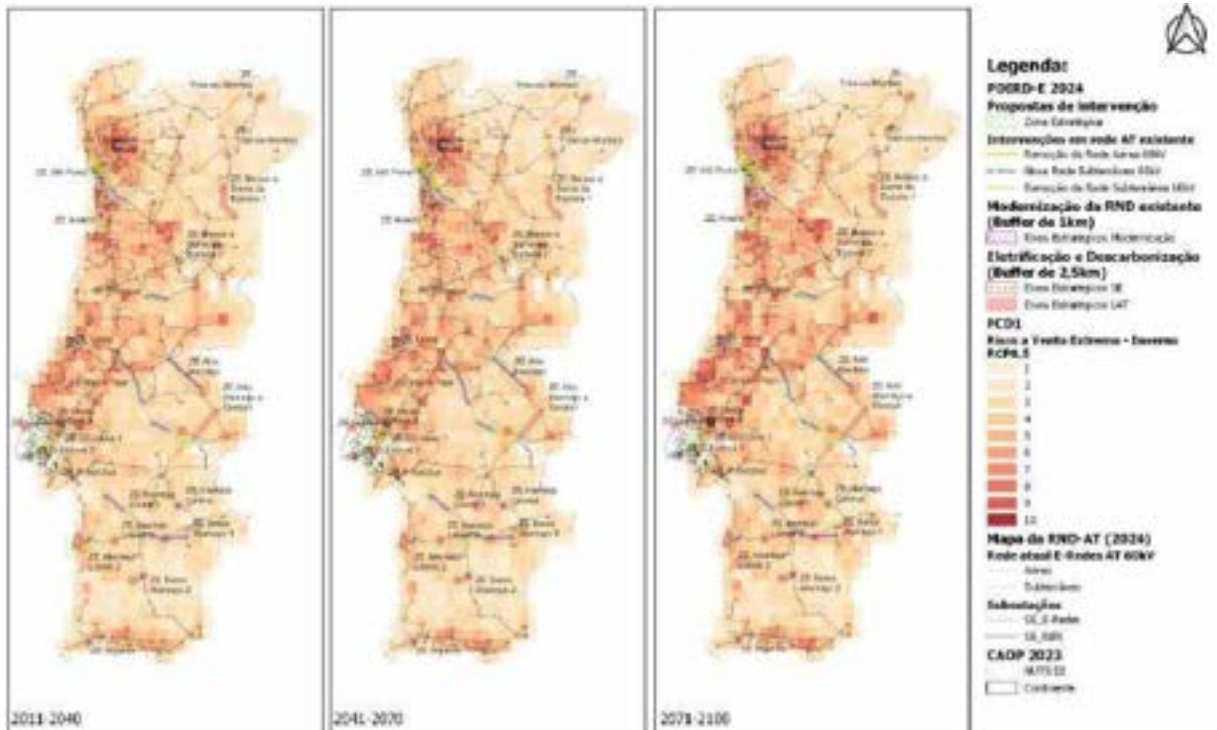


Figura 24 - Risco de exposição máxima a ventos extremos, nos meses de Inverno, para o cenário RCP8.5

A determinação das áreas dos EE expostos a ventos extremos (níveis 8, 9 e 10), nos três cenários considerados, permitiu realçar algumas situações mais gravosas que deverão merecer especial atenção em fases subseqüentes:

- para os meses de Verão e no cenário 2071-2100 a ZE AMPorto (EE Modernização);
- para os meses de Inverno: a) no cenário 2041-2070, a ZE AMPorto (EE Modernização), a ZE Leiria (EE Modernização) e a ZE Médio Tejo (EE Modernização); b) no cenário 2071-2100, ZE AMPorto (EE LAT, EE-SE e EE Modernização), ZE Leiria (EE Modernização) e ZE Médio Tejo (EE LAT e EE Modernização).

À semelhança do já referido para outras variáveis climáticas, apenas se reportam valores com significado. No entanto, tal não significa a total ausência de risco, mas antes a exposição a níveis de risco mais baixos (7 ou inferior).

Finalmente, no que respeita à exposição dos investimentos propostos no Plano a risco muito elevado de inundações e cheias verifica-se que apenas a ZE Alentejo Litoral 1 (EE Modernização) apresenta valores nesta categoria; todas as restantes áreas registam valores nulos.

#### *C1.4.3 - Equipamentos em Reserva Operacional (número)*

Este indicador avalia a capacidade do operador da RND para reagir a situações com efeitos disruptivos na integridade da infraestrutura e no fornecimento e qualidade de serviço prestado, nomeadamente os relacionados com os efeitos dos eventos climáticos extremos.

Com o objetivo de reforçar o seu stock de equipamentos em reserva operacional, o operador da RND estima, no período do Plano (concretamente entre 2026 e 2030), relativamente a unidades móveis de reserva, adquirir uma subestação móvel MT/MT e cinco unidades móveis de rede MT (UMR MT). Para além destas aquisições para a reserva operacional, o operador não prevê, no período do Plano, mais aquisições, nomeadamente de novos Transformadores de Potência, apoiando esta decisão numa avaliação interna de necessidades para a reserva operacional e no elevado investimento já realizado a este nível.

#### *C1.4.4 - Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC (incêndio)*

Este indicador avalia a capacidade do operador da RND para intervir preventivamente na proteção e resiliência da infraestrutura, nomeadamente fazendo uma gestão de material combustível nos corredores e áreas que ladeiam e circundam a infraestrutura (linhas e subestações), como determina a legislação vigente.

Como se evidenciou nas tendências e situação atual das intervenções do operador a este nível, tem havido nos anos mais recentes (2020-2024) uma ação contínua sobre a rede intervencionada, assegurando o cumprimento do referido quadro legal e o acordo com o Estado concedente.

Face aos dados que constam do Quadro 20 e da Figura 25 e que apresentam a previsão do ORD para as intervenções em FGC no período do Plano (na rede AT e MT), constata-se, à semelhança do que tem sido a sua atividade neste domínio, uma continuidade com valores constantes e oscilações não muito relevantes de ano para a ano. Sendo estes valores



previsões de intervenção, a monitorização a fazer sobre este aspeto é muito relevante para avaliar, efetivamente, o cuidado do ORD no que respeita a esta componente da estratégia de promoção da resiliência da infraestrutura, nomeadamente pela relação que tem com o potencial de exposição a risco de incêndio.

Quadro 20 – Estimativa das intervenções propostas nas FGC ao longo do período de vigência do Plano.  
Fonte: E-REDES, 2024

FCG	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Extensão (km)	13993	14180	14608	13993	14180	14608

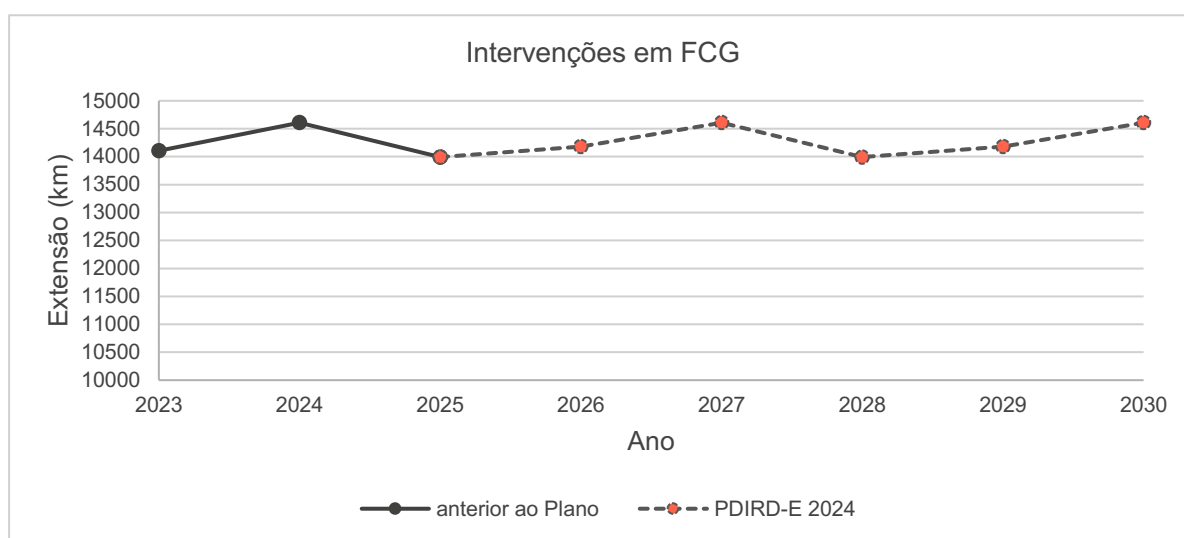


Figura 25 - Intervenções nas FGC nos anos 2023-2025 e previsão de intervenções ao longo do período de vigência do PDIRD-E 2024. Fonte: EREDES, 2024

### 6.3.3 Síntese da avaliação das propostas de intervenção

Da avaliação das propostas de intervenção do PDIRD-E 2024, no que respeita ao FCD 1 - Modernização da RND, pode-se concluir que:

- O operador da RND, convergindo com as orientações do atual quadro legal e estratégico do setor energético, que determina a utilização de soluções de flexibilidade para maximização da capacidade das infraestruturas, prevê a possibilidade de recorrer ao *curtailment* e à consequente possibilidade de diferimento de alguns investimentos na rede num esforço explícito para promover a eficiência dos investimentos nas infraestruturas da RND. No entanto, como o sucesso destas iniciativas não está inteiramente na esfera do operador e depende da ação de outros agentes do sistema energético, só a monitorização contínua do desempenho destas soluções de flexibilidade permitirá aferir se terão um impacto relevante na promoção da eficiência da rede;
- O operador da RND evidencia, nos investimentos propostos no âmbito deste Plano, a continuidade dos esforços de digitalização da rede, nomeadamente quanto ao número de postos de telecomando e à extensão da rede de fibra ótica, que permitirá a aceleração no processo de transição digital da RND e, possivelmente a conclusão do mesmo, com reflexos positivos na qualidade do serviço prestado, na exploração mais eficiente da infraestrutura e na viabilização de soluções de flexibilidade na operação;

- O ORD evidencia um propósito de continuidade da promoção da resiliência da rede, nomeadamente com respostas de antecipação aos cenários climáticos futuros, tendo em conta as características da infraestrutura e os riscos climáticos e naturais mais relevantes.
- Finalmente, conclui-se que a globalidade dos investimentos propostos pelo ORD contribuirá para garantir níveis de qualidade de serviço compatíveis com o acordo existente com o Estado concedente.

### 6.3.4 Planeamento e Monitorização

A implementação do PDIRD-E 2024 terá que lidar, como qualquer Plano, com circunstâncias dinâmicas, e que se traduzem num certo grau de incerteza, para o qual importa estar alerta, antecipar e monitorizar o percurso, de forma que as propostas do Plano se possam concretizar com o maior aproveitamento possível das oportunidades de contexto e a menor afetação resultante dos riscos existentes, sendo de admitir a possibilidade de implementar medidas corretivas face aos impactos imprevistos ou desvios face aos resultados esperados.

Com esse objetivo apresentam-se de seguida, para o FCD 1, as diretrizes de planeamento e gestão e o programa de monitorização consideradas adequadas para a boa execução do Plano e projetos futuros, resultantes das suas propostas.

- **Diretrizes de Planeamento e Gestão**

No âmbito do FCD1 - Modernização da RND considera-se relevante para o acompanhamento da implementação do Plano, para acompanhamento de planos futuros e de projetos relativos às propostas do Plano em avaliação, as seguintes diretrizes que seguem, no essencial, o racional da avaliação desta AA:

- Assegurar que a implementação do Plano contribui para a manutenção dos níveis da qualidade de serviço da RND, recorrendo à monitorização constante do desempenho da rede num conjunto de parâmetros que permitem avaliar, entre outros aspetos relevantes, o cumprimento dos acordos de qualidade de serviço com o Estado concedente (já implementada pelo operador e publicada anualmente em Relatórios da Qualidade do Serviço);
- Assegurar que a implementação das propostas do Plano (em particular as que implicam soluções de flexibilidade e acordos de *curtailment*) tem um reflexo positivo no incremento da eficiência da RND, nomeadamente no que permitem de otimização da capacidade existente (cumprindo padrões de segurança de abastecimento) e de diferimento de investimentos;
- Assegurar que a implementação do Plano tem impactos positivos para a consolidação do processo de transição digital da RND, decisivo para a gestão remota da infraestrutura e para a implementação de soluções de flexibilidade, centrais na eficiência e na qualidade de serviços aos consumidores de energia e aos fornecedores de nova geração renovável;
- Assegurar que a implementação do Plano considera, em todas as suas fases subsequentes – de projeto e de gestão da RND, aspetos relacionados com os riscos associados às alterações climáticas (particularmente os relativos aos eventos climáticos extremos e à preservação de sumidouros de carbono), como forma de promover a resiliência da rede e a segurança do abastecimento;

• **Programa de Monitorização**

Na sequência da avaliação de propostas do Plano, e tendo em conta as diretrizes de planeamento, apresenta-se o programa de seguimento para o FCD1 - Modernização da RND. O programa proposto integra alguns indicadores utilizados em programas de monitorização de Planos anteriores da RND, de modo a garantir alguma continuidade de acompanhamento do desempenho da rede. Essa análise teve o contributo da experiência da E-REDES no passado.

A monitorização será da responsabilidade da E-REDES e os indicadores definidos devem ser atualizados e analisados anualmente, à semelhança do realizado em exercícios anteriores.

Quadro 21 – Programa de monitorização associado ao FCD1 – Modernização da RND

Critério de avaliação	Indicadores de monitorização	Fundamentação
Qualidade de serviço	SAIDI-MT ( <i>System Average Interruption Duration Index</i> , em minutos)	Avalia a duração média das interrupções do sistema (em Média Tensão), através do quociente da soma das durações das interrupções longas nos Pontos de Entrega, durante determinado período, pelo número total dos Pontos de Entrega, nesse mesmo período (com base na definição apresentada no Relatório da Qualidade de Serviço).
	TIEPI MT (Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos)	Avalia o tempo de interrupção equivalente da potência instalada, através do quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição em Média Tensão.
Eficiência da RND	Porcentagem de perdas técnicas na RND (AT/MT)	Avalia a representatividade da energia que entra na RND e não é recebida pelos consumidores. Este valor é calculado com base num ‘fator de perdas da rede de distribuição’ (Ver RMSA-E) que assume tendências decrescentes ou crescente, face a anos anteriores, em resultado dos esforços realizados pelo operador da RND em medidas preventivas de incidentes nas linhas e a projetos específicos nesta área.
	Investimento diferido (€)	Avalia o montante de investimento transferido para o futuro, em resultado da implementação de soluções de maior flexibilidade e eficiência da rede, o que lhe permite dar resposta à procura de energia, com níveis de serviço compatíveis com os compromissos assumidos com o Estado concedente.
	Energia <i>Curtailment</i> (MW)	Avalia a progressão da implementação de soluções de flexibilidade entre a RND e os consumidores de energia (considerando os seus diferentes perfis de consumo, nomeadamente em termos horários), concretizando as diretrizes legais do diploma que regulamenta o SEN (DL15/2022)

Critério de avaliação	Indicadores de monitorização	Fundamentação
Transição Digital	Pontos de telecomando na rede MT (número)	Avalia a progressão da instalação de pontos de telecomando na rede de MT, assumindo estes equipamentos um desempenho central na implementação de redes inteligentes, basilares para transição digital da RND.
	Taxas de eficácia do telecomando na rede MT (%)	Avalia a qualidade do funcionamento dos equipamentos de telecomando na rede de MT, essenciais para concretizar a potencial do processo de transição digital em curso na RND.
	Extensão de nova rede de Fibra Ótica (km)	Avalia a progressão de instalação de fibra ótica, o que permite assegurar uma transmissão mais rápida e de grandes volumes de dados, fundamental para a monitorização em tempo real dos equipamentos integrantes da RND, possibilitando um tempo mais rápido de resposta a eventos disruptivos, bem como uma gestão mais eficiente da infraestrutura existente.
Prevenção de riscos e Adaptação às AC	Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da RND em zonas de risco climático extremo	Avalia a exposição da RND aos riscos climáticos mais relevantes para a infraestrutura.
	Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC	Avalia a capacidade do operador da RND para intervir preventivamente na proteção e resiliência da infraestrutura, particularmente no que respeita às FGC e ao seu papel face ao risco de incêndio.
	Equipamentos em Reserva Operacional (número)	Avalia a capacidade do operador da RND para reagir a situações com efeitos disruptivos na integridade da infraestrutura e no fornecimento e qualidade de serviço prestado, nomeadamente os relacionados com os efeitos dos eventos climáticos extremos.

## 6.4 FCD 2: Descarbonização da RND

O PDIRD-E 2024 apresenta um conjunto de propostas cujos impactos diretos e indiretos estão em alinhamento com a aposta do Estado concedente da RND no desenvolvimento de políticas energéticas e climáticas que expressem uma maior ambição no cumprimento de metas de descarbonização (em acordo com o QRE europeu e internacional).

A revisão do PNEC2030 - cujo período de consulta pública terminou em 05.09.2024 - evidencia (como se pode ver no Quadro 22) esta maior ambição traduzida em novas metas de descarbonização da economia e da sociedade, para o horizonte 2030, que, entre outros objetivos, exigem uma forte aposta na energia FER e na eletrificação dos consumos e, consequentemente, a necessária preparação das redes de transporte e distribuição de energia elétrica.

Quadro 22 - Metas nacionais de Portugal para o horizonte 2030 - Emissões e renováveis (fonte: PNEC2030)

Metas Nacionais	Emissões (sem LULUCF; em relação a 2005)	Renováveis (no consumo final bruto de energia)	Renováveis nos transportes
<b>PNEC 2030</b>	-45% a -55%	47%	20%
<b>REVISÃO</b>	-55%	51%	29%

Como referido, o desempenho do Sistema Energético Nacional é decisivo neste processo: por um lado, de forma direta, criando condições para que o seu mix energético seja cada vez mais de fontes renováveis, criando condições de receção de energia de produção distribuída, e, finalmente, fazendo uma transição digital para uma rede inteligente, capaz de viabilizar soluções flexíveis que aumentem a eficiência da infraestrutura; por outro lado, de forma indireta, permitindo que os demais setores se descarbonizem pela crescente eletrificação dos consumos, com particular destaque para a indústria e para os transportes.

O Quadro 23 contextualiza esta aposta de maior ambição relativamente ao processo de descarbonização numa tendência de progressiva redução das emissões, face ao ano base 2005, em paralelo com a evolução da representatividade das energias FER no consumo de energia primária e, de forma mais acentuada, na eletricidade. Esta realidade evidencia o desempenho do Sistema Elétrico Nacional, no seu conjunto, neste processo de transição do paradigma energético (do carbono para as energias renováveis) e do seu contributo decisivo para o desafio nacional de cumprimento de metas internacionais a este respeito.

Quadro 23 - Evolução dos principais indicadores energia e clima em Portugal [Fonte: APA, DGE, PNEC, 2030]

INDICADOR	2005	2022	VARIAÇÃO
<b>Emissões totais de CO<sub>2</sub>eq</b> (sem emissões indiretas, sem LULUCF)	85,86 Mton	56,25 Mton	-34,5%
<b>Consumo de energia primária</b>	27,1 Mtep	21,3 Mtep	-21,3%
<b>Renováveis no consumo final</b>	19,5%	34,7%	+15,2 p.p.
<b>Renováveis na eletricidade</b>	28,3%	61,0%	+32,7 p.p.
<b>Dependência energética</b>	88,8%	71,2%*	-17,6 p.p.

A projeção de eletrificação dos consumos até 2030 incluída no PNEC, tendo em conta a implementação das políticas energéticas e climáticas, acentua este desempenho positivo do setor energético (a par dos restantes setores considerados), tal como se pode observar nos dados do Quadro 24.

Quadro 24 - Projeções de evolução da integração de FER com base nas políticas e medidas existentes (Cenário WEM<sup>27</sup>) no consumo final bruto de energia em Portugal (Fonte: PNEC 2030)

<b>Integração de FER no consumo final bruto</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
<b>FER-E</b> (eletricidade)	77%	91%
<b>FER A&amp;A</b> (Aquecimento & Arrefecimento)	45%	50%
<b>FER-T</b> (Transportes)	18%	22%
<b>Quota Global de FER</b> (diferentes setores)	44%	51%

Com efeito, esta aposta no processo de descarbonização, com um quadro legal redefinido para fazer face aos desafios e metas estabelecidos pela política energética e climática, tem tido reflexos no forte impulso da produção descentralizada de renováveis, como se pode ver da evolução ilustrada no Quadro 25 e na Figura 26. Para o operador da RND, esta dinâmica de transformação do paradigma energético, marcada por novas formas de produção e de consumo, também coloca desafios à gestão e planeamento da rede como está patente no ciclo de planeamento em avaliação.

Quadro 25 - Produção descentralizada de renováveis (Fonte: DGEG, Renováveis: Estatísticas Rápidas n.º 235)

<b>Produção Descentralizada (MWh)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024 jun*</b>
<b>Produção Total</b>	<b>423 301</b>	<b>436 027</b>	<b>541 923</b>	<b>675 140</b>	<b>694 889</b>	<b>1 320 240</b>	<b>2 191 858</b>	<b>2 452 184</b>
<b>UPAC**</b>	<b>103 186</b>	<b>152 016</b>	<b>206 530</b>	<b>334 041</b>	<b>358 888</b>	<b>1 016 421</b>	<b>1 793 264</b>	<b>1 999 805</b>
<i>da qual vendida à rede</i>	n.d.	3 049	16 568	21 375	29 523	64 681	138 799	176 810
Eólica	83	84	2 187	4 287	4 300	4 619	4 188	2 699
Fotovoltaica	76 862	126 887	188 404	304 321	328 080	975 629	1 757 694	1 974 113
Biomassa/Biogás	26 241	25 045	15 939	25 433	26 508	36 173	31 382	22 994
<b>UPP</b>	<b>22 017</b>	<b>28 573</b>	<b>63 174</b>	<b>79 152</b>	<b>85 377</b>	<b>84 998</b>	<b>186 016</b>	<b>250 115</b>
Eólica			2	11	12	2	2	2
Fotovoltaica	21 698	27 987	62 097	78 066	84 266	83 086	184 223	248 459
Biomassa/Biogás	319	586	1 075	1 075	1 099	1 910	1 790	1 653
<b>Mini/Micro</b>	<b>298 098</b>	<b>255 438</b>	<b>272 219</b>	<b>261 947</b>	<b>250 624</b>	<b>218 821</b>	<b>212 578</b>	<b>202 264</b>
Hídrica	505	763	862	1 085	705	539	553	872
Eólica	314	247	319	296	287	193	203	222
Fotovoltaica	295 335	252 437	268 099	258 104	247 031	215 013	208 820	198 778
Biomassa/Biogás	1 944	1 991	2 939	2 462	2 601	3 076	3 003	2 392

\* Ano-móvel: julho de 2023 a junho de 2024

\*\* Produção estimada de acordo com as potências certificadas pela DSEE/DGEG e o n.º de horas de funcionamento da respetiva tecnologia.

<sup>27</sup> Cenário que se aproxima do chamado 'Cenário das Políticas em Vigor', baseado nas políticas energéticas e climáticas que já estão implementadas, ou anunciadas de forma concreta, até o momento da análise.

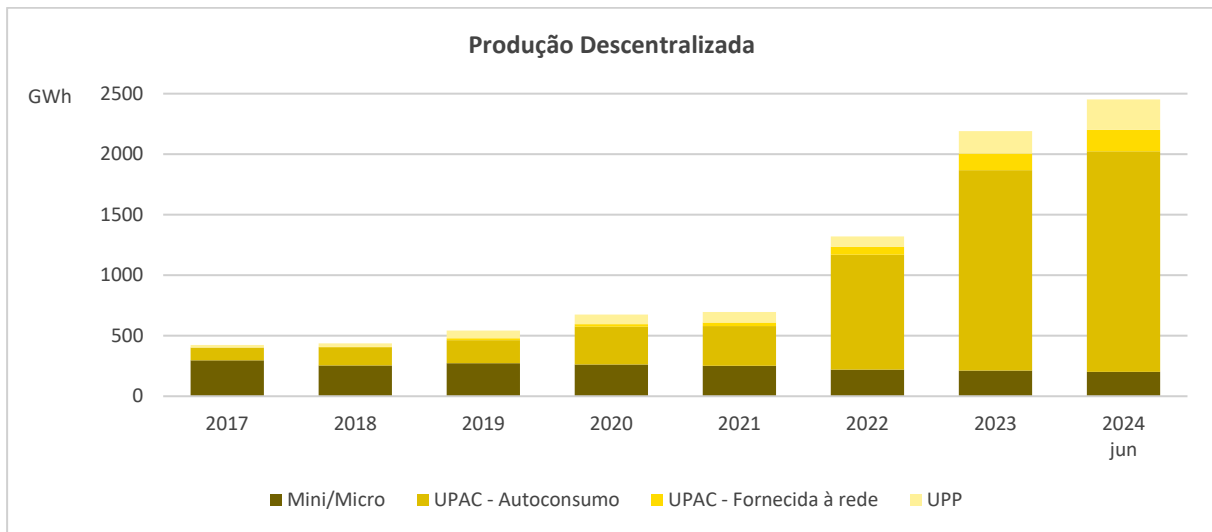


Figura 26 - Produção descentralizada de renováveis (Fonte: DGE, Renováveis: Estatísticas Rápidas n.º235)

Do lado da procura, o processo de descarbonização traduz-se numa transição de consumos energéticos com elevada pegada carbónica para consumos energéticos progressivamente descarbonizados, ou seja, eletrificação dos consumos com recurso a energia FER. Esta crescente eletrificação dos consumos só não gera um aumento mais drástico dos montantes globais consumidos porque a política energética também tem fomentado a eficiência energética, compensando por esta via uma parte do aumento do consumo, seja ele na mobilidade elétrica, no consumo residencial ou na indústria e serviços.

Por outro lado, as dinâmicas de produção distribuída de energia, o autoconsumo e as soluções flexíveis de gestão dos consumos, viabilizadas pela transição digital, são facetas de uma nova realidade do setor energético que tem permitido atenuar os efeitos de um processo de eletrificação dos consumos cada vez mais acelerado e com ambiciosos objetivos de crescimento até ao final da década.

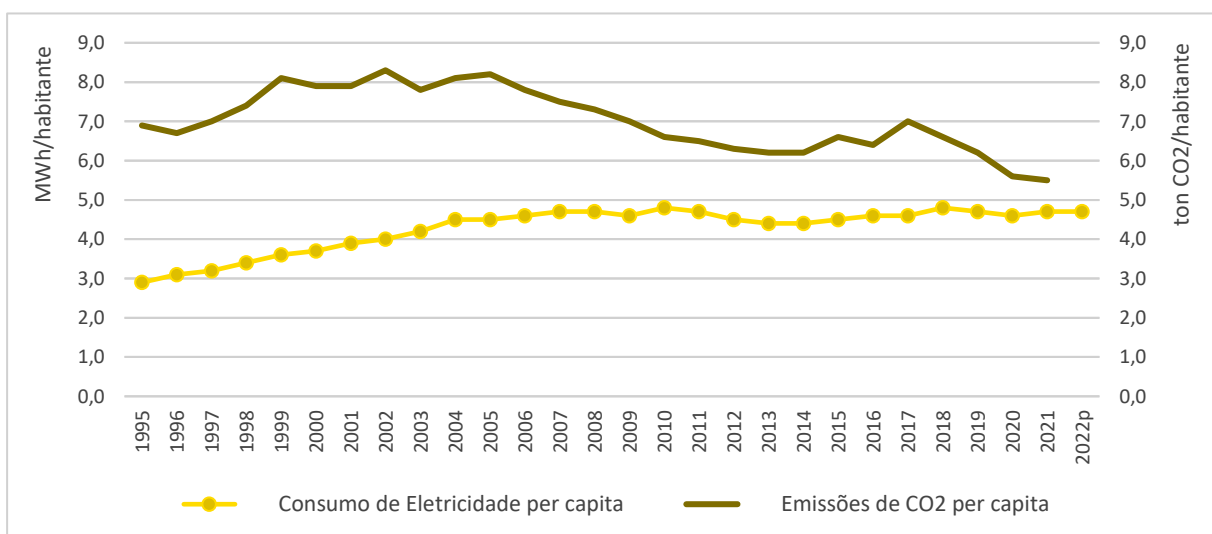


Figura 27 – Evolução do consumo de eletricidade per capita e das emissões de CO<sub>2</sub> per capita (Fonte: Indicadores Energéticos, DGE, 2024)

A este nível, e numa projeção para o futuro, o RMSA-E 2023 releva, para efeitos de planeamento, 'o aumento generalizado da previsão do consumo de energia elétrica total no continente que tem, contudo, reflexo moderado no crescimento da procura a partir da RESP (consumo referido à produção líquida de eletricidade) essencialmente devido aos pressupostos de aumento do autoconsumo e da eficiência energética.

Neste contexto, o **FCD2 - Descarbonização da RND** propõe-se fazer uma análise dos investimentos propostos no PDIRD-E 2024 de acordo com os seguintes quatro critérios de avaliação: *Capacidade de receção de energia (C2.1)*, *Capacidade de satisfação de consumo de energia (C2.2)*, *Interligação com a RNT (C2.3)* e *Potencial de impacto para a mitigação das AC (C2.4)*.

### 6.4.1 Tendências e Situação atual da RND

O SEN, de uma forma geral, e também a RND, têm evidenciado nos anos mais recentes um desempenho muito positivo no seu processo de descarbonização, através da introdução crescente de energia FER no seu mix energético, inicialmente com destaque para a energia eólica onshore, e mais recentemente com uma forte progressão da energia solar fotovoltaica, aproveitando os recursos endógenos.

Em paralelo, no quadro da regulamentação legal compatível com os desafios climáticos e energéticos (nomeadamente o DL N°15/2022), o SEN tem evoluído no sentido de criar condições de receção de energia FER que acompanhe o crescimento da produção distribuída e para a flexibilização das soluções implementadas (em grande medida com o apoio de um processo de transição digital das redes), como forma de incrementar a eficiência da infraestrutura existente.

Neste contexto, é relevante evidenciar o desempenho que a RND tem tido no incremento da sua **capacidade de receção de energia, incluindo FER**, quer seja através de expansão de rede quer seja pela intervenção em rede existente ou ainda em intervenções em corredores de rede existente.

A observação da Figura 28, para o período 2007-2023, permite evidenciar a evolução ocorrida a este nível, numa primeira fase com expansão assinalável da energia eólica e mais recentemente da energia fotovoltaica.



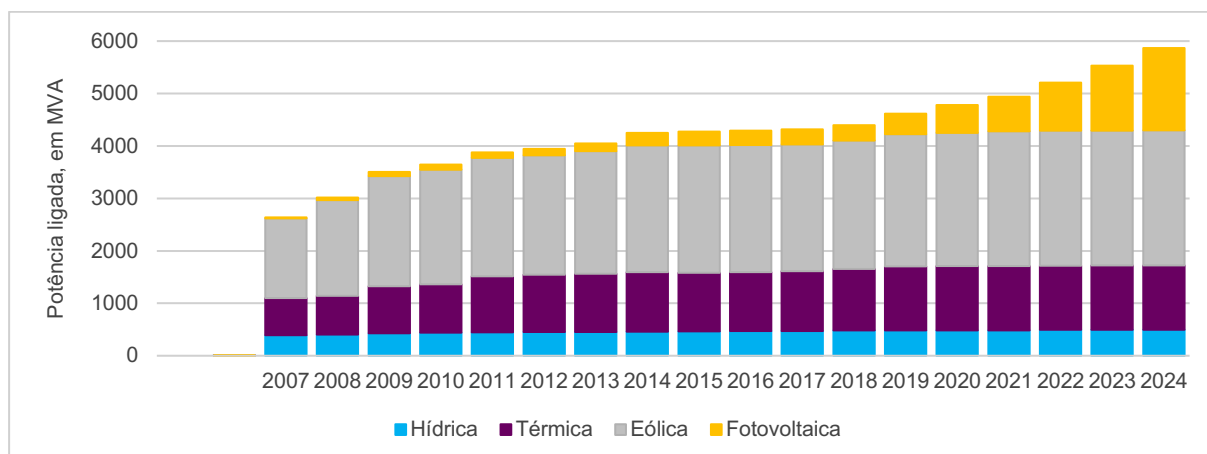


Figura 28 - Evolução da potência ligada (MVA) 2007-2023 (Fonte: E-REDES).

Para além das transformações ocorridas na RND, que a capacitam para receber mais energia renovável, é também importante perceber qual tem sido a dinâmica de resposta às solicitações do consumo, sendo certo que o incremento na eletrificação dos consumos a vários níveis (residencial, industrial, dos serviços e dos transportes) constitui também uma realidade e um desafio decisivos para a gestão e o planeamento da infraestrutura.

Assim, os dados disponíveis sobre a utilização da rede AT e das Subestações são pertinentes para ilustrar a **capacidade de satisfação de consumo de energia**, por parte da RND, e estes evidenciam que o sistema no seu todo tem tido, nos anos anteriores à presente edição do Plano, capacidade para satisfazer o consumo de energia, com algumas variações e com necessidade de especial atenção aos troços de linha com níveis de utilização que excedem os 70% (Quadro 26).e subestações o nível de utilização ultrapassa os 90% (Quadro 27).

Estas duas situações traduzem a necessidade de monitorização das pontas de consumo (nomeadamente para identificar causas) e, poderão determinar, ao nível do planeamento da rede, a realização de investimentos para reduzir esses níveis de utilização.

Quadro 26 - Níveis de Utilização das infraestruturas da RND: rede AT (em 31 de dezembro)

Nível de Utilização (%)	2020	2022	2025 <sub>previsto</sub>
Ut ≤ 70	9279 km   98,2%	9341   98,77%	9.644   98,9%
Ut > 70	173 km   1,8%	115,9   1,23 %	111   1,1%

Quadro 27 - Níveis de Utilização das infraestruturas da RND: utilização da potência instalada nas Subestações AT/MT (em 31 de dezembro)

Nível de Utilização (%)	2020	2022	2025 <sub>previsto</sub>
Ut ≤ 70	365   92,4%	359   90,7 %	359   90%
70 < Ut ≤ 90	27   6,8%	35   8,8 %	36   9%
Ut > 90	3   0,8%	2   0,5%	4   1

Uma terceira vertente, importante para as dinâmicas da RND no que respeita ao processo de descarbonização, diz respeito à sua **interligação com a RNT**, relevante por ter uma relação com a capacidade de receção de eletricidade produzida por centros electroprodutores que estejam ligados à rede ou pela RNT, mas também de entrega de eletricidade a distribuidores em baixa tensão (BT) e a clientes finais em alta e média tensão (AT e MT). Uma maior capacidade de interligação do sistema energético traduz, aliás, o que preconiza o quadro legal do SEN na sua versão mais recente (DL 15/2022), estabelecendo uma nova organização e diretrizes de funcionamento do SEN, em consonância, fundamentalmente, com as estratégias e diretivas comunitárias aplicáveis ao setor energético, com o RNC2050 e com o PNEC2030.

A este nível os dados fornecidos pelo ORD sobre interligações da RND com a RNT permitem concluir que, em 2018, a rede contava com **66 Pontos de Entrega (PdE)** - 65 subestações e uma linha de muito alta tensão (LMAT) de interligação transfronteiriça (utilizada apenas em regime de socorro) -, em 2020, contava com os mesmos **66 PdE** (65 SE e 1 LMAT) e, em 2022, tinha **67 PdE** (66 SE + 1 linha MAT). Ainda segundo o ORD, para 2025, prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em **68 PdE** (67 SE e 1 LMAT).

Finalmente, para um retrato mais completo das dimensões relevantes do processo de descarbonização da RND é importante considerar o seu **potencial de impacto para a mitigação das alterações climáticas**, que resulta, em grande medida, do desempenho obtido nas vertentes anteriormente consideradas (capacidade de receção de FER, capacidade de satisfação dos consumos elétricos e interligações), alinhando-se com as estratégias e políticas energéticas e climáticas que marcam a redefinição do paradigma do SEN. É importante referir que as decisões de planeamento da RND, no que comportam de aumento do potencial da infraestrutura para se descarbonizar e para possibilitar uma crescente eletrificação da economia e da sociedade, traduzem-se em contributos positivos para o cumprimento dos objetivos do PNEC, nomeadamente no que respeita a redução de emissões de GHG, havendo uma relação direta entre uma maior incorporação de energia FER e a diminuição dessas emissões.

A partir da análise da informação respeitante às tendências e situação atual do processo de descarbonização da RND, e tendo em conta o QRE da AA do PDIRD-E 2024, construiu-se o correspondente quadro-problema, no âmbito do qual se identificam um conjunto de oportunidades e de riscos considerados pertinentes no contexto desta AA e que serão úteis para focar a avaliação das propostas do Plano (Quadro 28):

Quadro 28 – Síntese de Oportunidades e de Riscos associados ao FCD2 – Descarbonização da RND

Oportunidades	Riscos
<ul style="list-style-type: none"> <li>A implementação do Plano constitui uma oportunidade para a RND reforçar a sua contribuição para o cumprimento das metas de redução de emissões de GEE, de crescente incorporação de FER no SEN e de crescimento da eletrificação dos consumos nos vários setores da economia (com destaque para a indústria e os transportes) e nos consumidores domésticos, impulsionando a transição para uma economia de baixo carbono e um modelo de desenvolvimento global mais sustentável;</li> <li>A tendência de crescimento do autoconsumo de energia liberta capacidade disponível na RND (presente e futura), o que constitui uma oportunidade para dar resposta a outros consumos resultantes do processo de eletrificação de consumos, nomeadamente ao crescente consumo associado à mobilidade elétrica;</li> <li>O desenvolvimento tecnológico que suporta a transição digital da RND, nomeadamente nas redes inteligentes e na implementação de soluções de flexibilidade, permite maior eficiência na gestão da operação da RND.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os incentivos à produção descentralizada de energia FER e à mobilidade elétrica podem exceder a capacidade de acolhimento e de resposta aos pedidos, gerando desequilíbrios ou sobrecargas da rede;</li> <li>As soluções de flexibilidade implementadas no período do Plano, e que permitem diferir investimentos na RND, podem não ser suficientes para cumprir os compromissos com o Estado concedente (nomeadamente os que resultam do quadro-legal do SEN e dos acordos de qualidade de serviço com o Estado concedente), em resultado do aumento do consumo de eletricidade e de produção de energia FER descentralizada.</li> </ul>

## 6.4.2 Avaliação das intervenções propostas

Tendo em consideração as tendências e a situação da RND num conjunto relevante de aspetos associados ao FCD2 – Descarbonização da RND, a avaliação que se segue estrutura-se nos seguintes critérios de análise e respetivos indicadores: *Capacidade de receção de energia (C2.1)*, *Capacidade de satisfação de consumo de energia (C2.2)*, *Interligação com a RNT (C2.3)* e *Potencial de impacto para a mitigação das AC (C2.4)*.

### C2.1 – Capacidade de receção de energia

Este critério de avaliação estima o contributo das propostas do Plano para aumentar a incorporação de nova produção, incluindo produção FER na RND, através da expansão da rede atual, de intervenções em rede existente e de intervenções em corredores da rede existente.

#### C2.1.1 - Capacidade máxima de injeção na RND (MVA)

O ORD prevê, até ao horizonte do Plano (2030), um acréscimo global de potência instalada na rede, com um ligeiro decréscimo na rede aérea justificada pelo balanço entre a construção de rede nova e a remoção de rede. Atendendo a que se assiste no presente, e

se prevê para o futuro próximo, uma intensificação da produção de energia, incluindo energia com base FER, esta capacidade traduz um potencial associado à receção dessa energia, sempre que os investidores concretizem a sua intenção de injeção na rede. Neste aspeto, como já foi referido anteriormente, esta ligação está dependente de decisões de outros atores do SEN, que não o ORD.

A previsão de potência instalada na RND, para os anos 2025 e 2030, encontra-se distribuída da seguinte forma, nos casos das subestações AT/MT e da rede AT:

Quadro 29 - Potência instalada na RND, 2025 e 2030 (previsão do ORD). Fonte: E-REDES, PDIRD-E 2024.

	2025	2030	Varição 2025-2030
<b>Subestações AT/MT</b>			
Nº de subestações	399	412	13   3,3%
Nº TPs AT/MT	673	680	7   1,0%
Potência instalada (MVA)	17 327	17 648	321   1,9%
<b>Rede AT</b>			
Área	9 159	9 087	-72   -0,8%
Subterrânea	596	679	83   14%

Face às previsões de potência instalada para o horizonte do Plano (2030), o ORD prevê ainda, para 2030, uma capacidade de receção da RND de 7.228 MVA, o que traduz um aumento da capacidade de receção disponível (em 2025, ano anterior ao Plano, estava prevista ser de 6.899 MVA). Este acréscimo é o resultado dos investimentos previstos para o correspondente período (2026-2030).

No entanto, deve referir-se que a capacidade de receção na RND está sempre condicionada pela capacidade disponível na RNT, pelo que é relevante acompanhar esta expectativa para o ano horizonte do Plano com a evolução real obtida nos exercícios de monitorização.

## C2.2 - Capacidade de satisfação de consumo de energia

Este critério de avaliação pretende aferir sobre o desempenho da RND para satisfazer cabalmente o aumento da eletrificação dos consumos, as dinâmicas associadas à produção descentralizada (autoconsumo; comunidades de energia; *prosumers*) e à mobilidade elétrica, para o que contribuem as propostas do Plano. Assim, as previsões do ORD para o período do Plano no que respeita à utilização das infraestruturas (rede e subestações) são pertinentes para fazer uma avaliação da capacidade (prevista) de satisfação de consumo de energia, tendo em conta os investimentos planeados para a RND.

### C2.2.1 - Nível de utilização das instalações - Redes AT (%)

No que respeita aos níveis de utilização prevista para a rede AT, os dados do Quadro 30 evidenciam que a esmagadora maioria da rede terá níveis de utilização iguais ou inferiores a 70% e só uma parte muito residual, a rondar os 1-1,5% terá níveis de utilização superiores a

70%. No entanto, o facto de se prever um aumento de rede nesta situação até ao final do período do Plano (face ao seu início), muito provavelmente em razão do processo de eletrificação dos consumos e do aumento de produção distribuída, aconselha uma monitorização atenta, podendo haver a este nível motivações para intervenções em Planos futuros.

Quadro 30 - Níveis de Utilização previstos das infraestruturas da RND: rede AT (em 31 de dezembro)

Nível de Utilização (%)	2025	2030
Ut ≤ 70	9.644   98,9%	9.634   98,6%
Ut > 70	111   1,1%	132   1,4%

### C2.2.2 - Nível de utilização das instalações - SE AT/MT (%)

No que respeita aos níveis de utilização prevista para SE AT/MT, os dados do Quadro 31 evidenciam que a maioria da rede terá níveis de utilização iguais ou inferiores a 70% (90% em 2025 e 86% em 2030) e só uma parte muito menos representativa das SE tem níveis de utilização acima dos 70% (9% em 2025 e 12% em 2030) e menos ainda acima dos 90% (1% em 2025 e 2% em 2030).

No entanto, a conclusão a retirar destes mesmos valores vai no sentido da evidência de uma tendência para o agravamento dos níveis de utilização superior (com valores mais elevados em 2030) e em contraponto a redução do número de SE com utilização inferior a 70% no final do Plano.

Esta tendência, à semelhança do que se passa com a rede AT, terá a ver com o processo de eletrificação dos consumos e com o aumento de produção distribuída, disponível para injetar na RND, e aconselha uma monitorização atenta, podendo haver a este nível motivações para intervenções em Planos futuros.

Quadro 31 - Níveis de Utilização previstos das infraestruturas da RND: utilização da potência instalada nas Subestações AT/MT (em 31 de dezembro)

Nível de Utilização (%)	2025	2030
Ut ≤ 70	359   90%	354   86%
70 < Ut ≤ 90	36   9%	51   12%
Ut > 90	4   1%	7   2%

### C2.3 - Interligação com a RNT

Este critério avalia a evolução das interligações da RND com a RNT, considerando o número de pontos de contacto entre as duas infraestruturas, traduzindo uma dimensão relevante do potencial de capacidade e eficiência geral do SEN.

### C2.3.1 - Pontos de interligação com a RNT (número)

Face aos investimentos realizados em pontos de interligação à RNT nos anos anteriores ao Plano, o ORD não considerou necessário reforçar o investimento a este nível até 2030, prevendo-se a manutenção dos mesmos 68 Pontos de Entrega (PdE) existentes em 2025 (67 SE e uma linha MAT). No entanto, estão previstos no período do PDIRD-E 2024 a instalação de três novos painéis em PdE existentes, nomeadamente associados ao PdE de Ourique (painel de Ourique e de Castro Verde) e ao PdE de Sines (painel de Santo André), o que reforçará a capacidade de interligação.

## C2.4 - Potencial de impacto para a mitigação das AC

Este critério avalia o contributo do Plano para a redução de emissões de CO<sub>2</sub> (através da substituição de energia fóssil por FER e da redução das perdas técnicas na RND) e para a concretização das metas previstas no PNEC (atendendo à evolução do *mix* energético na RND).

### C2.4.1 - Emissões de CO<sub>2</sub> na RND (Mt CO<sub>2eq</sub>)

A avaliação deste indicador contempla a influência de dois fatores relevantes para as emissões de CO<sub>2</sub> associados ao setor da energia: a expectável redução das perdas técnicas na RND (da responsabilidade direta do ORD) e a maximização do potencial de incorporação de nova energia FER (previsto na revisão do PNEC 2030 e para o qual o ORD contribui com a expansão e reforço de capacidade na RND).

No caso das **emissões globais de CO<sub>2</sub> na RND**, para operacionalizar este indicador recorreu-se à evolução do fator de emissão do *mix* energético nacional, calculado anualmente pela EDP SA no fim de cada ano civil. Este FE tem como base os fatores de emissão reais nas centrais geridas pela mesma e, ainda, o fator de emissão de eletricidade referente à fração da energia importada.

No Quadro 32 apresentam-se os valores históricos do fator de emissão (FE) do *mix* energético nacional – até 2023, e os valores estimados para 2025 e 2030, de acordo com a evolução de incorporação de FER prevista na revisão do PNEC 2030 (revisão 2023). Como se pode perceber da evolução registada para os diferentes indicadores incluídos nesse quadro, em Portugal, existe uma tendência consistente de decréscimo da produção de eletricidade a partir de fontes de energia não renovável. Esta tendência está associada à crescente incorporação de nova produção na RND, incluindo produção com origem em FER, com a qual a estratégia do PDIRD-E 2024 também se alinha, uma vez que apresenta um número significativo de investimentos que contribuem para o objetivo de eletrificar e descarbonizar a economia nacional, agrupados sob a designação PI 3 – Eletrificação e Descarbonização.

Da leitura deste quadro e da análise à esperada evolução do *mix* energético nacional previsto para a RND (consultar indicador [C2.4.2](#)), constata-se que permanece uma fração de componente térmica (energia fóssil) da qual, de momento, ainda não é possível prescindir, de forma a assegurar os adequados níveis de segurança de abastecimento. Por esta razão, em termos absolutos, e como indicado na revisão do PNEC 2030, não se estima uma redução acentuada de emissões de CO<sub>2</sub> entre 2025 e 2030.

Quadro 32 - Estimativa de evolução do Fator de Emissão (FE) do *mix* energético nacional e das correspondentes emissões totais de CO<sub>2</sub>. Fonte: E-REDES, 2024

Fator de Emissão (FE) do <i>mix</i> energético nacional	2020	2021	2022	2023	2025*	2030*
					estimado (PNEC 2030, revisão 2023)	
FE nacional (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0,175	0,134	0,126	0,093	0,060	0,031
Produção Não Renovável em Portugal (GWh)	14 285	15 607	16 602	10 031	8 000	8 000
Produção Total (GWh)	47 338	51 500	53 312	54 360	53 000	94 000
Emissões totais (tCO <sub>2</sub> eq)	8 279 000	6 914 430	6 707 883	5 046 674	2 960 000	2 960 000

Quanto à influência da **redução das perdas técnicas na RND**, considera-se que os investimentos do PDIRD-E 2024 associados ao P11 – Modernização e, em particular, ao P13 - Eletrificação e descarbonização, terão um contributo positivo na manutenção dos bons níveis da qualidade de serviço técnica e, portanto, resultarão na redução das emissões associadas a perdas técnicas. Apesar de ocorrer um aumento das perdas técnicas na RND, fruto do antecipado aumento de consumo e da correspondente produção de energia, a presença de mais FER na RND e a consequente redução do FE nacional, terá como consequência um desempenho positivo ao nível das emissões de CO<sub>2</sub> previstas (como se pode observar no Quadro 33).

Quadro 33 – Estimativa da evolução das emissões de CO<sub>2</sub> associadas às perdas técnicas na RND. Fonte: E-REDES, 2024

Projeção das emissões decorrentes das perdas técnicas - Scope 2	2025	2030
Perdas (referentes à Entrada de Energia) - Cenário Central (%)	8,12%	8,05%
Perdas RND (MWh)	4 233 922	4 448 141
FE na RND (tCO <sub>2</sub> /MWh) (de acordo o PNEC 2030, revisão de 2023)	0,056	0,031
Emissões decorrentes das perdas nas redes de distribuição (tCO <sub>2</sub> eq)	236 461	140 069

Em síntese, estima-se que as emissões de CO<sub>2</sub> da RND, não obstante o aumento de consumo previsto e a manutenção de algum recurso a energia fóssil, se mantenham até ao ano horizonte do Plano, embora se antecipe a manutenção da tendência decrescente do Fator de Emissão, dado que este traduz a variação da influência do *mix* energético nacional, com um peso cada vez maior da produção proveniente de FER.

#### C2.4.2 - Contributo para as metas de incorporação de FER, por tipo de FER

As previsões do ORD, no quadro das políticas do Estado concedente para o SEN (particularmente as que decorrem do PNEC e do quadro legal vigente), para a incorporação de energia de fontes renováveis no período do Plano, são as que se podem observar no Quadro 34 e na Figura 29 e que denotam alguns ajustes de relevo no *mix* da potência ligada à rede. No essencial, prevê-se que dando continuidade a uma tendência crescente de produção de energia fotovoltaica, por comparação com energias de outras fontes

renováveis, no final do período do Plano mais de metade da energia renovável injetada na rede seja desta origem.

Quadro 34 - Expectativa de evolução da potência ligada à rede, de 2007 até ao horizonte do Plano. Fonte: E-REDES, 2024

Potência Ligada [MVA]	2007		(...)	2025-2030	
Térmica	708	27%		1297	13%
Eólica	1520	58%		2617	26%
Hídrica	394	15%		557	5%
Fotovoltaica	14	1%		5684	56%
<b>Total</b>	<b>2636</b>			<b>10155</b>	

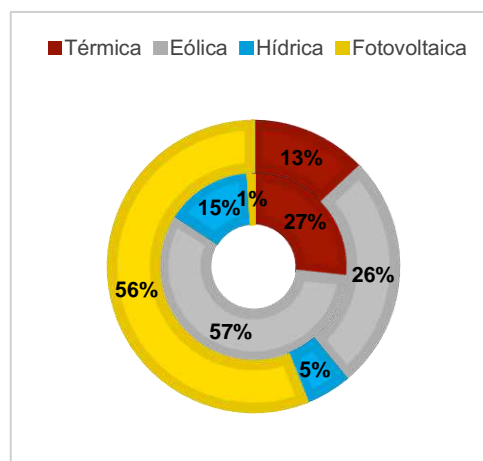


Figura 29 – Expectativa de evolução da potência ligada à rede, de 2007 até ao horizonte do Plano. Fonte: E-REDES, 2024

Deve-se realçar que os valores apresentados anteriormente são obtidos com base na informação sobre potência de ligação comprometida (Figura 30) e que, potencialmente, será concretizada nos anos de vigência do Plano, pelo que comporta uma componente de incerteza relacionada com a circunstância de que a ligação efetiva da potência comprometida à RND depende do desempenho de outros atores do processo de descarbonização do setor energético, nomeadamente dos produtores de energia de fontes renováveis que se queiram ligar à RND e que concretizem esta intenção.

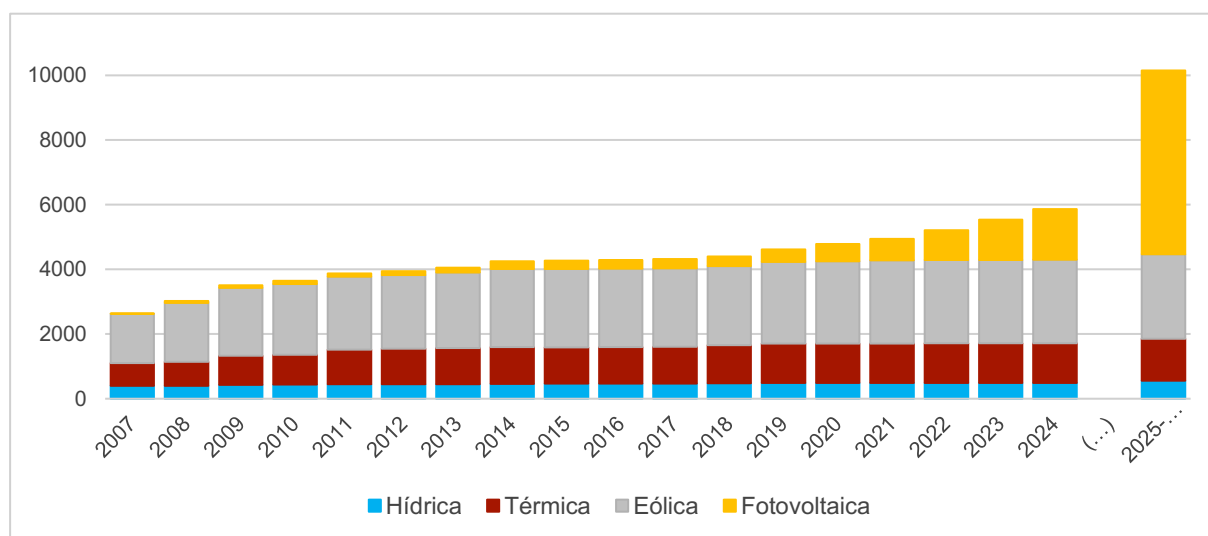


Figura 30 - Expectativa de evolução da potência ligada à rede (MVA), de 2007 até ao horizonte do Plano. Fonte: E-REDES, 2024



Neste sentido, e na parte que concerne ao operador pode concluir-se que as suas propostas no âmbito deste Plano convergem para o cumprimento do objetivo de viabilizar maior incorporação de energia FER, como se comprova pelas expectativas que existem para o efeito, nomeadamente através da potência comprometida de ligação, até 2030.

### 6.4.3 Síntese da avaliação das propostas de intervenção

Da avaliação das propostas de intervenção do PDIRD-E 2024, no que respeita ao FCD 2 - Descarbonização da RND, pode-se concluir que:

- do ponto de vista do contributo do Plano para o desempenho da RND relativamente à sua capacidade de receção conclui-se que os investimentos previstos se traduzem no aumento dessa capacidade. No entanto, a entrada de nova produção depende de condicionalismos exteriores ao ORD, nomeadamente os que derivam dos restantes atores do sistema elétrico, como sejam a RNT e os produtores de energia;
- do ponto de vista da satisfação do consumo, recorrendo aos dados sobre níveis de utilização da infraestrutura (rede AT e SE AT/MT), conclui-se que face aos dados dos anos mais recentes e às previsões para o período do Plano, embora a maioria da infraestrutura apresente níveis de utilização que não estão próximos do seu limite, há uma tendência de agravamento no horizonte do Plano, especialmente no caso das SE AT/MT. Esta situação, aferida pelas previsões do ORD dos níveis de utilização, aconselha uma monitorização atenta para sinalizar eventuais necessidades de intervenções em Planos futuros;
- na perspetiva da interligação com a RNT conclui-se que o período de implementação do plano não será especialmente marcado pelo incremento do número de pontos de ligação, embora nalguns desses pontos de entrega esteja previsto o reforço de ligações. Esta relativa estagnação segue-se a um período recente, pré-PDIRD-E 2024, de algum investimento no incremento de ligações entre as duas redes e numa avaliação do operador segundo a qual, nesta fase, a RND tem supridas as necessidades de interligação com a RNT;
- Finalmente, na perspetiva do contributo do Plano para o cumprimento dos objetivos relacionados com a mitigação das AC, nomeadamente através da redução de emissões, pode concluir-se que os investimentos propostos, globalmente, criam condições para viabilizarem e convergirem com as metas do Estado concedente (nomeadamente as que estão plasmadas no PNEC 2030 e no quadro legal do SEN). No entanto, e apesar das expectativas para a produção de energia FER, disponível para ser injetada na RND, apontarem para um crescimento muito relevante até 2030, o desempenho da RND no seu processo de descarbonização depende, em parte, do desempenho dos restantes atores do SEN, nomeadamente da concretização da concretização dos pedidos de ligação à rede de distribuição.

### 6.4.4 Planeamento e Monitorização

A implementação do PDIRD-E 2024 terá que lidar, como qualquer Plano, com circunstâncias dinâmicas, e que se traduzem num certo grau de incerteza, para o qual importa estar alerta, antecipar e monitorizar o percurso, de forma que as propostas do Plano se possam concretizar com o maior aproveitamento possível das oportunidades de contexto e a menor afetação resultante dos riscos existentes, sendo de admitir a possibilidade de implementar medidas corretivas face aos impactos imprevistos ou desvios face aos resultados esperados.

Com esse objetivo apresentam-se de seguida, para o FCD 2, as diretrizes de planeamento e gestão e o programa de monitorização consideradas adequadas para a boa execução do Plano e projetos futuros, resultantes das suas propostas.

No seguimento da opção realizada em anteriores avaliações ambientais do PDIRD-E, as Diretrizes de Planeamento e Gestão (DPG) e os indicadores de monitorização definiram-se em relação estreita com os FCD considerados na avaliação das propostas.

- **Diretrizes de Planeamento e Gestão**

No âmbito do FCD2 'Descarbonização da RND' considera-se relevante para o acompanhamento da implementação do Plano, para acompanhamento de planos futuros e de projetos relativos às propostas do Plano em avaliação, as seguintes diretrizes que seguem, no essencial, o racional da avaliação desta AA:

- Assegurar que a concretização das propostas do Plano contribui, no que lhes é atribuível, para o cumprimento dos compromissos internacionais do Estado concedente no que concerne à política energética, nomeadamente para o cumprimento das metas assumidas no PNEC 2030, após revisão, para o horizonte 2030 (51% de incorporação de renováveis no consumo final bruto de energia, 81% de incorporação de energia FER no sistema elétrico, em 2030 e 55% de redução de emissões de CO<sub>2</sub>eq (sem LULUCF) face a 2005);
- Assegurar que a implementação do Plano, na parte que lhe é atribuível, cumpre as orientações do Estado no que diz respeito às interligações com a RNT;
- Assegurar que a implementação do Plano, no que lhe é atribuível, contribui para o cumprimento das expectativas do Estado concedente, consumidores e novos produtores de energia FER distribuída, no contexto da política energética e do novo quadro legal do SEN, nomeadamente no que se pode relacionar com a evolução da capacidade de receção de energia, incluindo a proveniente de FER e com a capacidade de satisfação de consumos.

- **Programa de Monitorização**

Na sequência da avaliação de propostas do Plano, e tendo em conta as diretrizes de planeamento, apresenta-se de seguida um programa de seguimento para o FCD2 - Descarbonização da RND.

O programa proposto integra indicadores utilizados em programas de monitorização de Planos anteriores da RND, de modo a garantir alguma continuidade de acompanhamento do desempenho da rede. Essa análise teve o contributo da experiência da E-REDES no passado.

A monitorização será da responsabilidade da E-REDES e os indicadores definidos devem ser atualizados e analisados anualmente, à semelhança do realizado em exercícios anteriores.

Quadro 35 – Programa de monitorização associado ao FCD2 – Descarbonização da RND

Critérios de avaliação	Indicadores de monitorização	Fundamentação
Capacidade de receção de energia	Capacidade de injeção de energia na RND (MVA e % face ao ano 2005)	Avalia a aptidão máxima da RND para receber energia, em determinado momento. Quando comparada com o ano base permite concluir sobre a evolução permitida com a implementação dos sucessivas intervenções e Planos de Investimento.
	Capacidade disponível para injeção na RND (MVA e % face ao ano 2005)	Avalia o potencial de injeção na RND ainda não ocupado.
	Acréscimo de capacidade de receção FER na RND (MVA e % face ao ano 2005)	Avalia a descarbonização do mix energético da RND e a evolução deste indicador face ao ano base.
Capacidade de satisfação de consumo de energia	Nível de utilização das instalações - Redes AT (%)	Avalia a capacidade da rede para satisfazer acréscimos futuros de consumo, em AT. Resulta do rácio entre a aptidão máxima e a utilização real, em cada momento.
	Nível de utilização das instalações - SE AT/MT (%)	Avalia a capacidade da rede para satisfazer acréscimos futuros de consumo nas SE, em AT/ME. Resulta do rácio entre a aptidão máxima e a utilização real, em cada momento.
Interligação com a RNT	Pontos de interligação com a RNT (número)	Avalia as conexões possíveis com a RNT, através do nº de pontos de interligação.
	Acréscimo de capacidade de interligação com a RNT (MVA e % face ao ano 2005)	Avalia a evolução (face ao ano base) das interligações com a RNT através da capacidade de fluxos viáveis, tendo em conta os pontos de ligação existentes.
Potencial de impacto para a mitigação das AC	Emissões de CO <sub>2</sub> pela incorporação de FER e redução de perdas (Mt CO <sub>2</sub> eq e % face ao ano 2005)	Avalia a evolução do processo de descarbonização da RND através das emissões de CO <sub>2</sub> associadas à operação, em resultado da substituição de energia fóssil por energia FER e por maiores níveis de eficiência, particularmente redução de perdas técnicas.
	Incorporação de FER, por tipo de FER na RND (MVA e % face ao ano 2005)	Avalia qualitativamente a convergência da estratégia do Plano, no que respeita a objetivos de descarbonização, com os objetivos do PNEC 2030, nomeadamente para o cumprimento das metas de incorporação de FER no setor elétrico (81% em 2030).
	Contributo para as metas de incorporação de FER, por tipo de FER	

## 6.5 FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais

Como indicado no ponto 5.7, este FCD está associado à expressão territorial da RND, na perspetiva da compatibilidade e conformidade das intervenções previstas para a RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos de equidade no acesso a infraestruturas e serviços.

### 6.5.1 Tendências e Situação atual da RND

Na avaliação das tendências importa entender os enquadramentos que justificam a relevância dos fatores em causa para o desenvolvimento da Rede numa perspetiva futura, mas, também e sempre que justificável, perceber como esses enquadramentos têm sido já interpretados e considerados na evolução da Rede, até ao momento atual.

Neste âmbito é essencial considerar o Programa Nacional da Política do Ordenamento do Território ([PNPOT](#)). Este programa sublinha claramente a importância da proteção e valorização do património e dos valores culturais e paisagísticos, com especial ênfase na qualidade da paisagem e na sua ligação ao potencial turístico. As suas linhas de orientação indicam, assim, que a paisagem e o património cultural representam valores fundamentais a conservar, contribuindo para a identidade das regiões e a salvaguarda dos interesses das populações e das gerações futuras, atuando como motor do desenvolvimento sustentável. Efetivamente, a salvaguarda do Capital Natural e Cultural assume, cada vez mais, uma importância de relevo, não exclusivamente a nível nacional, mas mesmo a nível global.

#### Valores Naturais e Culturais

Ao observar as tendências evolutivas associadas à Gestão dos Valores Naturais, que englobam tanto o capital natural como o capital cultural, é possível verificar as modificações que têm sido registadas e prever a forma como os referidos valores vão, previsivelmente, responder no futuro.

Analisando a Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões - [Estratégia de Biodiversidade da UE para 2030](#) - Trazer a Natureza de Volta às Nossas Vidas, fica claro que “as sociedades saudáveis e resilientes só podem existir se for concedido à natureza o espaço de que ela necessita”. O documento sublinha que, “apesar deste imperativo moral, económico e ambiental, a natureza encontra-se numa situação de crise. As cinco principais causas diretas da perda de biodiversidade — alterações na utilização das terras e do mar, sobre-exploração, alterações climáticas, poluição e espécies exóticas invasoras — estão a provocar o rápido desaparecimento da natureza. (...) Efetivamente, nas últimas quatro décadas, as populações mundiais de espécies selvagens diminuíram 60% em resultado das atividades humanas. Quase três quartos da superfície da Terra foram alterados, reduzindo a natureza a espaços cada vez mais pequenos do planeta”.

É, assim, claro, que a perda de biodiversidade e a degradação dos ecossistemas estão na origem das maiores ameaças que o mundo enfrenta no futuro imediato. A Estratégia de Biodiversidade da UE para 2030 visa assegurar o início da recuperação da biodiversidade na Europa até 2030.

Recorda-se, a título de exemplo, o resultado da análise apresentada no documento “[O ambiente na Europa: Estado e perspetivas 2020](#)”. Nele, todas as previsões relativas ao alcance dos objetivos políticos são bastante negativas, com destaque para as metas relacionadas ao Capital Natural, cujas perspetivas são francamente desfavoráveis. Esta tendência, tanto no que se refere à perda de biodiversidade e às ameaças associadas, quanto aos esforços para reverter estas perdas e ameaças, é central para a consideração do

Capital Natural. Refere-se, também, como aspeto central, a recente aprovação da Lei de Restauro da Natureza.

A Lei do Restauro da Natureza constitui uma proposta legislativa aprovada pelo Parlamento Europeu, que visa restaurar e proteger os ecossistemas degradados na Europa. A lei estabelece metas ambiciosas para reverter a degradação ambiental e promover a recuperação da biodiversidade. Entre as principais metas estão o restauro de pelo menos 20% das áreas terrestres e marinhas da União Europeia até 2030 e a implementação de medidas de restauro em todos os ecossistemas que precisam de recuperação até 2050. A lei também se propõe a melhorar a condição dos habitats e espécies protegidos e a aumentar a conectividade ecológica, permitindo a migração e dispersão das espécies.

Esta lei envolve ações específicas para reverter a degradação dos solos, florestas, zonas húmidas, rios e mares, promovendo práticas agrícolas e florestais sustentáveis. Também contribui para a mitigação das mudanças climáticas ao restaurar ecossistemas que atuam como sumidouros de carbono, como turfeiras e florestas. A promoção de uma economia verde é outro objetivo central, incentivando a criação de empregos e o desenvolvimento econômico sustentável através de atividades de restauração e apoiando a transição para uma economia mais verde e resiliente. Enfatiza a importância do envolvimento das comunidades locais e outras partes interessadas no processo de restauro, garantindo que as medidas adotadas sejam adaptadas às condições locais e sejam socialmente justas. A Lei de Restauro da Natureza é parte integrante do Pacto Ecológico Europeu.

Como seria de esperar, todas estas preocupações são incorporadas e reforçadas a nível nacional. A Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade para 2030 reconhece a importância do património natural português e seu papel na afirmação internacional do país, contribuindo para um modelo de desenvolvimento baseado na valorização do território e dos seus recursos naturais. Esta estratégia destaca os serviços dos ecossistemas, enfatizando a valorização económica da biodiversidade e dos serviços dos ecossistemas, considerando-os como ativos estratégicos essenciais para a coesão territorial, social e intergeracional. Três eixos estratégicos ilustram esta intenção:

- Melhorar o estado de conservação do património natural;
- Promover o reconhecimento do valor do património natural; e
- Fomentar a apropriação dos valores naturais e da biodiversidade pela sociedade.

Não obstante, e como já atrás referido, até ao momento, a UE não conseguiu travar a perda de biodiversidade. Um estudo de 2021, efetuado para a avaliação da Estratégia de Biodiversidade da UE para 2020 mostrou que a UE não conseguiu travar a perda de biodiversidade entre 2011 e 2020. Não alcançou a meta voluntária de restaurar, pelo menos, 15 % dos ecossistemas degradados até 2020 (em consonância com a Meta de Aichi n.º 15 da Convenção sobre a Diversidade Biológica). As perspetivas para a biodiversidade e os ecossistemas “*são desoladoras e mostram que a abordagem atual não está a produzir efeitos*”.

Isto mesmo está refletido na já referida Lei do Restauro da Natureza. Considera-se que 80% dos habitats estão em “mau estado”, 10% de algumas espécies polinizadoras (por exemplo, abelhas) estão em risco de extinção e 70% dos solos apresentam estado de insalubridade. Estes são dados que suportaram a proposta da Lei.

Assim, a aposta continua a ser feita. Efetivamente, e com a entrada em vigor do 8.º Programa de Ação em matéria de Ambiente (a 8 de maio de 2022), a União Europeia assume como objetivo prioritário de longo prazo que, *“até 2050 o mais tardar, as pessoas vivam bem, respeitando os limites do planeta, numa economia de bem-estar sustentável onde nada seja desperdiçado, o crescimento seja regenerativo, a neutralidade climática tenha sido atingida na União e as desigualdades tenham sido significativamente reduzidas. Um ambiente saudável é a base para o bem-estar de todas as pessoas e é um ambiente no qual a biodiversidade é preservada, os ecossistemas prosperam e a natureza é protegida e recuperada, conduzindo a uma maior resiliência às alterações climáticas, às catástrofes relacionadas com as condições meteorológicas e o clima e a outros riscos ambientais. A União marca o ritmo para assegurar a prosperidade das gerações presentes e futuras a nível mundial, orientada pela responsabilidade intergeracional”*.

Um dos seis objetivos estratégicos deste 8.º Programa de Ação em matéria de Ambiente é *“Proteger, preservar e restaurar a biodiversidade marinha, a biodiversidade terrestre e a biodiversidade das águas interiores dentro e fora das zonas protegidas, nomeadamente travando e invertendo a perda de biodiversidade e melhorando o estado de conservação dos ecossistemas, as suas funções e os serviços que prestam, e melhorando o ambiente, em especial o ar, a água e os solos, bem como combatendo a desertificação e a degradação dos solos”*.

A Lei do Restauro da Natureza, reforça estes objetivos.

De facto, o regulamento aprovado, define que os Estados-Membros estabeleçam e apliquem medidas para restaurarem, em conjunto, pelo menos 20 % das zonas terrestres e marítimas da União Europeia, até 2030. Até 2030, os Estados-Membros deverão dar prioridade aos sítios Natura 2000.

Relativamente aos habitats considerados em mau estado, tal como enumerados no regulamento, os Estados-Membros tomarão medidas para restaurar:

- pelo menos 30 % até 2030
- pelo menos 60 % até 2040
- pelo menos 90 % até 2050

Todo este enquadramento, e os objetivos referidos, são de relevante importância para a Avaliação Ambiental em curso. Parte significativa dos mesmos, consubstanciam-se, no Sistema Nacional de Áreas Classificadas que, à semelhança das tendências nacionais e internacionais, dá particular ênfase à promoção da bio e geodiversidade, embora não se restrinja a estas. Mas, mesmo considerando, que este Sistema, integrando a Rede Nacional de Áreas Protegidas (RNAP), as áreas classificadas associadas à Rede Natura 2000 e as demais áreas classificadas ao abrigo de compromissos internacionais assumidos pelo Estado Português (as Reservas da Biosfera, os Sítios Ramsar e os Geoparques), assumindo assim alguns dos “espaços naturais” mais importantes para a conservação do Capital Natural, importa salientar que subsiste uma parte significativa do território continental português, que não estando abrangida por este Sistema deve, mesmo assim, ser objeto de atenção no desenvolvimento da presente Avaliação Ambiental.

Assim, considerações como a proteção e conservação de espécies com elevados graus de sensibilidade e ameaça (por exemplo o lobo-ibérico ou as aves necrófagas), a proteção das áreas florestais, muito sensíveis a fogos rurais ou mesmo as questões associadas à



desertificação, merecem particular relevância na análise em curso. Ainda que existam esforços claros (e boas tendências evolutivas relativas a estas questões), enquadramentos como os refletidos no Plano de Ação para a Conservação do Lobo-Ibérico em Portugal, no Plano de Ação para a Conservação das Aves Necrófagas ou no Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais, são centrais para a avaliação feita.

Quando se discutem projetos como aqueles que se encontram em avaliação, surge sempre como ponto fulcral de análise e preocupação, ao nível da biodiversidade, as questões com os potenciais conflitos entre o desenvolvimento da rede e a avifauna.

Este é um ponto de particular relevância no “desenho” futuro dos projetos, tendo que ser aspeto preponderante na análise. Importa, enquadrando o tema, que existe já uma experiência e uma tendência de considerar este aspeto como um dos aspetos centrais no desenvolvimento desta tipologia de projetos, nomeadamente ao nível do que tem sido feito pela E-Redes. Efetivamente, e esta “tendência” é relevante, e desde 1999 está presente na “lógica” de desenvolvimento da rede. Relevam-se, nesse ano, os Protocolos Avifauna, que surgem em consequência do primeiro encontro realizado em Portugal sobre “Linhas eléctricas e a avifauna”. Estes protocolos assentam na parceria voluntária entre a E-REDES com a SPEA, Quercus, LPN e o ICNF, que ainda hoje subsiste.

Ao abrigo destes protocolos foi desenvolvido um manual de recomendações para o projeto e construção de novas Linhas Aéreas de AT e MT em Zonas de Proteção Especial e Áreas Protegidas (Zonas com estatuto legal de proteção da avifauna). Resultado destes protocolos, e das preocupações que têm orientado a E-Redes no desenvolvimento de projetos, desde 2003, mais de 1376 km de linhas foram objeto de medidas de proteção da avifauna.

Releva-se também a importância da qualidade da paisagem rural que, conforme destacado no Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT), é fundamental para a valorização e desenvolvimento sustentável dos territórios e para a qualidade de vida dos cidadãos. Nos espaços florestais, onde a área arborizada, os matos e as pastagens ocupam cerca de 70% da área terrestre de Portugal continental, estes elementos são vitais para a paisagem rural e para a sustentação e conectividade dos ecossistemas, além de serem âncoras económicas, ambientais e sociais dos territórios. Essas áreas desempenham um papel crucial na regulação dos ciclos naturais, sendo estruturantes para a conservação da natureza, da biodiversidade e no sequestro de carbono, essenciais para que Portugal alcance a neutralidade carbónica em 2050.

O Programa de Transformação da Paisagem, alinhado com a Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade 2030, reconhece que a gestão adequada das florestas é essencial para a conservação do património natural e a recuperação de ecossistemas florestais abandonados, especialmente nas áreas incluídas no Sistema Nacional de Áreas Classificadas, mas também em outras áreas. Este programa integra objetivos como:

- Potenciar as características biofísicas dos territórios de floresta, as potencialidades produtivas dos solos e o equilíbrio dos diferentes ciclos naturais;
- Aumentar a resiliência dos territórios aos riscos, em particular ao de incêndio, mas também a minimização de outras vulnerabilidades num quadro de alterações climáticas;
- Aumentar as interfaces de ocupação do solo pela constituição de mosaicos culturais geridos na perspetiva espacial e temporal, impulsionando a construção coletiva de paisagens mais sustentáveis;

- Estimular os produtores agrícolas e florestais e outros agentes ativos no terreno a executarem as várias formas de gestão e conservação dos espaços rurais;
- Aumentar a área com gestão agregada de pequenas propriedades, preferencialmente através de entidades e organizações coletivas, potenciando o aumento da produtividade e da rentabilidade dos ativos florestais e a melhoria do ordenamento e conservação dos espaços rurais;
- Dar resposta à baixa adesão que os territórios florestais em minifúndio têm em implementar projetos com escala.

Esta tendência, absolutamente vital, de reordenar, transformar e gerir a paisagem, é de relevância elevada para a presente Avaliação Ambiental, sendo fundamental entender o papel que os investimentos propostos no Plano terão a este nível, independentemente de ser benéfico ou prejudicial.

As tendências de valorização das paisagens, expressas nos Princípios ICOMOS-IFLA sobre as paisagens rurais como património ou na classificação de áreas ao abrigo dos Sistemas Importantes do Património Agrícola Mundial, são igualmente fulcrais para a Avaliação em curso.

É de referir também que a Estratégia de Modelo Territorial do Plano Nacional de Política de Ordenamento do Território (PNPOT) para 2025 enfatiza que Portugal deverá ser "um espaço sustentável e bem ordenado". Para atingir este objetivo, é necessário assegurar a salvaguarda e valorização dos recursos existentes, através da preservação e valorização do ambiente, do património arquitetónico e arqueológico. Neste contexto, identificam-se algumas tendências com relevância para a presente Avaliação Ambiental:

- A qualificação e estruturação das paisagens através da valorização da sua diversidade, qualidade e originalidade, visto que representam um ativo crucial para as regiões;
- Necessidade de melhorar a articulação e integração através da conservação da paisagem e património cultural natural;
- A importância da proteção e valorização do património associados a valores culturais paisagísticos, nomeadamente das paisagens, do património arquitetónico e arqueológico, principalmente das sinergias resultantes dos valores culturais inscritos na Lista do Património Mundial da UNESCO, estando associados a um enorme potencial turístico;
- A referência explícita à salvaguarda e proteção dos monumentos nacionais, conjuntos, sítios e edifícios de interesse público que abrangem tanto o património arquitetónico como o património arqueológico.

De relevância para esta Avaliação Ambiental refere-se, ainda, que a legislação nacional e a documentação relacionada com a salvaguarda do património cultural internacional mostram fortes tendências na proteção, valorização e conservação integrada de todo o património, nomeadamente no que respeita à:

- classificação do património arquitetónico e arqueológico, reconhecendo a importância de uma salvaguarda e conservação integrada do património cultural e natural (Conselho da Europa, 1975);
- importância da atualização do inventário nacional, de modo a salvaguardar o património cultural, e promover a qualidade ambiental e paisagística, cujo objetivo é o de disponibilizar uma visão alargada e mais integrada do nosso Património (AR, 2001);
- salvaguarda e inventariação do património cultural imaterial na articulação com outras políticas sectoriais, e na própria internacionalização da cultura portuguesa (MC, 2009);



- salvaguarda do património cultural e da sua diversidade, respeitando os valores universais excepcionais (UNESCO, 2015);
- importância da salvaguarda das áreas circundantes aos monumentos, conjuntos arquitetónicos e sítios, adotando medidas que visem melhorar a qualidade do ambiente natural e cultural (Conselho da Europa, 1985);
- salvaguarda do património arqueológico como fator de preservação da identidade e cultura da região apontada na Carta da Convenção Europeia para a proteção do Património Arqueológico (Conselho da Europa, 1992) e (AR, 2001).

## Recursos Hídricos

A Diretiva Quadro da Água estabelece um quadro de ação comunitária no domínio da política da água, destacando-se como principal objetivo ambiental o de se alcançar o Bom estado de todas as massas de água superficiais e subterrâneas e tem como objetivo geral o estabelecimento de um sistema para a proteção das águas de superfície interiores, das águas de transição, das águas costeiras e das águas subterrâneas que:

- Previna a deterioração e proteja e melhore o estado dos ecossistemas aquáticos, e também dos ecossistemas terrestres e zonas húmidas diretamente dependentes dos ecossistemas aquáticos, no que respeita às suas necessidades em água;
- Promova a utilização sustentável das águas com base na proteção a longo prazo dos recursos hídricos disponíveis;
- Vise o reforço da proteção e a melhoria do ambiente aquático, em particular através de medidas para a redução progressiva e eliminação das descargas, emissões e perdas de substâncias prioritárias e substâncias prioritárias perigosas respetivamente;
- Assegure a redução progressiva da poluição das águas subterrâneas, e
- Contribua para mitigar os efeitos das inundações e secas,

por forma a contribuir para:

- a provisão de água em quantidade e qualidade suficiente para uma utilização sustentável, equilibrada e equitativa do recurso;
- a redução significativa da poluição das águas subterrâneas;
- a proteção das águas marinhas e territoriais;
- o cumprimento dos objetivos dos acordos internacionais relevantes, incluindo os que se destinam à prevenção e eliminação da poluição no ambiente marinho através de ações comunitárias nos termos do Artigo 16º, para eliminar as descargas, emissões e perdas de substâncias prioritárias perigosas, com o objetivo último de reduzir as concentrações no ambiente marinho para valores próximos dos de referência para as substâncias que ocorrem naturalmente e próximos de zero para as substâncias sintéticas.

Para além dos objetivos gerais definidos nesta Diretiva são, ainda, se realçar os seguintes objetivos ambientais associados às:

Águas superficiais naturais

- Prevenir a deterioração da massa de água;
- Atingir o Bom estado das massas de água - Bom estado químico e Bom estado ecológico
- Reduzir gradualmente a poluição causada por substâncias prioritárias e eliminar as emissões, descargas e perdas de substâncias prioritárias perigosas.

Águas superficiais fortemente modificadas e naturais

- Prevenir a deterioração da massa de água;
- Atingir o Bom potencial ecológico e o Bom estado químico das massas de água;
- Reduzir gradualmente a poluição causada por substâncias prioritárias e eliminar as emissões, descargas e perdas de substâncias prioritárias perigosas.

#### Águas subterrâneas:

- Evitar ou limitar as descargas de poluentes nas massas de água e evitar a deterioração do estado de todas as massas de água;
- Atingir o Bom estado das massas de água - Bom estado químico e quantitativo garantindo o equilíbrio entre captações e descargas;
- Inverter qualquer tendência significativa persistente para aumentar a concentração de poluentes.

#### Zonas protegidas:

- Cumprir complementarmente as normas de proteção definidas para cada uma das zonas.

Ainda no quadro da gestão de recursos hídricos, refere-se Lei da Água, publicada pela Lei n.º 58/2005, de 29/12, alterada pelos Decretos-Lei n.ºs 245/2009, de 22 de setembro; 60/2012, de 14 de março e 130/2012, de 22 de junho e pelas Leis n.º 42/2016, de 28 de dezembro e n.º 44/2017, de 19 de junho, e por legislação complementar, que transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva-Quadro da Água (DQA) (Diretiva 2000/60/CE, de 23/10), anteriormente referida.

O processo de planeamento das águas é concretizado através da elaboração e aprovação de instrumentos de planeamento nomeadamente:

- O Plano Nacional da Água (PNA), instrumento de planeamento das águas, de natureza estratégica, que estabelece as grandes opções da política nacional da água e define as normas orientadoras para a revisão e atualização dos PGRH;
- Os Planos de Gestão de Região Hidrográfica (PGRH), de âmbito regional que abrangem as bacias hidrográficas integradas numa região hidrográfica. Constitui a base de suporte à gestão, à proteção e à valorização ambiental, social e económica das águas, contendo as medidas e ações que permitam alcançar o bom estado das massas de água, tal como preconizado pela DQA;
- Os Planos Específicos de Gestão de Águas (PEGA), que são complementares dos PGRH, cujo âmbito pode abranger uma sub-bacia ou uma área geográfica específica; um determinado setor de atividade económica que contenha um problema; uma categoria de massa de água; um aspeto específico que tenha uma interação significativa com as águas.

Em síntese, todas as orientações, normas e propostas de evolução, integradas em normativos legais, documentos prospetivos, regras de boa conduta e abordagens suportadas em valorizações periciais, apontam para a necessidade de, não só proteger, mas acima de tudo, promover a gestão de valores naturais e culturais, contribuindo para a sua apropriação por populações e garantindo o sucesso de um desenvolvimento sustentável, suportado num equilibrado acesso a serviços dos ecossistemas e à promoção da riqueza humana e social e gerindo os riscos ambientais associados.

## **Produção e consumo de energia elétrica, desenvolvimento e coesão territorial**

Os documentos referidos anteriormente e que servem de base ao Quadro de Referência Estratégico da presente avaliação enquadram a relação das infraestruturas energéticas

com as dinâmicas mais gerais de desenvolvimento territorial a partir de três critérios principais: a paridade no acesso à energia e correspondente redução de assimetrias territoriais; a valorização do potencial dos recursos energéticos locais para as dinâmicas (descentralizadas) de competitividade e desenvolvimento; a afirmação e salvaguarda dos valores territoriais, prevenindo riscos, incluindo os riscos de fragmentação territorial.

Esta relação com as dinâmicas de desenvolvimento territorial situa-se num contexto de mudanças ambientais e climáticas, demográficas, sociais e económicas, e tecnológicas, que é acompanhado por alterações nas necessidades e na expressão territorial da produção e do consumo de energia e nas condições de materialização física das respetivas infraestruturas. São estes aspetos que se analisam de seguida.

### Dinâmica espacial do consumo de energia elétrica

A informação das Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural permite caracterizar sumariamente a evolução recente do consumo de energia elétrica e da sua espacialização.

A Figura 31 apresenta a evolução do consumo de energia elétrica, no Continente, entre 2011 e 2021, tendo em conta os principais tipos de consumo. A categoria “outros” integra os consumos relacionados com a iluminação das vias públicas, a iluminação interior dos edifícios do Estado e outros consumos não especificados. A informação recolhida aponta para um padrão de relativa estabilidade, na última década, do consumo total de energia elétrica, à escala do Continente, com um crescimento de 0,5% nesse período. Desagregando a informação segundo o tipo de consumo, conclui-se que o consumo associado à indústria é mais dinâmico e os “outros consumos” registam a diminuição mais acentuada.

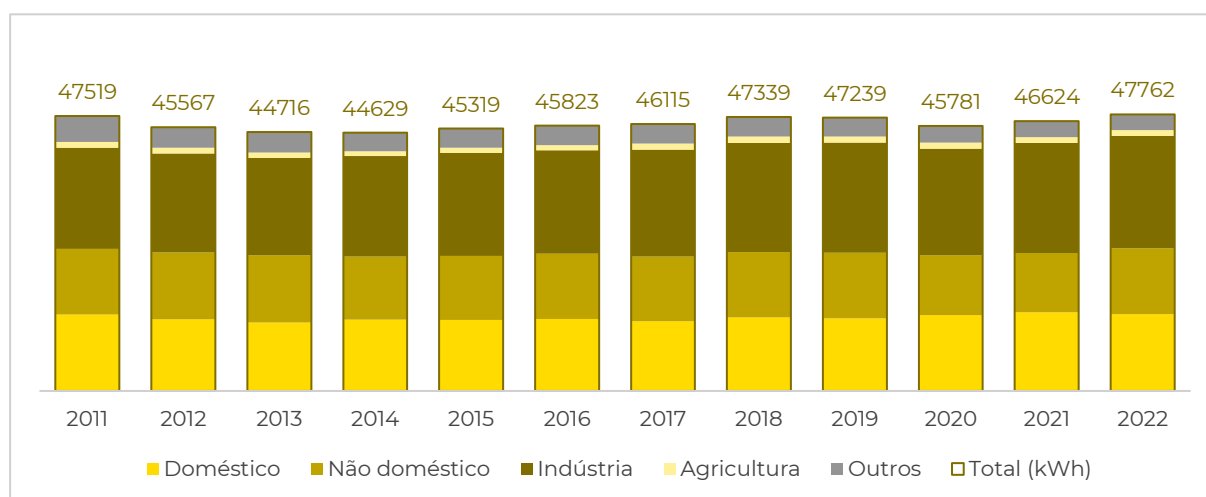


Figura 31 - Consumo de energia elétrica (GWh), segundo o tipo de consumo (Continente, 2011-2022). Fonte: [INE](#) e [DGEG](#), Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

A Figura 32 considera a evolução do consumo de energia elétrica nas diversas NUTS II do Continente, e permite uma primeira análise da espacialização deste fenómeno. Verifica-se a presença de padrões de evolução distintos. Deve notar-se que não se consideram, na análise, as atuais NUTS II, devido à organização das séries estatísticas disponíveis.

Comparando a informação de 2011 e de 2022, salienta-se o crescimento importante do consumo de energia elétrica no Alentejo (21,5%). O Algarve e a região Centro registam, também, crescimento do consumo, embora com menor intensidade (6,2% e 4,5%, respetivamente). Pelo contrário, na região Norte e na Área Metropolitana de Lisboa diminuiu, em termos gerais, no período em estudo, o consumo total de energia elétrica, embora se verifique um crescimento nos últimos anos.

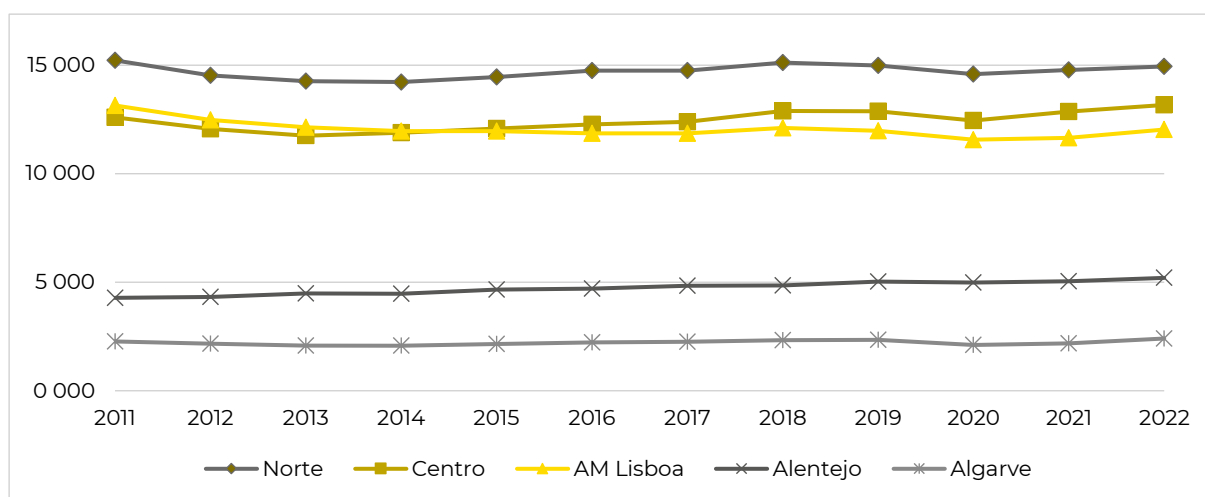


Figura 32 - Consumo total de energia elétrica (GWh), por localização geográfica (NUTS III – 2013) (2011-2022).  
Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

A desigual evolução do consumo de energia elétrica nas diversas regiões reflete, em parte, as diferenças no respetivo perfil do consumo, como se pode concluir da análise do Quadro 36. Em geral, no Continente, salienta-se a importância da indústria, a que corresponde um pouco mais de 40% do consumo total de energia elétrica, o que significa que a evolução quantitativa e qualitativa dos processos de industrialização é um elemento central a ter em conta na análise prospetiva do setor da energia. Considerando as diversas NUTS II, a importância relativa do consumo associado à indústria é ainda mais significativa no Centro e no Alentejo, que são também as regiões onde se verificaram os maiores aumentos deste tipo de consumo entre 2011 e 2022.

O peso relativo do consumo doméstico assume valores mais baixos no Alentejo e no Centro e valores mais elevados no Algarve. No entanto, analisando a evolução absoluta deste tipo de consumo, verifica-se a diminuição do consumo total no Norte e na Área Metropolitana de Lisboa, e o aumento nas restantes regiões, com maior intensidade no Algarve.

O Algarve distingue-se, também, pela maior importância do consumo não doméstico, que reflete, nesse caso, a relevância do turismo. Por seu lado, o Alentejo distingue-se pela maior importância do consumo associado à agricultura. Refira-se que este tipo de consumo regista, no Alentejo, entre 2011 e 2022, um crescimento de 31%, contrastando com a tendência de diminuição verificada em todas as outras regiões do Continente.

Quadro 36 - Estrutura do consumo de energia elétrica por localização geográfica (NUTS II) (2022).  
Fonte: INE/DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

NUTS	Total	Doméstico	Não doméstico	Indústria	Agricultura	Outros
Continente	100,0	27,8	23,8	40,7	2,0	5,7
Norte	100,0	31,8	23,5	38,6	0,9	5,2

NUTS	Total	Doméstico	Não doméstico	Indústria	Agricultura	Outros
Centro	100,0	22,8	16,4	52,8	2,4	5,5
A. M. Lisboa	100,0	28,7	32,7	30,7	0,7	7,2
Alentejo	100,0	20,1	15,0	53,7	7,2	3,9
Algarve	100,0	42,6	39,9	9,3	2,7	5,5

A Figura 33 desagrega por município a informação do consumo de energia elétrica, representando o valor do consumo total de energia elétrica e a sua variação entre 2011 e 2022. Em conjunto, essa informação permite analisar a estrutura espacial do consumo e as principais dinâmicas de transformação.

Em termos gerais, a Figura 33- a) revela uma estrutura espacial do consumo de energia elétrica que se aproxima da estrutura do sistema urbano do Continente português, embora com algumas especificidades, como por exemplo a relevância dos casos de Sines e da Figueira da Foz. Sobressai a importância das duas áreas metropolitanas, a faixa mais urbanizada e litoral de Setúbal a Viana do Castelo, o Algarve e a rede de cidades médias do interior. Em termos dinâmicos, a Figura 33 - b) regista a tendência da diminuição do consumo de energia elétrica nas áreas metropolitanas e num conjunto de territórios de baixa densidade, sobretudo no Centro e no Norte e a tendência já referida de crescimento no Alentejo, no Centro, sobretudo na região de Aveiro, e no Algarve.

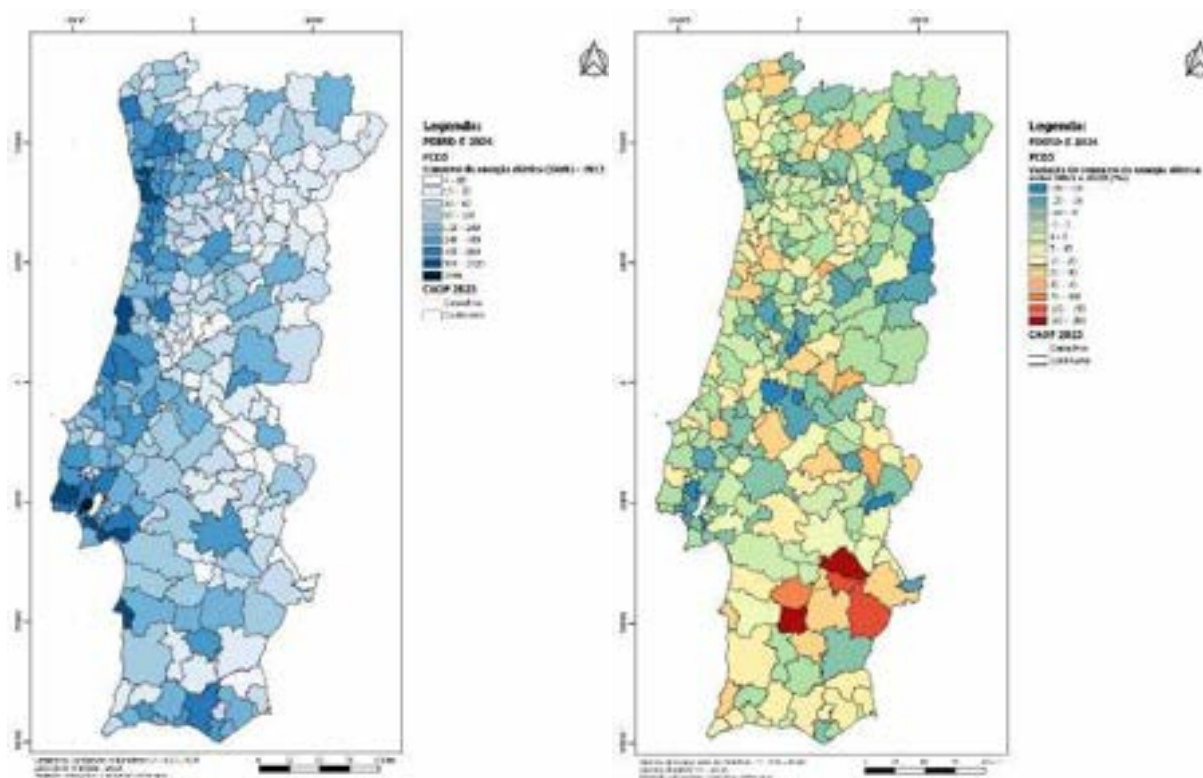


Figura 33 - a) Consumo total de energia elétrica (GWh), por município (2022); b) Variação do consumo total de energia elétrica (GWh), por município (2011-2022). Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

A análise da dinâmica do consumo de energia elétrica identificou, em resumo, num contexto de relativa estabilidade no consumo total, um quadro de trajetórias setoriais e espaciais

diferenciadas, que se relacionam quer com as tendências de evolução do sistema urbano, da população residente e das respetivas práticas de consumo, quer com as tendências de evolução dos diversos setores da economia e da respetiva intensidade energética. A Figura 34 e a Figura 35 permitem situar, de forma genérica, essas tendências de evolução.

A Figura 34 refere-se à estrutura do povoamento e às tendências de evolução da população residente. A última década foi marcada pela diminuição da população residente, em Portugal, abrangendo, com intensidades diferentes, a maior parte das NUTS III. As exceções a este quadro foram o Algarve, a Área Metropolitana de Lisboa, o Cávado e o Oeste. As duas áreas metropolitanas apresentaram dinâmicas diferenciadas, com a Área Metropolitana de Lisboa em crescimento e a Área Metropolitana do Porto em perda populacional, embora não generalizada a todos os seus municípios. No Algarve, verificou-se um aumento da população em quase todos os municípios. Nos restantes municípios com cidades médias, verificaram-se tendências divergentes, com aumento da população em Braga, Aveiro, Leiria e Viseu, e perdas populacionais nos restantes. O declínio populacional mais acentuado continuou a marcar os territórios de baixa densidade.

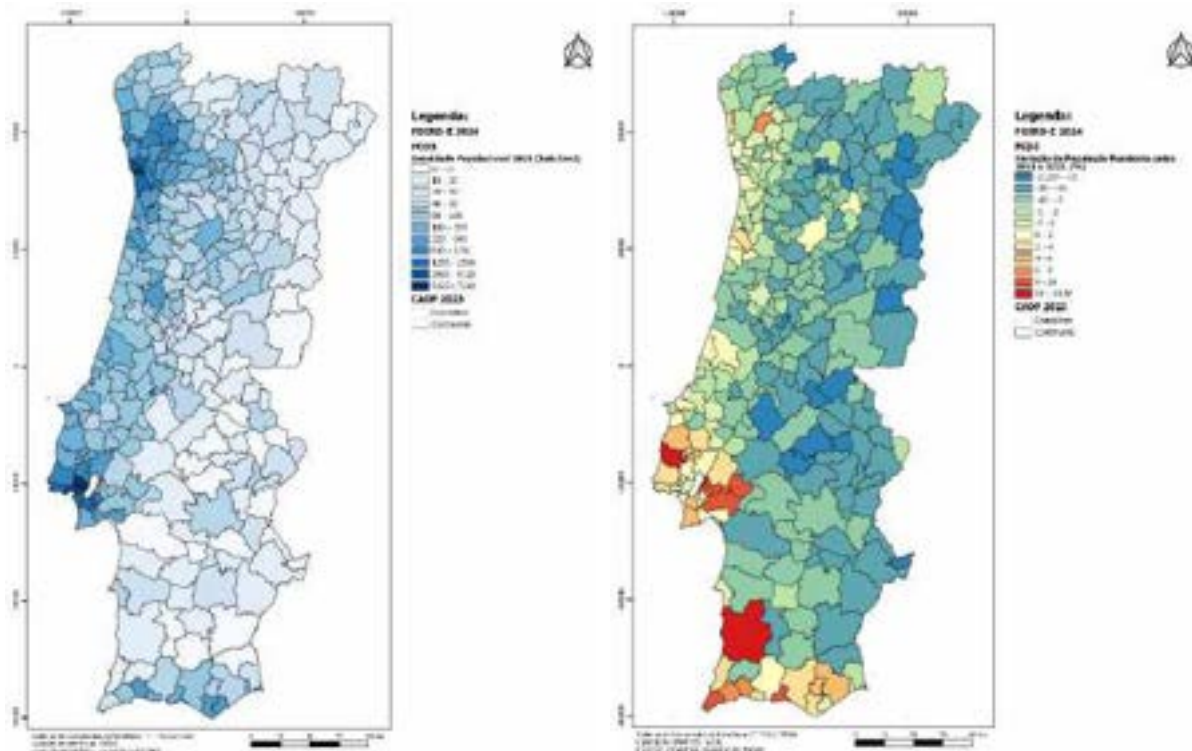


Figura 34 - a) Densidade populacional, por município (2021); b) Variação da população residente, por município (2011-2021). Fonte: INE, Recenseamentos da População e da Habitação

A Figura 35 apresenta indicadores sintéticos mais diretamente relacionados com a atividade económica, casos do Valor Acrescentado Bruto e do indicador per capita do Poder de Compra Concelhio. A análise do VAB, por NUTS III (Figura 35 – a), ilustra as principais diferenciações espaciais na organização da economia, com a importância central das áreas metropolitanas, e, depois, do Algarve e da mancha litoral de urbanização mais difusa. Por sua vez, a Figura 35- b aponta para a existência de processos de evolução desigual, com o reforço mais significativo do VAB a verificar-se no Algarve, no Cávado e na Região de Aveiro.



Os dados do Poder de compra per capita referentes a 2021 (Figura 35 – c) permitem, uma vez mais, relacionar o sistema urbano português com os padrões de desenvolvimento socioeconómico, salientando-se o caso específico dos territórios de mais baixa densidade, associados aos valores mais baixos do referido indicador.

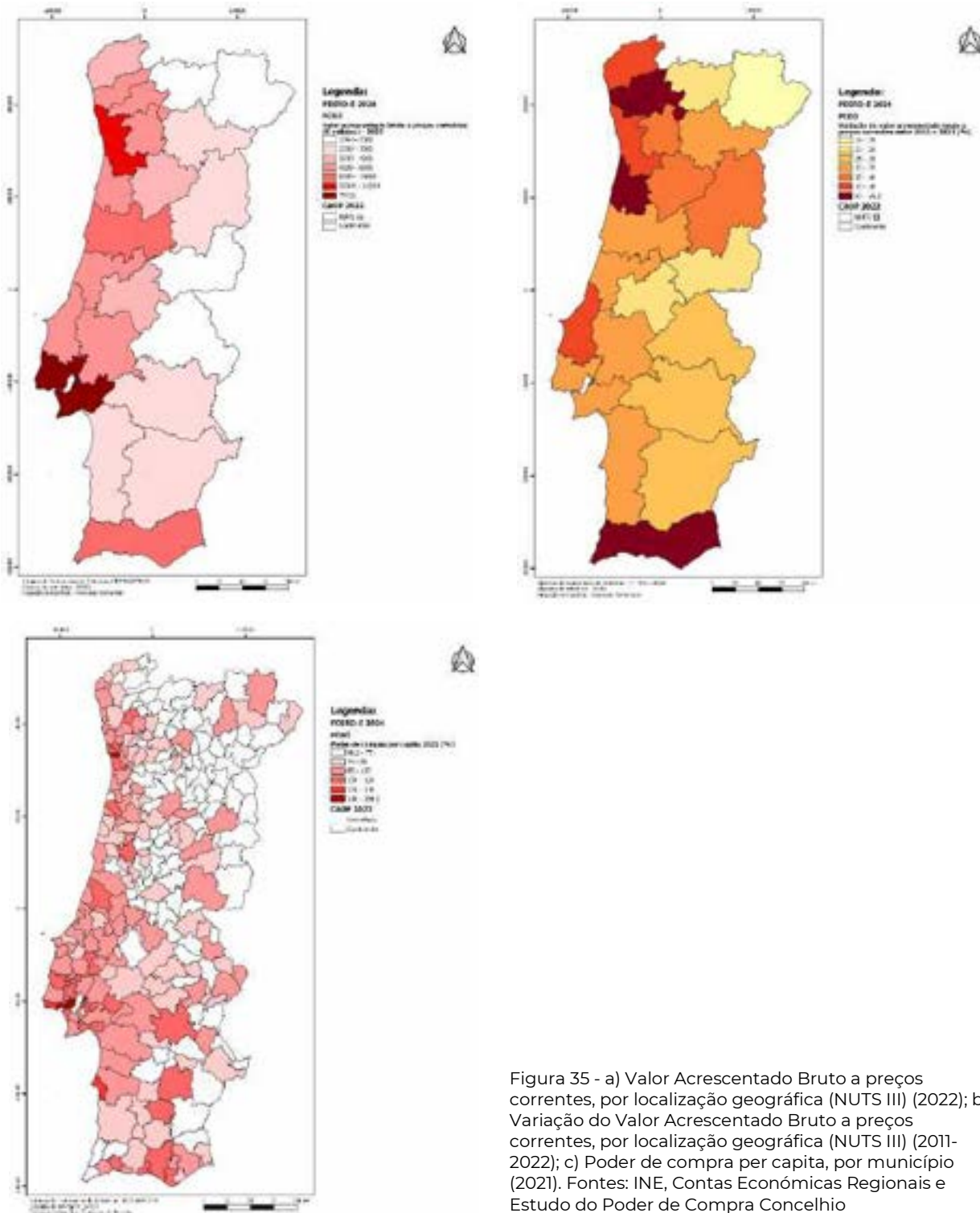


Figura 35 - a) Valor Acrescentado Bruto a preços correntes, por localização geográfica (NUTS III) (2022); b) Variação do Valor Acrescentado Bruto a preços correntes, por localização geográfica (NUTS III) (2011-2022); c) Poder de compra per capita, por município (2021). Fontes: INE, Contas Económicas Regionais e Estudo do Poder de Compra Concelhio

### Dinâmica espacial da produção de energia elétrica

A informação das Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural permite caracterizar, também, a evolução da produção de energia elétrica e da respetiva espacialização.

A Figura 36 apresenta a evolução da produção bruta de energia elétrica, no Continente, entre 2011 e 2022, segundo o tipo de produção de eletricidade. Em termos gerais, essa evolução não é linear, sendo o valor registado em 2022 inferior ao verificado em 2011. Esta evolução é o resultado das trajetórias diferenciadas dos diversos tipos de produção de eletricidade. Há uma tendência decrescente, sobretudo a partir de 2017, da produção de energia térmica. No período em estudo, a sua importância relativa passa de 58% para 46% do total da energia produzida. Esta evolução tenderá a acentuar-se, uma vez que os dados aqui apresentados não refletem ainda o encerramento da Central Termoelétrica do Pego.

Pelo contrário, verifica-se uma tendência de crescimento forte da produção de energia renovável eólica e solar fotovoltaica. Entre 2011 e 2022, a importância relativa da produção eólica passa de 18% para 28%; por sua vez, a importância relativa da produção fotovoltaica passa, no mesmo período, de 0,4% para 7% do total da produção bruta de energia, mais do que duplicando o respetivo valor absoluto nos dois últimos anos.

A produção de energia de base hídrica regista uma evolução menos linear, sucedendo-se períodos de crescimento e decréscimo que estão relacionados com a disponibilidade deste recurso para a produção de eletricidade e com a disponibilidade de outros recursos renováveis (solar e eólica) cuja produção tem de ser integrada de forma mais imediata na rede.

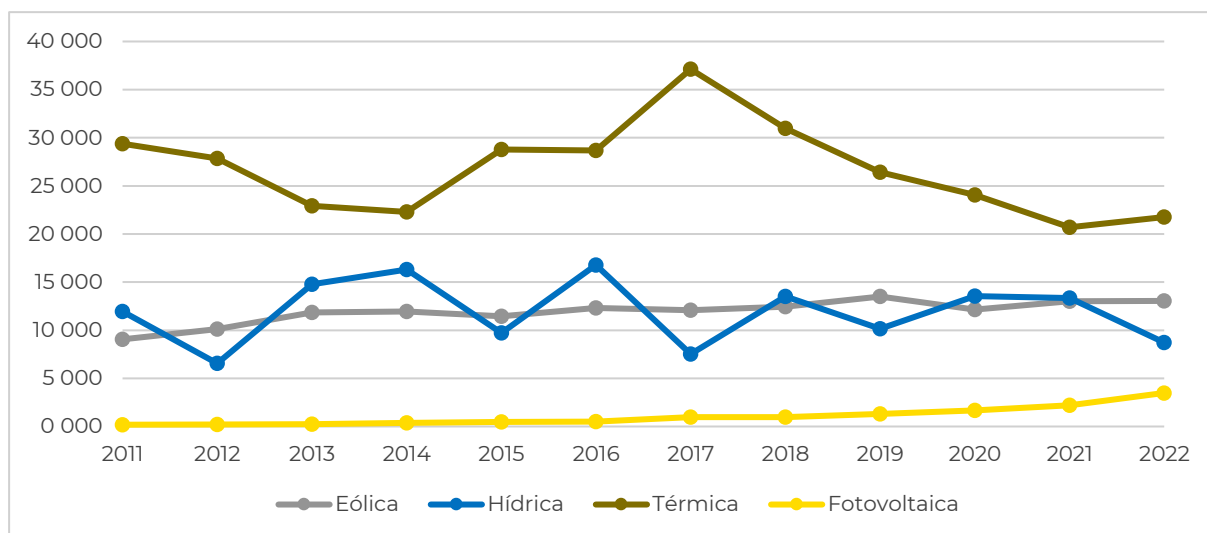


Figura 36 - Produção bruta de energia elétrica (GWh), por tipo de produção de eletricidade (Continente) (2011-2022). Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

Este padrão de evolução da produção bruta de energia elétrica tem profundas implicações em termos da organização (e reorganização) espacial da produção de energia. A Figura 37 apresenta a evolução da produção de energia elétrica nas diversas NUTS II do Continente e a Figura 38 representa, por NUTS III, os dados referentes a 2022. Aplica-se aqui a mesma nota da secção relativa ao consumo de energia elétrica, que explica a não utilização das NUTS 2024 por razões de disponibilidade da informação estatística.



A Figura 37 evidencia a importância das regiões Centro e Norte na produção de energia elétrica. Em conjunto, estas duas regiões asseguraram, em 2022, 84% da produção de energia elétrica no Continente, correspondendo a 47% na região Centro e 37% na região Norte. A posição destacada destas duas NUTS II é mais nítida com a redução da importância do Alentejo na produção de energia elétrica, associada ao processo de encerramento da Central Termoelétrica de Sines.

A Figura 38 continua a documentar a importância das regiões Norte e Centro, agora de uma forma mais pormenorizada, segundo as NUTS III e, comparando-a com a análise anterior da distribuição espacial do consumo, é reveladora das distintas dinâmicas da localização da produção e do consumo de energia elétrica.

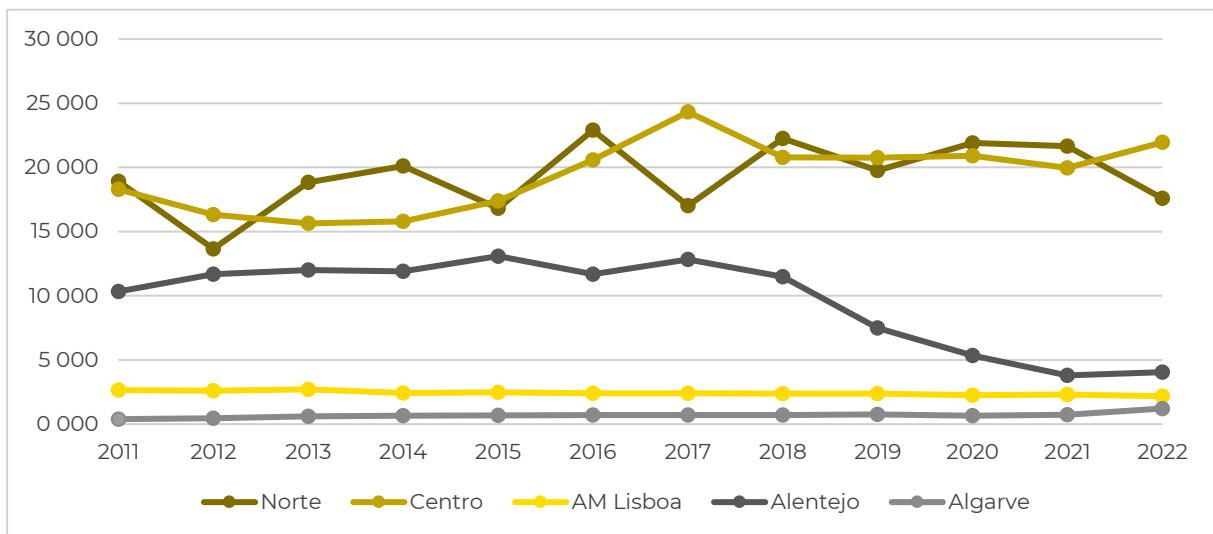


Figura 37 - Produção bruta de energia elétrica (GWh), por localização geográfica (NUTS – 2013) (2011-2022). Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

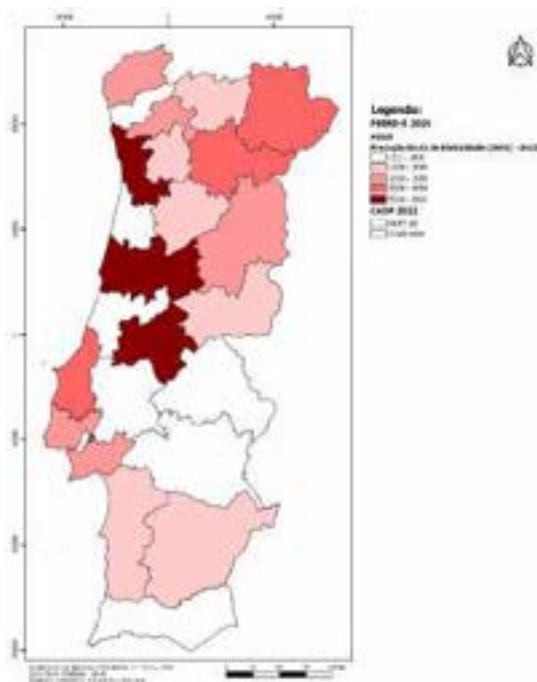


Figura 38 - Produção bruta de energia elétrica (GWh), por localização geográfica (NUTS III – 2013) (2022). Fonte: INE e DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

As trajetórias de evolução identificadas resultam da diferenciada expressão espacial dos vários tipos de produção de eletricidade. A análise da informação do Quadro 37 e do Quadro 38 mostra a importância da produção térmica no Centro e na Área Metropolitana de Lisboa, que, como foi referido, se terá alterado no período mais recente, ainda não captado pela informação estatística apresentada. Sublinha-se, também, a importância da região Norte na produção hídrica e do Alentejo e do Algarve na produção fotovoltaica. Em termos absolutos, o Centro e o Norte têm sido os principais espaços da produção eólica.

Quadro 37 - Estrutura da produção de energia elétrica por localização geográfica (NUTS II), por tipo de produção de eletricidade (2022). Fonte: INE/DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

NUTS	Total	Eólica	Hídrica	Térmica	Fotovoltaica
Continente	100,0	27,7	18,5	46,3	7,4
Norte	100,0	29,2	37,7	30,2	2,9
Centro	100,0	30,0	6,0	61,6	2,3
A. M. Lisboa	100,0	10,5	0,0	76,0	13,5
Alentejo	100,0	13,0	19,0	30,3	37,8
Algarve	100,0	45,0	0,0	2,2	52,8

Quadro 38 - Estrutura espacial dos diferentes tipos de produção de eletricidade (2022). Fonte: INE/DGEG, Estatísticas do carvão, petróleo, energia elétrica e gás natural

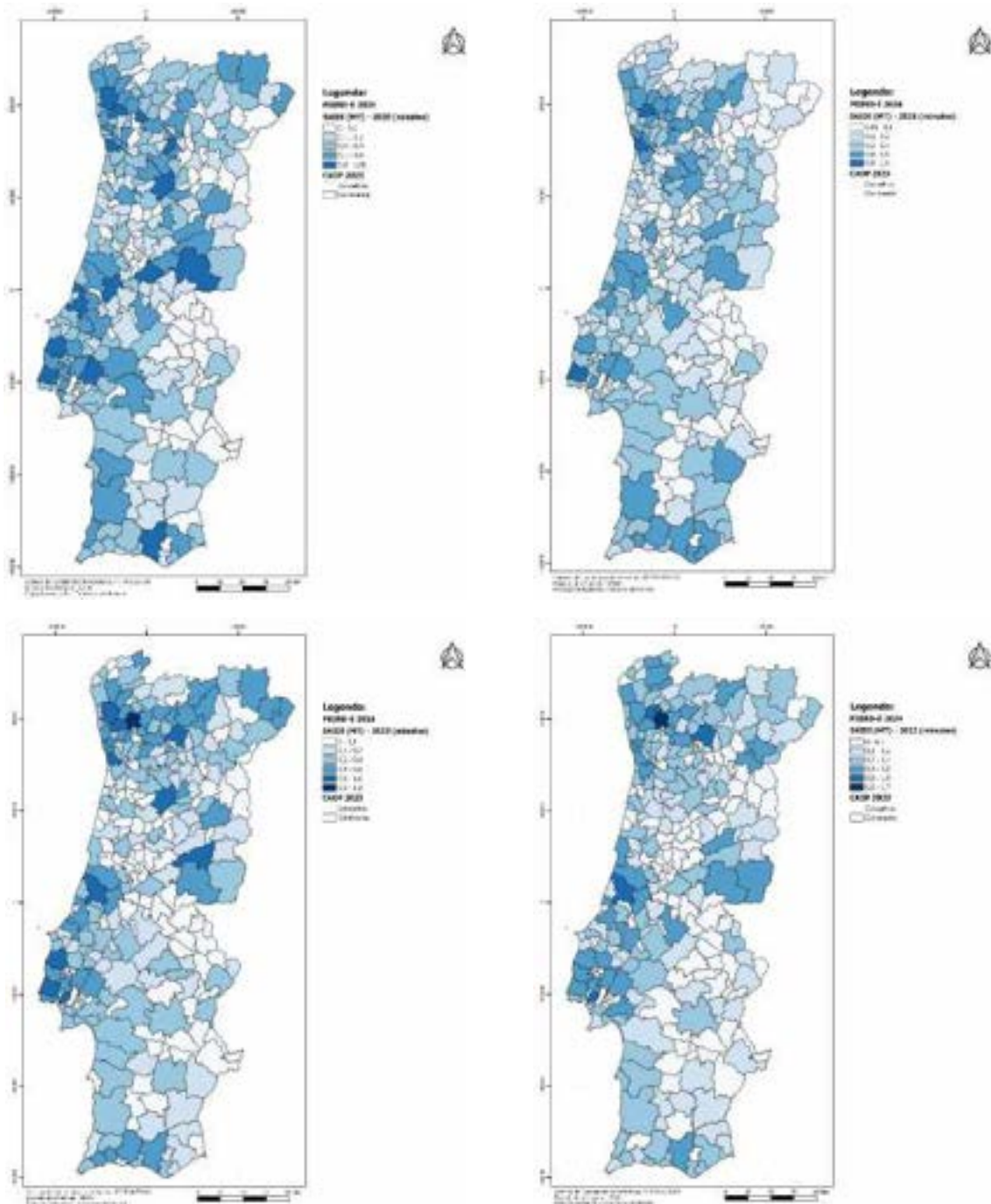
NUTS	Total	Eólica	Hídrica	Térmica	Fotovoltaica
Continente	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Norte	37,5	39,4	76,1	24,5	14,7
Centro	46,7	50,6	15,1	62,2	14,6
A. M. Lisboa	4,6	1,8	0,0	7,6	8,4
Alentejo	8,6	4,0	8,8	5,6	43,9
Algarve	2,6	4,2	0,0	0,1	18,4

### Dinâmica espacial da continuidade do serviço

A relação das infraestruturas energéticas com as dinâmicas de coesão e desenvolvimento territorial depende da sua capacidade de articular adequadamente a produção e o consumo de energia, mas depende também da qualidade e continuidade do serviço prestado.

Analisa-se, de seguida, a continuidade do serviço prestado, na perspetiva da identificação de possíveis disparidades territoriais. Recorre-se, para isso, a dois indicadores: SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), definido como “duração média das interrupções longas verificadas nos pontos de entrega das redes de distribuição” e TIEPI, definido como “tempo de interrupção equivalente referente a interrupções longas da potência instalada”. Ambos os indicadores são analisados para a rede de Média Tensão. A leitura da Figura 39, referente ao indicador SAIDI, e da Figura 40, referente ao indicador TIEPI, deve ter em conta que os respetivos valores são relativamente baixos e compatíveis com o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Considerando o conjunto dos anos analisados (2020-2023), pode concluir-se que, em geral, os indicadores apresentados são mais elevados na Área Metropolitana do Porto e nos territórios próximos, nomeadamente do Ave e do Cávado, na Área Metropolitana de Lisboa e, em geral, na faixa mais litoral que a liga ao Oeste e à Região de Leiria, no Algarve e na Beira Baixa.



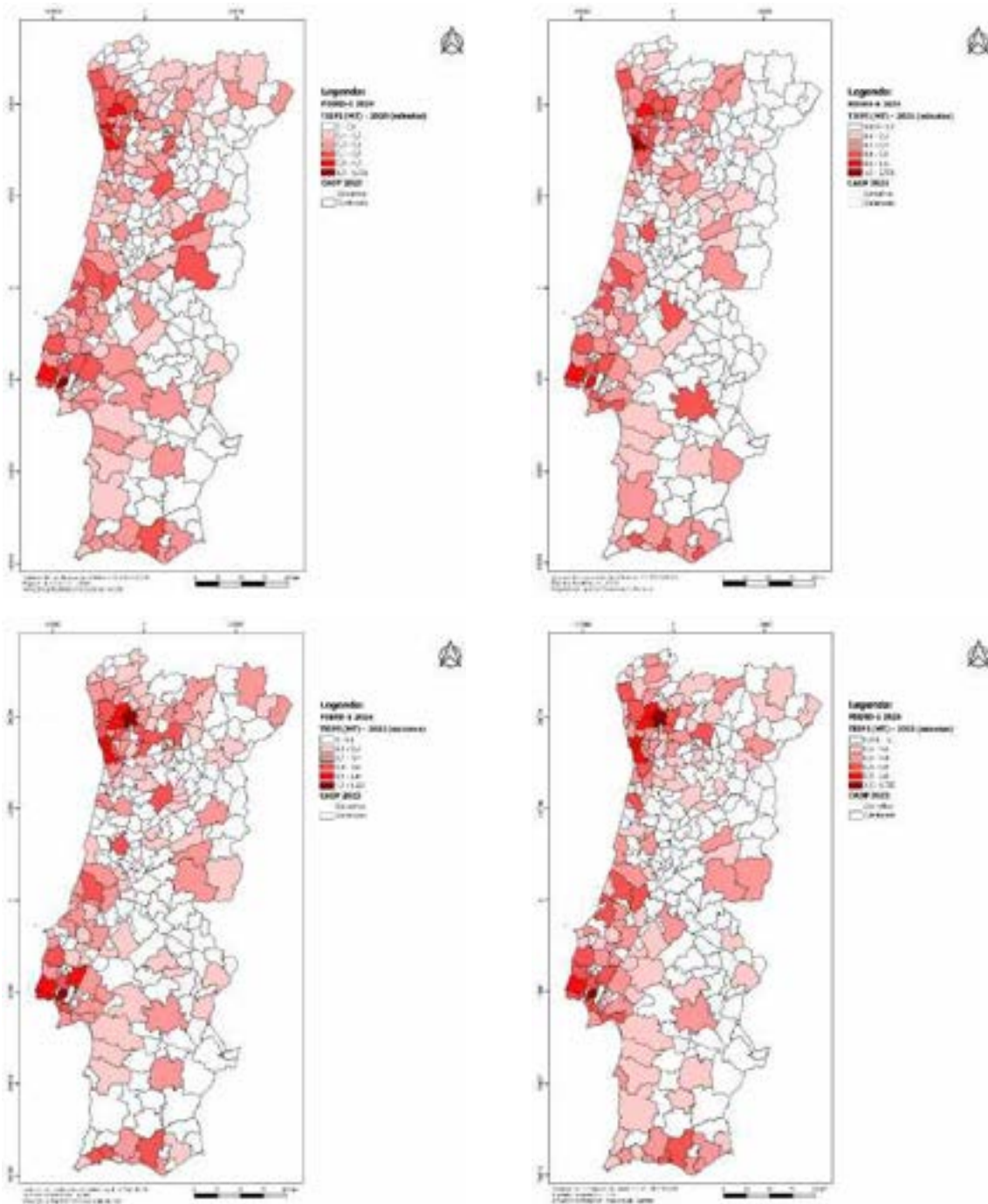


Figura 40 - TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente referente a interrupções longas da Potência Instalada (2020, 2021, 2022 e 2023), por município. Fonte: E-REDES, 2024

### Outros valores territoriais

Como foi referido, o Quadro de Referência Estratégico para a presente avaliação confere centralidade aos aspetos relacionados com a materialização física da RND, tendo como preocupação a salvaguarda de valores territoriais, prevenindo nomeadamente os riscos de fragmentação territorial geralmente associados a este tipo de infraestrutura.

Nesse sentido, o FCD 3 integra a análise das condições de inserção territorial das infraestruturas da RND. Para além dos valores naturais e culturais referidos anteriormente, esta inserção envolve também a relação com outros valores, relacionados com as atividades humanas e o desenvolvimento local. Por isso, considera-se relevante a potencial interferência com:

- áreas urbanas;
- espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas;
- a proximidade de outras infraestruturas lineares existentes (eixos rodoviários e ferroviários).

De seguida, procede-se a uma breve identificação e caracterização da situação atual desses valores.

A Figura 41 começa por apresentar a informação da Carta de Ocupação e Uso do Solo de Portugal Continental (COS 2018) referente aos chamados territórios artificializados. Esta categoria inclui os seguintes tipos de espaço: tecido edificado; indústria, comércio e instalações agrícolas; infraestruturas; transportes; áreas de extração de inertes, áreas de deposição de resíduos e estaleiros de construção; equipamentos; parques e jardins. A sintetiza, por isso, uma parte significativa dos recursos e valores territoriais analisados nesta parte do relatório, que será retomada e aprofundada, de forma mais desagregada, na avaliação das intervenções propostas.

A Figura 41 retrata a estrutura – espacialmente diferenciada - do sistema urbano português, destacando-se, tal como reconhecido nas diversas versões do PNPT, as duas áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto, uma extensa mancha litoral de urbanização difusa, entre Setúbal e Viana do Castelo, uma urbanização tendencialmente linear, ao longo da costa algarvia, uma rede de cidades médias, com dinâmicas desiguais, e um território de mais baixa densidade e em perda populacional. A definição dos chamados territórios de baixa densidade, também representada na Figura 41, consagra, do ponto de vista das políticas de desenvolvimento, a situação destes espaços.

Em termos dinâmicos, para além das tendências de evolução da população residente, já referidas, as análises, publicadas pela DGT (2020), das sucessivas versões da Carta de Ocupação e Uso do Solo, identificam uma tendência de expansão das áreas artificializadas, mais elevada até 2010 e “mais estável” depois dessa data, por ação quer de um contexto de decréscimo demográfico, quer da “travagem do consumo de solo enquanto recurso natural”.



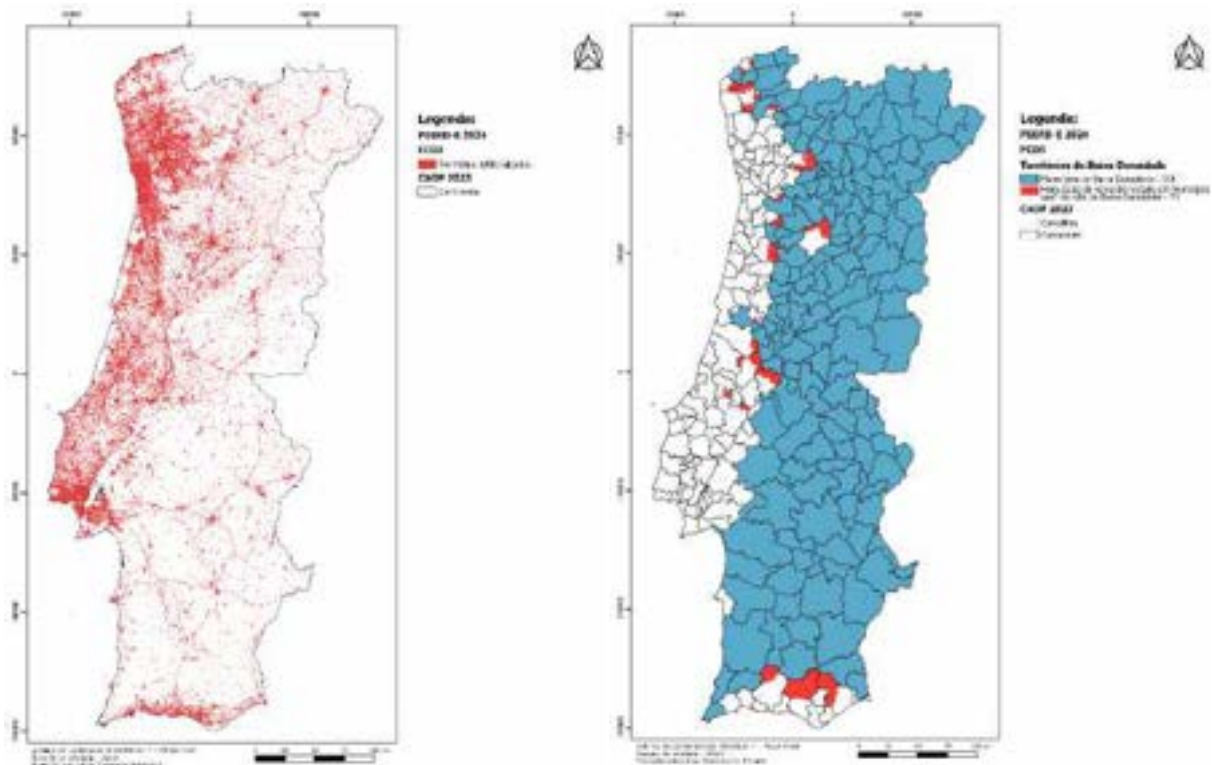


Figura 41 - a) Territórios artificializados. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) (DGT, 2024); b) Territórios de baixa densidade para aplicação de medidas de diferenciação positiva dos territórios, no âmbito do Portugal 2020. Fonte: Comissão Interministerial de Coordenação do Portugal 2020

A Figura 42 permite a identificação sumária de outros valores territoriais, nomeadamente os que se associam às atividades económicas agrícolas e aos recursos geológicos, mais precisamente às concessões mineiras e prospeção e pesquisa de depósitos minerais.

A atividade económica associada à agricultura (identificada na Carta de Ocupação do Solo - COS2018) é evidenciada na Figura 42, com a localização de culturas temporárias de sequeiro e de regadio, arrozais, vinhas, pomares, olivais, culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas à vinha, associadas a pomar e a olival, mosaicos culturais e parcelares complexos, agricultura com espaços naturais e seminaturais, e agricultura protegida e viveiros. Ilustra-se, desse modo, a diversidade estrutural dos territórios rurais e das transformações que têm vindo a ocorrer.

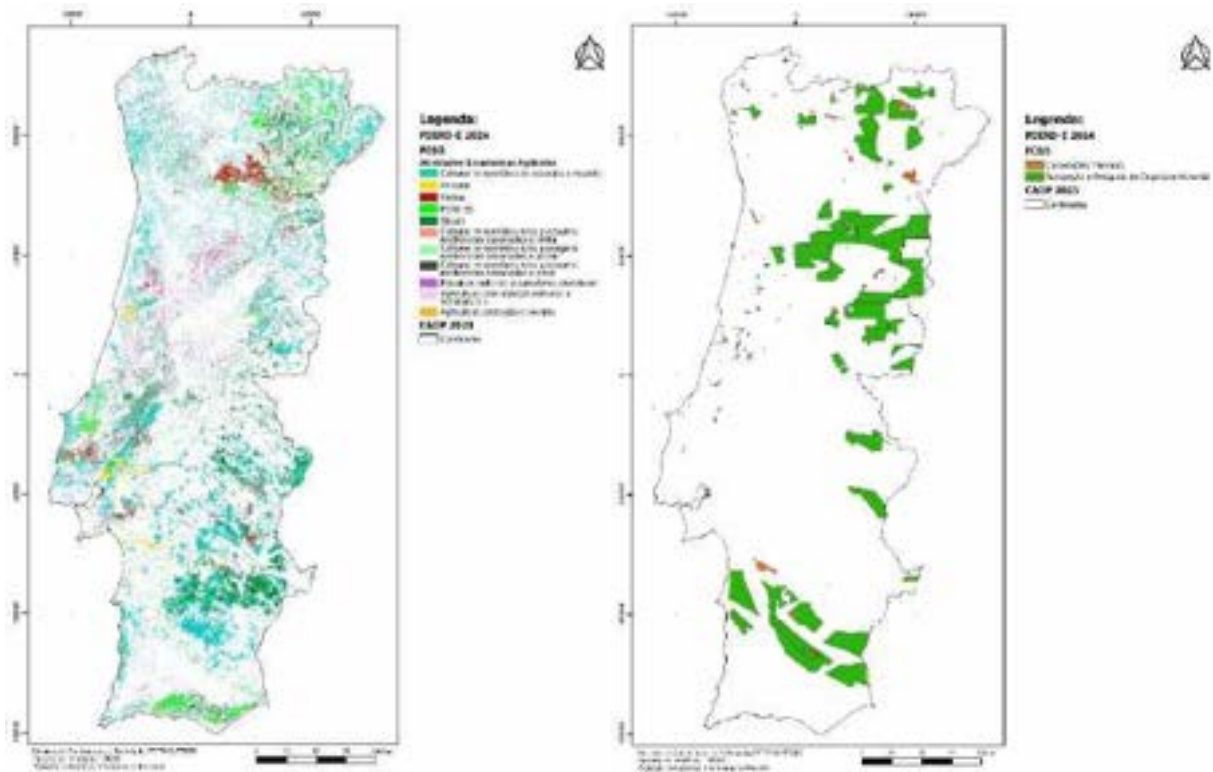


Figura 42 – a) Atividades económicas ligadas à agricultura. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS\_2018) (DGT, 2024); b) - Concessões Mineiras e Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais. Fonte: DGEG, 2023.

### Outros riscos

Para além dos riscos naturais analisados anteriormente, na parte referente ao FCD 1, mais diretamente associados à ocorrência de riscos naturais e a riscos associados às Alterações Climáticas (risco de seca, de nevões, de ventos fortes, de incêndio rural, de deslizamentos de massas e de galgamentos costeiros), é importante ter em conta outros riscos decorrentes da inserção territorial das infraestruturas de distribuição da energia elétrica. Nesse sentido, na identificação dos Fatores Críticos para a Decisão, são referidos outros riscos para as novas infraestruturas da RND, nomeadamente, os relativos ao atravessamento de áreas com maior perigosidade sísmica e de áreas onde se localizam estabelecimentos abrangidos pelo Regime de Prevenção de Acidentes Graves (RJPAG). A Figura 43 representa a informação existente sobre esses riscos.

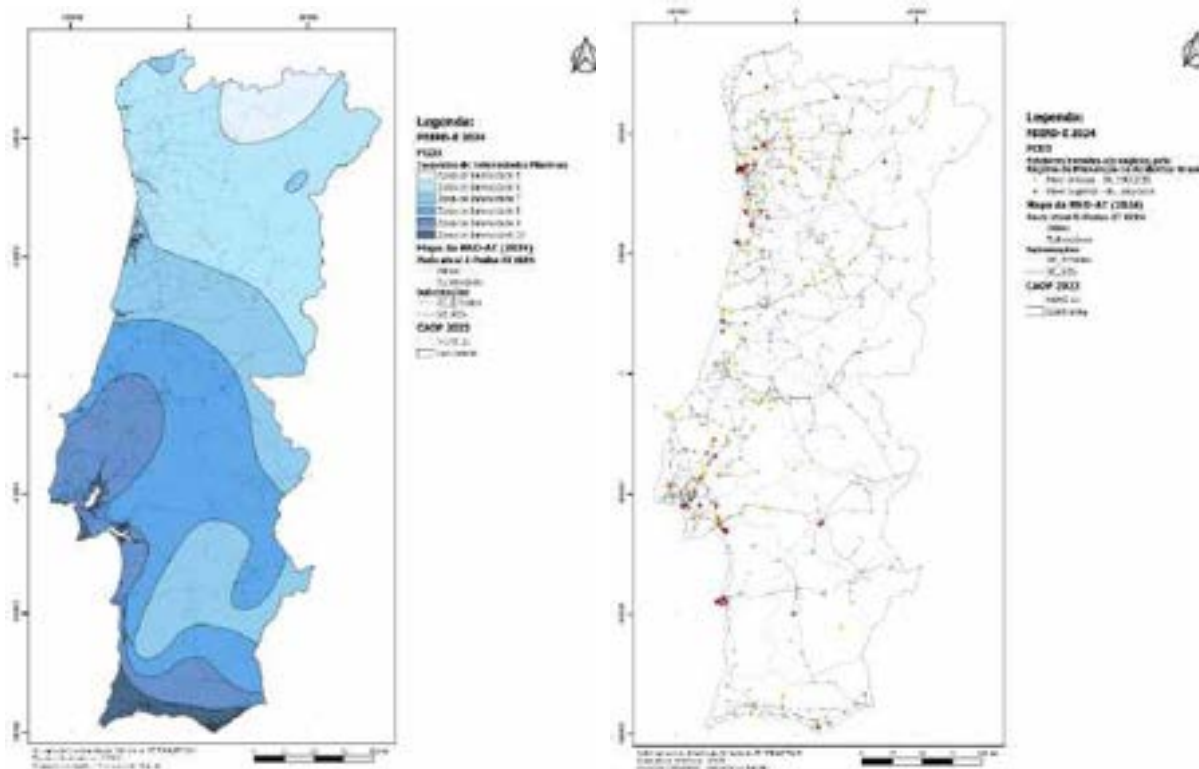


Figura 43 – Espacialização da RND relativamente ao atravessamento de áreas com maior suscetibilidade sísmica (à esquerda) e à proximidade de estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG (à direita). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG [InfoRiscos](#), 2024

Em síntese, da análise de tendências associadas à Gestão dos Valores Territoriais, com relevância para a análise dos investimentos propostos para a RND, construiu-se o correspondente quadro-problema, no âmbito do qual se identificam um conjunto de oportunidades e de riscos considerados pertinentes no contexto desta AA (Quadro 39):

Quadro 39 – Síntese de Oportunidades e de Riscos associados ao FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais

Oportunidades	Riscos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Território nacional marcado por várias áreas integradas no Sistema Nacional de Áreas Classificadas, mas ainda com muito território sem qualquer classificação, pontualmente com características de biodiversidade e geodiversidade que justificam a sua manutenção e gestão. O conhecimento associado a estas áreas (integradas em SNAC) é já bastante diverso permitindo identificar com precisão, as ações de conservação e gestão necessárias.</li> <li>• Algumas das áreas de distribuição de espécies com elevado grau de ameaça, tem aumentado, ou pelo menos não diminuído, muito em resultado de projetos conduzidos em conjunto por entidades públicas e promotores privados, promovendo-se uma</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A implantação de infraestruturas da rede e, também a futura localização de projetos que a esta se queiram conectar constitui-se, sempre, como um fator exógeno à paisagem, à biodiversidade, a geodiversidade e a preservação da integridade original do património cultural.</li> <li>• A degradação dos ecossistemas naturais e do seu potencial de conservação e aproveitamento económico, em resultado de fatores como a desertificação, a desflorestação e a utilização de práticas agrícolas não adequadas à preservação dos recursos (solo e água), conjugadas com as consequências das alterações climáticas.</li> </ul>



Oportunidades	Riscos
<p>tentativa, conjunta, de um desenvolvimento que tenha resultados não negativos e com compensações ao nível do Capital Natural. O conhecimento que tem sido gerado, por estudos e monitorizações, muitos deles concretizados como medidas associadas a projetos de investimento, tem aumentado a capacidade de intervir, conhecendo de forma mais profunda, impactes esperados e aspetos a considerar.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A consciência, cada vez mais forte, dos serviços dos ecossistemas, que tem contribuído para o fortalecimento das oportunidades de um desenvolvimento sustentado.</li> <li>• Um conhecimento, bastante suportado, dos valores naturais existentes e, ainda a necessitar de aprofundamento, mas já com bastantes bases, das necessidades de gestão das áreas com importância ao nível do Capital Natural, permite intervir no território, com suficientes bases para evitar degradações ou perdas.</li> <li>• O reconhecimento da importância das paisagens naturais e culturais, cada vez mais valorizadas e interiorizadas como aspetos a apropriar para criação de valor a nível local, regional e nacional.</li> <li>• O conhecimento profundo da importância dos recursos hídricos e das necessidades de gestão, o que permite uma adequada tomada de decisão suportada no conhecimento necessário e suficiente para bem gerir e, logo, bem decidir.</li> <li>• A necessidade de reorganização e gestão de paisagens pode ser uma oportunidade de grande valor para o desenho da infraestruturação do território.</li> <li>• A valorização do património arqueológico e arquitetónico e a promoção de áreas de proteção (e de proteção do enquadramento cénico), permite identificar, com clareza, áreas a evitar e áreas suscetíveis de utilizar.</li> <li>• Existe uma visão do modelo territorial de desenvolvimento e, em especial, do papel do sistema urbano nacional, nas suas diversas componentes.</li> <li>• O reconhecimento da importância, para os processos de desenvolvimento, da diversidade de valores territoriais significa um potencial de compromisso da estratégia da RND com a defesa dos valores da coesão socio-territorial e da preservação da integridade física do território.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Outros constrangimentos ao desenvolvimento de infraestruturas da rede (e dos futuros projetos que a esta se queiram ligar) vão, necessariamente, competir com os valores associados ao Capital Natural e Cultural. Existirão, sempre, opções que terão de ser pesadas entre o desenvolvimento em áreas de maior interesse ecológico (e paisagístico e, mesmo patrimonial) e área com maior pressão urbana.</li> <li>• As dificuldades algumas vezes sentidas na prossecução dos objetivos de atingir o bom estado das massas de água podem ser acrescidas pela localização de algumas infraestruturas.</li> <li>• As tendências de perda de biodiversidade, por todos os fatores identificados, e que se assumem como fatores adicionais de pressão sobre o Capital Natural, a que o estabelecimento das infraestruturas em causa, se virá somar.</li> <li>• Reconhece-se a presença de fatores de incerteza quanto à intensidade e aos impactos dos processos de transição na espacialização da produção e do consumo de energia e na coesão económica e social.</li> <li>• A presença de processos desiguais de transformação territorial pode limitar a capacidade de desenvolvimento equilibrado.</li> <li>• Verifica-se a presença de riscos de fragmentação territorial e de interferência com valores a salvaguardar. Em particular, é relevante o risco de interferência com áreas urbanas e outros usos do solo sensíveis, incluindo potenciais reações adversas das populações.</li> </ul>

Oportunidades	Riscos
<ul style="list-style-type: none"> <li>Existem condições, que devem ser apoiadas, para a descentralização da produção de energia e para a sua valorização, numa perspetiva de desenvolvimento, dos recursos energéticos locais.</li> </ul>	

## 6.5.2 Avaliação das intervenções propostas

Tendo em consideração a análise de tendências e valores associados ao FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais, a presente avaliação organiza-se, como foi já referido, segundo os critérios *Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas (C3.1)*, *Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural (C3.2)*, *Interferência com os Recursos Hídricos (C3.3)*, *Inserção Territorial (C3.4)*, *Prevenção de outros Riscos (C3.5)* e *Assimetrias Territoriais (C3.6)*.

Neste FCD, para efeitos da quantificação de áreas dos Eixos Estratégicos foram adotadas as indicadas no Quadro 40.

Quadro 40 – Síntese das áreas consideradas por Eixo Estratégico (LAT, SE e Modernização)

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Área EE-SE (ha)	Área EE-MOD (ha)
ZE01	ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	3017,554
ZE02	ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	3018,042
ZE03	ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	
ZE04	ZE AM Porto	RP13185	7367,14	
		RP240AAA	3708,16	3018,498
		RP200511	2081,38	
		RP200512	2140,11	
		RP200509		
		RP200510		
		RP200507		
		RP200508		
		RP240400		
RP240408			3780,14	
ZE05	ZE Aveiro	RP200420	2044,26	1069,23
ZE06	ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	3018,095
ZE07	ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	
		RM240217; RM200436		1761,97
ZE08	ZE Coimbra	RM240218		4392,21
ZE09	ZE Leiria	RT240165		2022,02
ZE10	ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	2783,38
		RT240166		6720,05
ZE11	ZE Oeste	RT240164		2185,93
ZE12	ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	
		RL200835; RL240AAA	3232,89	
		RL240BBB; RL240AAA	1960,57	

Zona Estratégica		Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Área EE-SE (ha)	Área EE-MOD (ha)
		RL11057; RL200829	1936,87		
		GLO6061		2411,032	
ZE13	ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	2691,87	
ZE14	ZE Grande Lisboa 3	RL231107		2393,06	
ZE15	ZE Lezíria do Tejo	RT200483			1136,60
ZE16	ZE Península de Setúbal	RL200828			
ZE17	ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	3018,305	9011,09
ZE18	ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13		
		RS200426	3927,31	4335,851	3953,92
ZE19	ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	3018,466	
ZE20	ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	3018,522	
		RS200419			10320,92
ZE21	ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77		
ZE22	ZE Alentejo Litoral 1	RS08229			4753,34
ZE23	ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	3018,322	
		RS200417	4197,46		2447,93
ZE24	ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	3018,526	
ZE25	ZE Algarve	RS181749	3132,80	3017,557	

Nota: As células com fundo azul correspondem a projetos associados a futuras linhas subterrâneas e/ou a desmontagem de linhas aéreas

### C3.1 - Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas

Destina-se a avaliar os potenciais efeitos, positivos e negativos, da futura implementação do Plano ao nível da biodiversidade e das áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente.

Assim, no caso de novos investimentos associados à expansão ou modificação da RND, optou-se por apresentar a informação desagregada por potenciais efeitos associados à construção de novas linhas aéreas (EE-LAT), à construção de novas subestações (EE-SE) e à modernização de linhas existentes (EE-MOD). A análise de eventuais efeitos associados à remoção ou correção de atuais linhas aéreas é apresentada nos indicadores [C3.1.2](#) e [C3.1.3](#).

#### C3.1.1 - Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico:

- em áreas com estatuto de conservação reconhecido
- em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves, quirópteros, Lobo-ibérico e Lince-ibérico
- com a presença de geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico (buffer de 3 km) e de geoparques (quantificados em número)

O Sistema Nacional de Áreas Classificadas (estruturado pelo DL n.º 142/2008, de 24 de julho, alterado e republicado pelo DL n.º 242/2015, de 15 de outubro) é constituído pela Rede Nacional de Áreas Protegidas, pela Rede Natura 2000 e pelas áreas classificadas ao abrigo

de compromissos internacionais assumidos pelo Estado Português, nomeadamente Sítios Ramsar, Geoparques e Reservas da Biosfera.

A Figura 44 apresenta o enquadramento das Áreas Classificadas e das intervenções propostas no Plano (em rede existente, de modernização e de expansão, no caso das designadas como eletrificação e descarbonização). Como se pode constatar, a maioria das intervenções propostas localiza-se fora das áreas integradas na Rede Nacional de Áreas Protegidas.

Porém, pontualmente (e por vezes integralmente) existe uma sobreposição relevante entre as áreas em estudo e áreas protegidas. São os casos do Parque Natural da Serra da Estrela, da Reserva Natural das Lagoas de Santo André e da Sancha, das ZPE do Estuário do Tejo e de Piçarras ou das ZEC de Samil e de Nisa/Lage de Prata.

Devido à abrangência espacial que as áreas classificadas como ZEC (ao abrigo da Diretiva Habitats) e como ZPE (ao abrigo da Diretiva Aves), as intervenções propostas no Plano são mais expressivas nestas áreas da Rede Natura 2000, comparativamente com as áreas da RNAP.

Essa sobreposição é mais evidente em áreas da Rede Natura 2000, classificadas como ZEC (ao abrigo da Diretiva Habitats), uma situação expectável tendo em atenção a grande dispersão que estas áreas apresentam ao nível do continente português. É de notar que as áreas classificadas como ZPE (ao abrigo da Diretiva Aves) possuem igualmente uma expressão considerável quanto à sobreposição com as áreas em análise. Já os Sítios Ramsar, as Reservas da Biosfera e as Reservas Biogenéticas apresentam uma menor distribuição no território continental português e, como tal, perspetiva-se uma menor sobreposição com os Eixos Estratégicos em análise no PDIRD-E 2024.

### **Rede Nacional de Áreas Protegidas**

A Rede Nacional de Áreas Protegidas (RNAP) é constituída pelas áreas protegidas classificadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho e dos respetivos diplomas regionais de classificação. São classificadas como áreas protegidas as áreas terrestres e aquáticas interiores e as áreas marinhas em que a biodiversidade ou outras ocorrências naturais apresentem, pela sua raridade, valor científico, ecológico, social ou cénico, uma relevância especial que exija medidas específicas de conservação e gestão, em ordem a promover a gestão racional dos recursos naturais e a valorização do património natural e cultural, regulamentando as intervenções artificiais suscetíveis de as degradar.

A classificação de uma Área Protegida (AP) visa conceder-lhe um estatuto legal de proteção adequado à manutenção da biodiversidade e dos serviços dos ecossistemas e do património geológico, bem como à valorização da paisagem. O processo de criação de Áreas Protegidas é, atualmente, regulado pelo Decreto-lei n.º 142/2008, de 24 de julho. A classificação das AP de âmbito nacional pode ser proposta pela autoridade nacional ou por quaisquer entidades públicas ou privadas; a apreciação técnica pertence ao ICNF, sendo a classificação decidida pela tutela. No caso das AP de âmbito regional ou local, a classificação pode ser feita por Municípios ou Associações de Municípios, atendendo às condições e aos termos previstos no artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho.

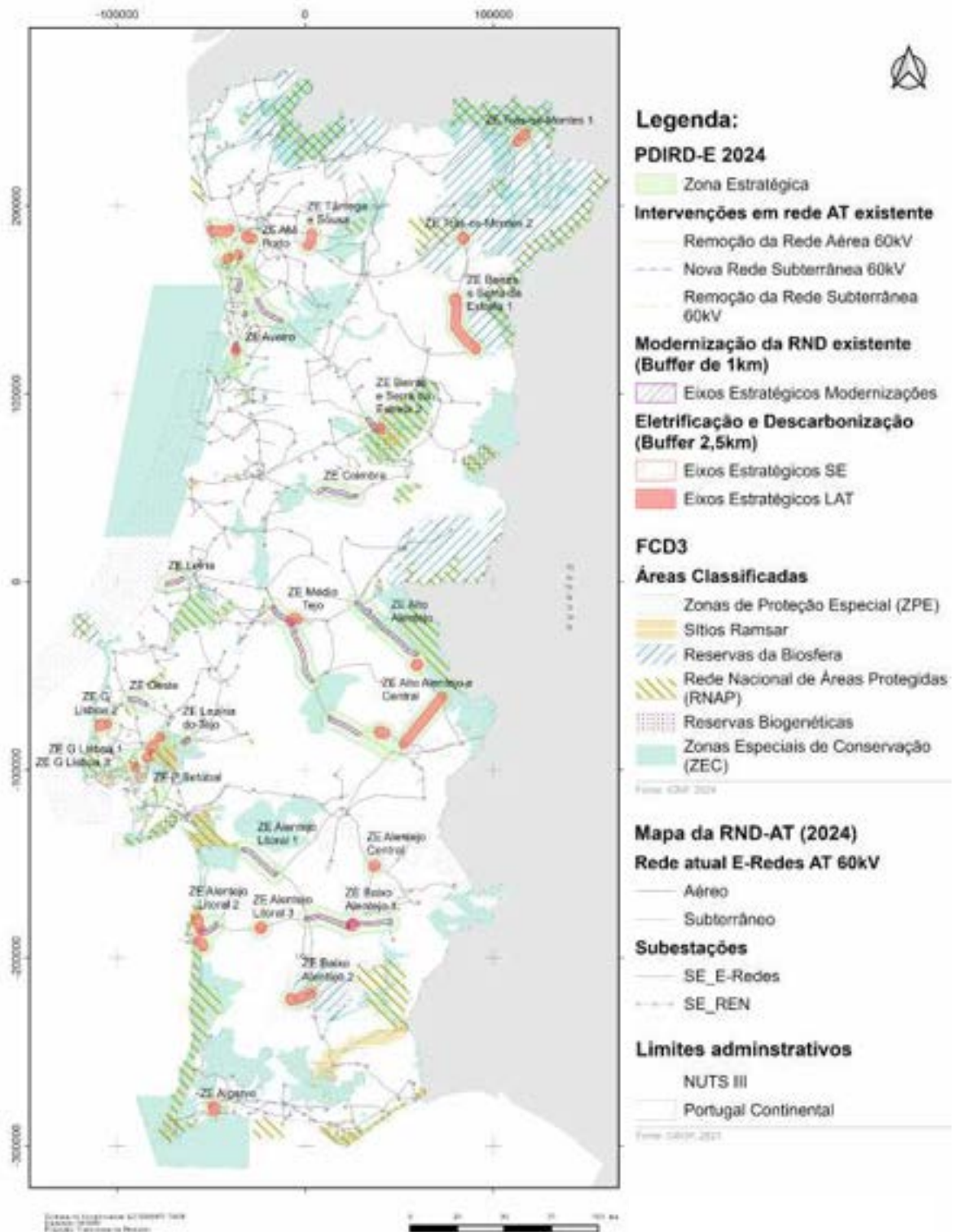


Figura 44 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com o Sistema Nacional de Áreas Classificadas.  
Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2024

Da análise à Rede Nacional de Áreas Protegidas, verifica-se que são atravessadas pelos Eixos Estratégicos LAT (onde será definido o traçado de uma nova linha), um total de 7 áreas

protegidas (Quadro 41), nomeadamente 4 Parques Naturais (Montesinho; Serra da Estrela; São Mamede; e Sudoeste Alentejano e Costa Vicentina), 2 Reservas Naturais (Estuário do Tejo; e Lagoas de Santo André e da Sancha) e ainda a Paisagem Protegida Natural Litoral de Vila do Conde e Reserva Ornitológica de Mindelo.

Pela análise do Quadro 41, observa-se que a maioria das interseções é relativamente pequena (quando comparado com a superfície da Área Protegida e com as áreas atualmente em estudo), sendo que apenas em dois casos esta interseção ultrapassa 200 ha. A maior interseção corresponde ao Eixo Estratégico RM200436 (da ZE09) que tem quase a sua totalidade dentro do Parque Natural da Serra da Estrela, totalizando quase 2 572 ha inseridos nesta Área Protegida. Apesar da sobreposição relevante com esta área da RNAP, tendo em conta o descrito na síntese dos eixos estratégicos em avaliação (Quadro 10), este EE consiste na abertura de uma Linha para abastecimento da SE existente, com uma extensão aproximada de 3,5 km (e inclui também o desmantelamento de uma LAT existente, como indicado mais à frente).

Por outro lado, também se pode constatar que, para quase todas as Áreas Protegidas em que existe uma afetação parcial, os correspondentes valores percentuais de potencial interferência são muito diminutos (com interseções até 5% da sua área total). Porém, existem duas exceções a ressaltar: a Paisagem Protegida Natural do Litoral de Vila do Conde e Reserva Ornitológica de Mindelo, que apresenta cerca 36% da sua área afetada com o Eixo Estratégico RPI3185 (da ZE06); e a Reserva Natural das Lagoas de Santo André e da Sancha, com aproximadamente 10% da Área Classificada sobreposta com o Eixo Estratégico RS200479 (da ZE22). De notar, que o EE-LAT da ZE06 tem proposta a remoção de uma linha existente.

Quadro 41 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos - LAT em avaliação com a RNAP.

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Tipologia	Nome da RNAP	Superfície RNAP (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por RNAP	% RNAP ocupado por EE-LAT
ZE01	RN13420	Parque Natural	Montesinho	74 203,50	191,73	4,06	0,26
ZE06	RPI3185	Paisagem Protegida Regional	Litoral de Vila do Conde e Reserva Ornitológica de Mindelo	379,55	135,77	1,84	35,77
ZE07	RM200436	Parque Natural	Serra da Estrela	89 126,35	2.571,79	99,81	2,89
ZE17	RT200482	Parque Natural	Serra de São Mamede	56 055,22	2,11	0,10	0,00
ZE12	RL240BBB; RL240AAA	Reserva Natural	Estuário do Tejo	14 414,26	139,61	7,12	0,97
	RL200835; RL240AAA	Reserva Natural	Estuário do Tejo	14 414,26	114,08	3,53	0,79
	RL200835-	Reserva Natural	Estuário do Tejo	14 414,26	187,67	9,57	1,30
ZE23	RS200479	Reserva Natural	Lagoas de Santo André e da Sancha	5 265,08	538,27	11,41	10,22
	RS200417	Parque Natural	Sudoeste Alentejano e Costa Vicentina	89 560,50	1,09	0,03	0,00



Conclusões similares podem ser retiradas da análise do Quadro 42, que apresenta as áreas de sobreposição dos Eixos Estratégicos SE previstos no PDIRD-E 2024 com a RNAP. Verifica-se que a maior área de interseção corresponde ao Eixo Estratégico RS200479, parcialmente sobreposto (em 18%) com a Reserva Natural das Lagoas de Santo André e da Sancha, totalizando quase 950 ha. Os restantes Eixos Estratégicos referidos no Quadro 42 apresentam uma sobreposição menos expressiva com os Parques Naturais de Montesinho e de Serra de São Mamede.

Quadro 42 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos - SE com a RNAP.

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Tipologia	Nome da RNAP	Superfície A <sub>Protegida</sub> (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-SE ocupado por RNAP	% RNAP ocupado pelo EE-SE
ZE01	RN13420	Parque Natural	Montesinho	74 203,50	337,22	11,18	0,45
ZE17	RT200482	Parque Natural	Serra de São Mamede	56 055,22	47,23	1,56	0,08
ZE23	RS200479	Reserva Natural	Lagoas de Santo André e da Sancha	5 265,08	948,55	31,43	18,02

De igual modo, dos Eixos referentes à modernização das Linhas Existentes apenas 2 apresentam valores de interseção com áreas da RNAP pouco relevantes (Quadro 43), apesar de os Eixos Estratégicos incluídos na ZE09 terem uma área de sobreposição relevante com o Parque Natural da Serra da Estrela.

Quadro 43 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos - Modernização com a RNAP.

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Tipologia	Nome da RNAP	Superfície A <sub>Protegida</sub> (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-MOD ocupado por RNAP	% RNAP ocupado por EE-MOD
ZE07	RM240217; RM200436	Parque Natural	Serra da Estrela	89 126,35	503,53	28,58	0,56
ZE17	RT200482	Parque Natural	Serra de São Mamede	56 055,22	39,94	0,44	0,07

Por último, é de notar que a maioria das Zonas Estratégicas não apresenta qualquer sobreposição com qualquer Área Protegida (e, como tal, não constam dos quadros apresentados), pois apenas 6 das 26 ZE têm uma interseção com áreas da RNAP: ZE01; ZE06; ZE09; ZE13; ZE18; e ZE22.

## Rede Natura 2000

A Rede Natura 2000 é uma rede ecológica para o espaço comunitário da União Europeia resultante da aplicação da Diretiva 79/409/CEE do Conselho, de 2 de abril de 1979 (Diretiva Aves) - revogada pela Diretiva 2009/147/CE, de 30 de novembro - e da Diretiva 92/43/CEE (Diretiva Habitats) que tem como finalidade assegurar a conservação a longo prazo das

espécies e dos habitats mais ameaçados da Europa, contribuindo para parar a perda de biodiversidade. Constitui o principal instrumento para a conservação da natureza na UE.

A Rede Natura 2000 é composta, atualmente, por *Zonas Especiais de Conservação* (ZEC) e *Zonas de Proteção Especial* (ZPE).

As **Zonas Especiais de Conservação** (ZEC) foram criadas ao abrigo da Diretiva Habitats, com o objetivo expresso de "*contribuir para assegurar a Biodiversidade, através da conservação dos habitats naturais (Anexo I) e dos habitats de espécies da flora e da fauna selvagens (Anexo II), considerados ameaçados no espaço da União Europeia*". Foram estabelecidas pelo DR 1/2020, de 16 de março, através da transposição de Sítios de Importância Comunitária (SIC) em Zonas Especiais de Conservação (ZEC).

Nestas áreas de importância comunitária para a conservação de determinados habitats e espécies, as atividades humanas deverão ser compatíveis com a preservação destes valores, visando uma gestão sustentável do ponto de vista ecológico, económico e social.

A garantia da prossecução destes objetivos passa necessariamente por uma articulação da política de conservação da natureza com as restantes políticas setoriais, nomeadamente, agrossilvopastoril, turística ou de obras públicas, por forma a encontrar os mecanismos para que os espaços incluídos na Rede Natura 2000 sejam espaços vividos e geridos de uma forma sustentável.

Verifica-se que, das 63 ZEC existentes em Portugal continental, apenas 10 estão inseridas nas áreas de estudo no PDIRD-E. Apresentam-se no Quadro 44, as 7 zonas especiais de conservação potencialmente afetadas pelos Eixos Estratégicos LAT, nomeadamente, Montesinho/Nogueira, Samil, Serra da Estrela, São Mamede, Sintra/Cascais, Estuário do Tejo, Costa Sudoeste, Comporta/Galé, e Ria de Alvor. Apesar de existirem exceções, verifica-se que as sobreposições são marginais na maioria dos casos.

Uma das exclusões à afetação marginal corresponde a uma pequena área de 92 ha que se encontra integralmente no Eixo Estratégico RN13420 (da ZE01), denominada por Zona Especial de Conservação de Samil.

Por partilharem grosseiramente os limites com a RNAP homónima, também a ZEC da Serra da Estrela apresenta uma sobreposição relevante com o Eixo RM200436, da ZE09. Essa interseção é superior a 2 500 ha, em que quase a totalidade do Eixo Estratégico se encontra inserida na ZEC. Todavia, como referido no Quadro 10, este EE-LAT não prevê a construção de uma nova Linha, mas da "*Nova alimentação AT para SE Sabugueiro, numa extensão aproximada de 3,5 km e desmontagem de linhas aéreas simples existentes em cerca de 8,7 km.*"

Quadro 44 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as ZEC.

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona Especial de Conservação	Código	Superfície da ZEC (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por ZEC	% ZEC ocupada pelo EE-ZEC
ZE01	RN13420	Montesinho/Nogueira	PTCON0002	107 999,84	254,28	5,39	0,24
	RN13420	Samil	PTCON0041	92,06	92,06	1,95	100,00
ZE07	RM200436	Serra da Estrela	PTCON0014	88 530,05	2 570,84	99,78	2,90



Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona Especial de Conservação	Código	Superfície da ZEC (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por ZEC	% ZEC ocupada pelo EE-ZEC
ZE18	RT200481	São Mamede	PTCON0007	115 092,54	902,37	4,97	0,78
ZE13	RL231110	Sintra/Cascais	PTCON0008	16 626,57	123,94	3,08	0,75
ZE12	RL200835; RL240AAA	Estuário do Tejo	PTCON0009	44 005,83	218,69	6,76	0,50
	RL200835	Estuário do Tejo	PTCON0009	44 005,83	492,02	25,08	1,12
	RL240BBB; RL240AAA	Estuário do Tejo	PTCON0009	44 005,83	287,69	14,67	0,65
ZE23	RS200417	Costa Sudoeste	PTCON0012	262 393,81	332,35	7,92	0,13
	RS200479	Comporta/Galé	PTCON0034	32 145,81	673,03	14,26	2,09
ZE25	RS181749	Ria de Alvor	PTCON0058	1 443,87	13,35	0,43	0,92

O Quadro 45 apresenta a mesma análise que o anterior, mas para os Eixos Estratégicos SE que possuem uma sobreposição com ZEC no território continental. Verifica-se que, na maior parte dos Eixos Estratégicos, essa sobreposição é diminuta. Porém, à semelhança do descrito para as LAT, também o Eixo RN13420 se encontra com uma interseção considerável, superior a 85% da superfície da ZEC de Samil.

De notar também a interseção do Eixo Estratégico ZE22 com a ZEC de Comporta/Galé, com uma sobreposição de aproximadamente 1 250 ha, representando mais de 40% da área da Rede Natura.

Quadro 45 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as ZEC.

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona Especial de Conservação	Código	Superfície da ZEC (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-SE ocupado por ZEC	% ZEC ocupado pelo EE-SE
ZE01	RN13420	Montesinho/ Nogueira	PTCON0002	107 999,84	456,90	15,14	0,42
	RN13420	Samil	PTCON0041	92,06	78,63	2,61	85,41
ZE13	RL231110	Sintra/Cascais	PTCON0008	16 626,57	179,49	6,67	1,08
ZE23	RS200479	Comporta/Galé	PTCON0034	32 145,81	1 248,11	41,35	3,88
ZE25	RS181749	Ria de Alvor	PTCON0058	1 443,87	1,90	0,06	0,13

Já o Quadro 46 apresenta a potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com 5 ZEC: Serras de Freita e Arada, Serra da Estrela, São Mamede, Nisa/Lage de Prata e Estuário do Tejo.

Apesar do valor percentual não ser muito elevado, o RT200482 (da ZE13) tem uma configuração que atravessa longitudinalmente a ZEC de Nisa/Lage de Prata, correspondente a cerca de ¼ da área desta área da Rede Natura, tendo a maior superfície

sobreposta (com mais de 3 000 ha). Os Eixos Estratégicos da ZE09, ZE13 e ZE16 apresentam potenciais áreas de interferência relevantes, respetivamente, com as ZEC de Serra da Estrela, São Mamede e Estuário do Tejo.

Quadro 46 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as ZEC

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona Especial de Conservação	Código	Superfície da ZEC (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-MOD ocupado por ZEC	% ZEC ocupada pelo EE-MOD
ZE04	RP240408	Serras da Freita e Arada	PTCON0047	28 635,77	42,58	1,13	0,15
ZE07	RM240217; RM200436	Serra da Estrela	PTCON0014	88 530,05	547,94	31,10	0,62
ZE17	RT200482	São Mamede	PTCON0007	115 092,54	406,76	4,51	0,35
	RT200482	Nisa/Lage da Prata	PTCON0044	12 668,18	3 016,34	33,47	23,81
ZE15	RT200483	Estuário do Tejo	PTCON0009	44 005,83	870,13	76,56	1,98

As **Zonas de Proteção Especial (ZPE)** foram estabelecidas ao abrigo da Diretiva Aves, que se destinam essencialmente a garantir a conservação das espécies de aves, e seus habitats, listadas no seu Anexo I, e das espécies de aves migratórias não referidas no Anexo I e cuja ocorrência seja regular.

Os quadros seguintes apresentam as ZPE que têm alguma sobreposição com os Eixos Estratégicos em análise no PDIRD-E 2024. Verifica-se que apenas 7 das 42 ZPE de Portugal Continental apresentam sobreposição: Montesinho/Nogueira; Vale do Côa; Ria de Aveiro, Estuário do Tejo; Lagoa de Santo André; Castro Verde; e Piçarras. Estas sobreposições são, na sua maioria, marginais a este tipo de Áreas Classificadas, correspondendo a valores reduzidos de superfície interseçada.

O Quadro 47 apresenta as potenciais interseções dos Eixos Estratégicos LAT em análise com as ZPE, onde se verifica que somente um Eixo Estratégico apresenta sobreposição relevante, superior a 1 900 ha, nomeadamente o respeitante à nova LAT RM200478 (da ZE08) que interseca a ZPE de Vale do Côa. No entanto, o Eixo Estratégico de maior interferência percentual com ZPE corresponde à nova LAT RL200835 (da ZE18), com cerca de ¼ da ZPE do Estuário do Tejo afetada.

Quadro 47 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as ZPE

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona de Proteção Especial	Código	Superfície da ZPE (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por ZPE	% ZPE ocupado pelo EE-LAT
ZE01	RN13420	Montesinho/Nogueira	PTZPE0003	107 974,54	206,01	4,37	0,19
ZE05	RP200420	Ria de Aveiro	PTZPE0004	51 443,26	20,04	0,98	0,04
ZE06	RM200478	Vale do Côa	PTZPE0039	20 621,66	1 900,75	10,76	9,22

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona de Proteção Especial	Código	Superfície da ZPE (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por ZPE	% ZPE ocupado pelo EE-LAT
ZE12	RL240BBB; RL240AAA	Estuário do Tejo	PTZPE0010	44 766,92	331,09	16,89	0,74
	RL200835; RL240AAA	Estuário do Tejo	PTZPE0010	44 766,92	256,72	7,94	0,57
	RL200835	Estuário do Tejo	PTZPE0010	44 766,92	515,30	26,27	1,15
ZE23	RS200479	Lagoa de Santo André	PTZPE0013	2 164,36	147,89	3,13	6,83
ZE21	RS200423; RS200422	Castro Verde	PTZPE0046	85 342,60	617,45	8,23	0,72
	RS200423; RS200422	Piçarras	PTZPE0058	2 827,35	705,92	9,41	24,97

Em termos de afetação percentual das ZPE; refere-se a sobreposição do EE-LAT com as ZPE de Piçarras, do Vale do Côa e da Lagoa de Santo André, com interseções de 25%, 9% e 7%, respetivamente. De notar que duas delas (Piçarras e Lagoa de Santo André) são áreas da Rede Natura 2000 de menor superfície, quando comparadas com as restantes. No caso da ZPE de Piçarras, a interseção corresponde a um valor expressivo, com mais de 700 ha sobrepostos, mas na ZPE da Lagoa de Santo André, essa sobreposição não alcança 150 ha.

Relativamente aos Eixos Estratégicos Subestações (Quadro 48), a maior sobreposição corresponde à ZPE de Castro Verde, com cerca de 1 760 ha de área sobreposta com RS200423 (da ZE25), o que representa mais de 58% do Eixo Estratégico dentro da ZPE referida. Contudo, representa apenas 2% dessa área da Rede Natura.

A maior percentagem de potencial área afetada corresponde à ZPE da Lagoa de Santo André, visto que o Eixo Estratégico RS200479 (da ZE22) ocupa quase 17% da ZPE.

Quadro 48 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as ZPE

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona de Proteção Especial	Código	Superfície da ZPE (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-SE ocupado por ZPE	% ZPE ocupado pelo EE-SE
ZE01	RN13420	Montesinho/ Nogueira	PTZPE0003	107 974,54	335,52	11,12	0,31
ZE23	RS200479	Lagoa de Santo André	PTZPE0013	2 164,36	364,32	12,07	16,83
ZE21	RS200423	Castro Verde	PTZPE0046	85 342,60	1 759,42	58,29	2,06
	RS200422	Piçarras	PTZPE0058	2 827,35	242,65	8,04	8,58

Por último, o Quadro 49 apresenta a única ZPE abrangida pelos Eixos Estratégicos Modernização. O EE de modernização de linhas associada ao RT200483 (da ZE16), inclui

uma área considerável nesta ZPE do Estuário do Tejo (de quase 875 há e cerca de 77% do Eixo Estratégico) que, no entanto, apenas corresponde a 2% da área da mesma.

Quadro 49 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as ZPE

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Zona de Proteção Especial	Código	Superfície da ZPE (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-MOD ocupado por ZPE	% ZPE ocupado pelo EE-MOD
ZE15	RT200483	Estuário do Tejo	PTZPE0010	44 766,92	874,86	76,97	1,95

### Reservas da Biosfera

O Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade (Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 242/2015, de 15 de outubro) enquadra as Reservas da Biosfera no Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC). As Reservas da Biosfera são áreas abrangidas por designações de conservação de carácter supranacional (artigo 26.º) que têm por objetivo o reforço da proteção e a manutenção da biodiversidade e dos recursos naturais e culturais associados.

Verifica-se que áreas em estudo do PDIRD-E 2024 se encontram fora de 4 das 6 Reservas da Biosfera existentes no território continental português, visto que não se sobrepõem às Reservas da Biosfera denominadas por Gerês, Tejo/Tajo, Berlengas e Boquilobo.

No entanto, todos os Eixos Estratégicos associados às Zonas Estratégicas de Trás-os-Montes (ZE01 e ZE02) se encontram integralmente inseridos na Reserva da Biosfera da Meseta Ibérica (Quadro 50 e Quadro 51). Como esta área da SNAC apresenta uma elevada extensão, a área de sobreposição apenas corresponde a cerca de 0,7% da superfície desta Reserva da Biosfera. Ressalva-se que o Eixo RM200478 apresenta uma interferência tangencial com a mesma Reserva da Biosfera da Meseta Ibérica, com apenas 43 ha de área de sobreposição.

Quadro 50 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as áreas da Reserva da Biosfera

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Reserva da Biosfera	Área da Reserva da Biosfera (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por RBIO	% RBIO ocupado pelo EE-LAT
ZE01	RN13420	Meseta Ibérica	1 133 918,75	4 718,85	100,00	0,42
ZE02	RN200920	Meseta Ibérica	1 133 918,75	1 983,68	100,00	0,17
ZE06	RM200478	Meseta Ibérica	1 133 918,75	42,93	0,24	0,00
ZE21	RS200423: RS200422	Castro Verde	56 944,03	4 012,85	53,50	7,05

Pela análise do Quadro 50 verifica-se que o EE-LAT da Zona Estratégica de Baixo Alentejo 2 (ZE25) apresenta uma sobreposição considerável com a Reserva da Biosfera de Castro Verde, ocupando cerca de 7% da área protegida. De notar que mais de metade da proposta de intervenção se localiza nesta área sensível.

O Quadro 51 apresenta as interferências dos Eixos Estratégicos SE do PDIRD-E com Reservas da Biosfera. Além dos EE localizados nas Zonas Estratégicas de Trás-os-Montes 1 e 2 (ZE01 e ZE02, já referidos anteriormente), é de notar que o Eixo Estratégico RS200423 (da ZE25) também se situa integralmente na Reserva da Biosfera de Castro Verde.

Quadro 51 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as áreas da Reserva da Biosfera

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Reserva da Biosfera	Área da Reserva da Biosfera (ha)	Área de sobreposição (ha)	% de EE-SE ocupado por RBIO	% RBIO ocupado pelo EE-SE
ZE01	RN13420	Meseta Ibérica	1 133 918,75	3 017,55	100,00	0,27
ZE02	RN200920	Meseta Ibérica	1 133 918,75	3 018,24	100,00	0,27
ZE21	RS200423	Castro Verde	56 944,03	3 018,57	100,00	5,30

### Sítios Ramsar

Os Sítios Ramsar correspondem a um conjunto de locais classificados que têm em comum o seu ambiente aquático (de interior e da zona costeira marinha) que se encontram protegidos pela Convenção sobre Zonas Húmidas. Este é um tratado intergovernamental, adotado a 2 de fevereiro de 1971 na cidade iraniana de Ramsar.

O Estado Português assinou a Convenção sobre Zonas Húmidas em 1980 (Decreto n.º 101/80, de 9 de outubro), e ratificou-a em 24 de novembro desse mesmo ano, tendo como propósito a designação de Zonas Húmidas para inclusão na Lista de Zonas Húmidas de Importância Internacional. Para cada um dos Sítios foi necessário elaborar um Plano de Ordenamento e de Gestão para as Zonas Húmidas, com vista à sua utilização sustentável, e promover a conservação de Zonas Húmidas e de aves aquáticas, estabelecendo Reservas Naturais, e providenciar a sua proteção apropriada. Até à data, foram definidos 18 Sítios Ramsar em Portugal continental.

Verifica-se que somente são potencialmente intercetados 3 dos Sítios Ramsar presentes no território continental português, com sobreposição de 6 EE em estudo, conforme se ilustra no Quadro 52 (Linhas de Alta Tensão) e no Quadro 53 (Subestações). De notar que não existem sobreposições de EE de Modernização de LAT existentes.

Pela análise do Quadro 52 é possível verificar que os sítios “Planalto da Serra da Estrela e troço superior do rio Zêzere”, “Estuário do Tejo” e “Lagoa de Santo André e Lagoa da Sancha” são intersetados marginalmente pelos EE localizados em 3 Zonas Estratégicas: ZE09, ZE18 e ZE22. Verifica-se que as áreas de sobreposição são de reduzida extensão, não ultrapassando os 200 ha.

Quadro 52 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com os Sítios Ramsar

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Sítio Ramsar	Código	Área do Sítio Ramsar (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por Ramsar	% Ramsar ocupado pelo EE-LAT
ZE07	RM200436	Planalto da Serra da Estrela e troço superior do rio Zêzere	3PT014	5 075,23	46,54	1,81	0,92
ZE12	RL240BBB; RL240AAA	Estuário do Tejo	3PT001	14 414,25	139,61	7,12	0,97
	RL200835; RL240AAA-	Estuário do Tejo	3PT001	14 414,25	114,08	3,53	0,79
	RL200835-	Estuário do Tejo	3PT001	14 414,25	187,67	9,57	1,30
ZE21	RS200479	Lagoa de Santo André e Lagoa da Sancha	3PT008	2 707,92	91,33	1,94	3,37

A sobreposição de maior superfície corresponde à interseção do Eixo Estratégico RS200479 (da ZE22) com o Sítio da Lagoa de Santo André e Lagoa da Sancha, totalizando mais de 370 ha, o que corresponde a cerca de 12% do Sítio (Quadro 53).

Quadro 53 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com os Sítios Ramsar

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Sítio Ramsar	Código	Área do Sítio Ramsar (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-SE ocupado por Ramsar	% Ramsar ocupado pelo EE-SE
ZE21	RS200479	Lagoa de Santo André e Lagoa da Sancha	3PT008	2 707,92	372,54	12,34	13,76

As restantes áreas em análise no presente documento não se sobrepõem com zonas húmidas classificadas como Sítios Ramsar (Figura 44).

### Reservas Biogenéticas

Foram, também, integradas na Rede Nacional de Áreas Protegidas, as áreas da Reserva Biogenética, que se caracteriza por locais com um ou mais habitats, biocenoses ou ecossistemas com características únicas, raras ou ameaçadas de extinção.

Pela análise do Quadro 54, verifica-se que somente 1 das 18 Reservas Biogenéticas presentes no território continental português é coincidente com as áreas da atual Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E 2024, nomeadamente a Reserva Biogenética “Planalto Central da Serra da Estrela”, coincidente com o EE da LAT RM200436 (da ZE09).

Quadro 54 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as áreas de Reservas Biogenéticas

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Reserva Biogenética	Área da Reserva Biogenética (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por RBiog	% RBiog ocupado pelo EE-LAT
ZE07	RM200436	Planalto Central Serra da Estrela	10 880,59	206,37	8,01	1,90

Verifica-se que essa sobreposição é marginal, com aproximadamente 200 ha, correspondendo a cerca de 8% desta Reserva Biogenética, e representando menos de 2% da área do Eixo Estratégico.

Deste modo, verifica-se que a quase totalidade das áreas atualmente em estudo não se encontram inseridas nesta classe da RNAP.

### Áreas Críticas e Muito Críticas para a Avifauna

Para a identificação espacial das Áreas Críticas e Muito Críticas foi utilizada a informação disponibilizada pelo ICNF, nomeadamente a disponibilizada num conjunto de *shapefiles* que integram dados relativos aos principais grupos de aves que apresentam maior sensibilidade a conflitos com as infraestruturas de transporte de energia e que são identificados pelo ICNF (2019<sup>28</sup>):

#### Áreas Muito Críticas:

- Área até 1 km em torno dos ninhos das espécies com estatuto de ameaça elevado (CR, EN, VU) e com acentuado risco de eletrocussão (II-III), nomeadamente:
  - Britango (*Neophron percnopterus*);
  - Abutre-preto (*Aegypius monachus*);
  - Águia-perdigueira (*Aquila fasciata*);
  - Águia-real (*Aquila chrysaetos*);
  - Águia-imperial (*Aquila adalberti*);
  - Francelho (*Falco naumanni*);
  - Búteo-vespeiro (*Pernis apivorus*);
  - Águia-sapeira (*Circus aeruginosus*);
  - Tartaranhão-cinzento (*Circus cyaneus*);
  - Águia-caçadeira (*Circus pygargus*);
  - Açor (*Accipiter gentilis*);
  - Ógea (*Falco subbuteo*);
  - Falcão-peregrino (*Falco peregrinus*);
- Área até 1 km em torno de campos de alimentação de aves necrófagas
- Áreas de lek de abetarda (*Otis tarda*) e raio de 1 km em seu redor;
- Áreas de lek de sisão (*Tetrax tetrax*);
- Zonas prioritárias de reprodução, pós-reprodução e de invernada de sisão e de abetarda e corredores de dispersão mais importantes, caso exista esse conhecimento;

<sup>28</sup> ICNF (2019). *Manual de apoio à análise de projetos relativos à instalação de linhas aéreas de distribuição e transporte de energia elétrica – versão revista*. Instituto da Conservação da Natureza e Biodiversidade. Relatório não publicado.

- Raio de 1 km em redor dos ninhos, de zonas de concentração pós-nupcial, dos principais locais de alimentação e de outras áreas prioritárias de cegonha-preta (*Ciconia nigra*), quando conhecidas com detalhe;
- Raio de 1 km em torno de dormitórios de grou (*Grus grus*) e faixa que inclua os corredores que estabelecem a ligação entre os seus dormitórios e áreas de alimentação;
- Sítios Ramsar relevantes para a conservação de aves aquáticas e raio de 1 km em seu redor;
- Outras zonas húmidas importantes para a conservação de aves aquáticas e raio de 500 m em seu redor;
- Raio de 1 km em torno de abrigos /locais de nidificação de gralha-de-bico-vermelho (*Pyrrhocorax pyrrhocorax*).

### Áreas Críticas

- Zonas estepárias bem conservadas (i.e. com abundância de pousio/pastagem) e de dimensão favorável à ocorrência das espécies com maiores áreas vitais (mínimo de 50 ha);
- Zonas de alimentação de grou (*Grus grus*);
- Áreas de 500 m a 1 km em torno de zonas húmidas importantes para a conservação de aves aquáticas e faixa de 1 km que inclua os principais corredores utilizados por estas aves;
- Corredores migratórios e de dispersão de importância reconhecida para rapinas migradoras e outras aves planadoras;
- Área de 1 a 5 km em torno de campos de alimentação de aves necrófagas;
- Área utilizada de forma relevante durante a época de reprodução por espécies com estatuto de ameaça elevado (CR, EN, VU) e com risco de colisão mais elevado;
- Lixeiros/aterros sanitários que sejam utilizados por um número relevante de indivíduos de espécies com estatuto de ameaça elevado (CR, EN, VU) e raio de 1 km em seu redor;
- Área até 2 km em torno de ninhos de Bufo-real (*Bubo bubo*);
- Área até 5 km em torno de ninhos de Grifo (*Gyps fulvus*);

Mesmo considerando que esta cartografia é indicativa no que respeita à ocorrência das áreas em causa, podendo não ser exaustiva nem estar atualizada, foi considerada a melhor base disponível para se proceder à presente análise, em linha com os pressupostos assumidos no *Manual de apoio à análise de projetos relativos à instalação de linhas aéreas de distribuição e transporte de energia elétrica*<sup>29</sup>.

O resultado do enquadramento dos investimentos propostos no Plano com estas áreas críticas e muito críticas para a avifauna pode ser observado na Figura 45.

Tanto nesta figura como nos quadros síntese que se apresentam a seguir, se pode constatar que existem vários Eixos Estratégicos sem potencial afetação de áreas críticas e muito críticas para aves, com incidência na porção setentrional do território continental português. Os EE que se encontram fora destas áreas sensíveis para aves enquadram-se nas Zonas Estratégicas ZE01, ZE02, ZE03, ZE04, ZE05, ZE06, ZE09, ZE11, ZE12, ZE15, ZE16, ZE17, ZE19, ZE20 e ZE23.

---

<sup>29</sup> ICNF (2019). *Manual de apoio à análise de projetos relativos à instalação de linhas aéreas de distribuição e transporte de energia elétrica – versão revista*. Instituto da Conservação da Natureza e Biodiversidade. [Relatório não publicado](#)



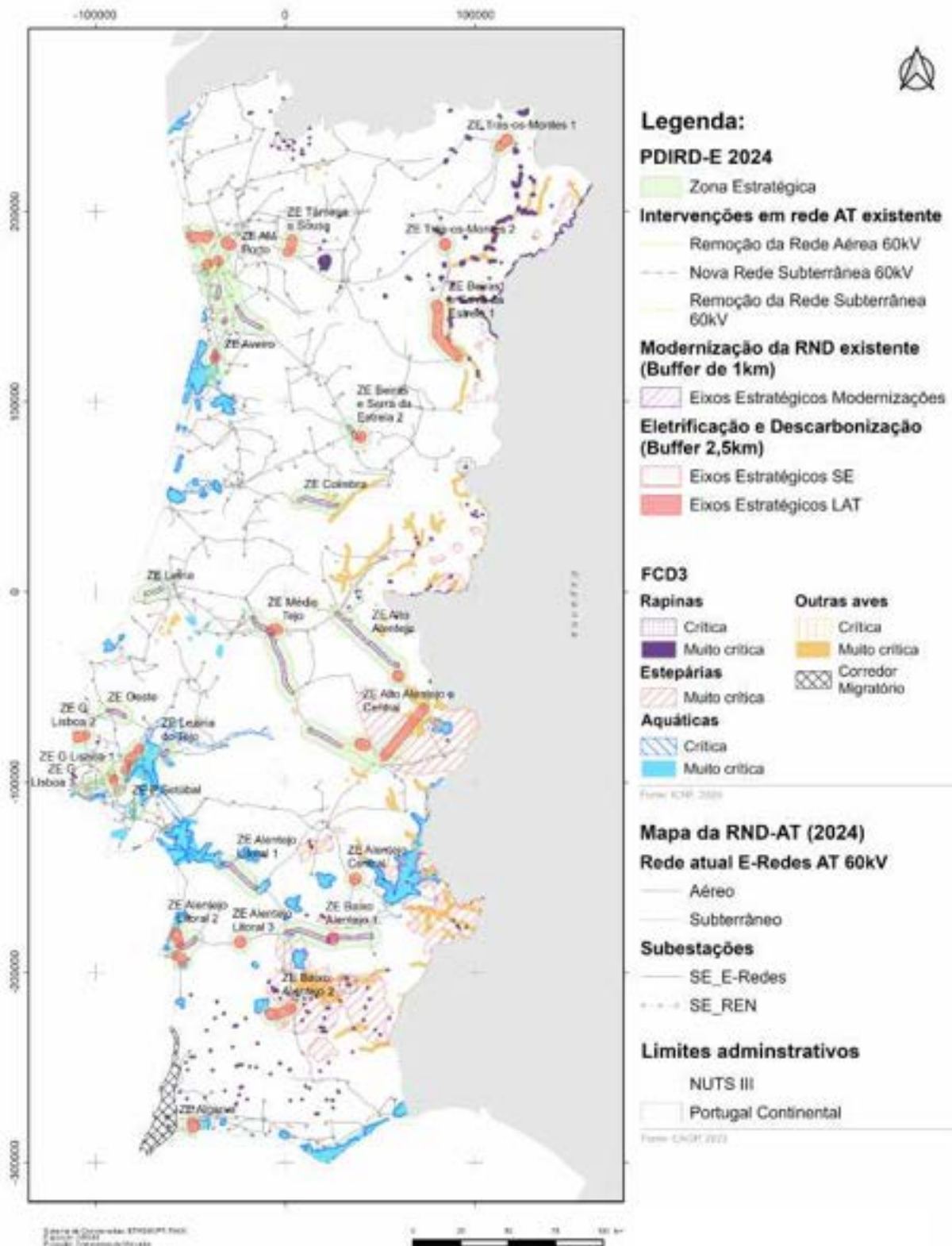


Figura 45 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas críticas e/ou muito críticas para as espécies de aves com estatuto de conservação desfavorável mais suscetíveis à colisão. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, ICNF (2019).

Na avaliação efetuada e apresentada nos 3 quadros seguintes (Quadro 55 a Quadro 57), os valores indicados representam a área de sobreposição com áreas críticas e muito críticas com aves (expressas em hectares), seguida do valor percentual da interseção com a área sensível afetada. Da interpretação do Quadro 55 resulta que, de um modo geral, as potenciais afetações são marginais às áreas críticas e muito críticas para a avifauna, e traduzem-se em valores percentuais baixos. As exceções correspondem a uma área muito crítica para aves estepárias integralmente inserida num Eixo Estratégico LAT RM200478 (da ZE08), localizada no concelho da Mêda, distrito da Guarda. De referir também a elevada interseção percentual do Eixo Estratégico RS200417 (da ZE22) com áreas crítica e muito crítica para aves aquáticas, situada nos concelhos de Santiago do Cacém e de Sines.

O Eixo Estratégico de maior interseção corresponde ao RT200481 (da ZE14) entre Estremoz e Arronches com mais de  $\frac{3}{4}$  do EE dentro de uma área muito crítica para aves estepárias, totalizando mais de 13 mil hectares. Apesar do valor percentual relativamente baixo (pouco mais de 8% de afetação da área muito crítica), a localização deste EE atravessa a área muito crítica de uma forma relevante. O mesmo EE ainda se sobrepõe a uma área muito crítica para outras aves, em mais de 3000 ha. De notar que, segundo o Quadro 10, este EE-LAT inclui ainda a “desmontagem parcial da LN60 6514 Maranhão – Estremoz, numa extensão de cerca de 22 km”.

As sobreposições nos eixos mais litorais são menos expressivas e estão relacionadas maioritariamente com áreas críticas e muito críticas de aves aquáticas. A proximidade de algumas lagoas e zonas húmidas nas Zonas Estratégicas de Aveiro (ZE07), Grande Lisboa 1 (ZE18), Alentejo Litoral 2 (ZE22) e Algarve (ZE26) poderão apresentar uma compatibilização mais complexa com novas infraestruturas e como tal será necessário atender à Diretrizes de Planeamento e Gestão que constam do ponto 6.5.4.

Quadro 55 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as Zonas Críticas e Muito Críticas para as aves

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Área muito crítica para aves aquáticas		Áreas críticas para aves aquáticas		Áreas muito críticas para aves estepárias		Áreas muito críticas para aves de rapina		Áreas muito críticas para outras aves	
		ha	%	ha	%	ha	%	ha	%	ha	%
ZE05	RP200420	11,48	0,06	91,31	1,00	---	---	---	---	---	---
ZE06	RM200478	---	---	---	---	349,77	100,00	129,38	12,67	838,93	6,88
ZE18	RT200481	---	---	---	---	13 660,51	8,11	---	---	3 286,59	18,31
ZE12	RL200835	588,85	2,20	159,01	0,59	---	---	---	---	---	---
	RL200835; RL240AAA	594,68	2,23	98,42	0,36	---	---	---	---	---	---
	RL240BBB; RL240AAA	524,05	1,96	214,67	0,79	---	---	---	---	---	---
ZE23	RS200417	511,32	58,02	259,56	38,47	---	---	22,10	7,15	---	---
	RS200479	619,22	11,65	72,98	12,51	---	---	---	---	---	---
ZE21	RS200423; RS200422	---	---	---	---	1 826,98	0,91	---	---	---	---
ZE25	RS181749	111,95	3,67	169,02	17,51	---	---	---	---	---	---

Da análise do Quadro 56 pode-se constatar que o mesmo potencial de afetação também se verifica no caso das Subestações.

Quadro 56 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as Zonas Críticas e Muito Críticas para as aves

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Área muito críticas para aves aquáticas		Áreas críticas para aves aquáticas		Áreas muito críticas para aves estepárias	
		ha	%	ha	%	ha	%
ZE14	RL231107	179,86	10,70	230,83	14,59	---	---
ZE21	RS200479	1 118,44	21,04	149,06	25,55	---	---
ZE21	RS200422	2,92	0,09	85,15	5,32	242,19	8,57
	RS200423	---	---	---	---	2 253,20	1,14
ZE25	RS181749	141,94	4,65	215,58	22,33	---	---

Já no caso da modernização das Linhas Existentes (Quadro 57), é de notar a interferência com uma área muito crítica para aves estepárias que apresenta uma sobreposição de quase 1 300 ha com RS200419. Trata-se de uma área entre Ferreira do Alentejo e Beringel (Beja) que foi recentemente anexa à área correspondente à ZPE de Castro Verde.

Quadro 57 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as Zonas Críticas e Muito Críticas para as aves

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Área muito críticas para aves aquáticas		Áreas críticas para aves aquáticas		Áreas muito críticas para aves estepárias		Áreas muito críticas para outras aves	
		ha	%	ha	%	ha	%	ha	%
ZE08	RM240218	---	---	---	---	---	---	534,63	8,29
ZE17	RT200482	---	---	---	---	---	---	78,24	8,80
ZE22	RS08229	22,57	0,05	378,00	2,85	---	---	---	---
ZE25	RS200419	---	---	64,27	22,12	1 296,36	0,65	---	---

## Quirópteros

Apesar de não haver registo de impactes nos quirópteros, considera-se relevante, do ponto de vista da biodiversidade, acautelar os riscos de potenciais interferências das infraestruturas em avaliação com as zonas de maior concentração destes vertebrados voadores. Assim, para a presente avaliação, consideraram-se como zonas críticas para os quirópteros, uma envolvente de 5 km em torno dos abrigos de morcegos cavernícolas classificados como importantes a nível nacional (segundo os critérios do ICNF<sup>30</sup>) e uma área de proteção de 500 m de raio no caso dos abrigos de importância regional. Esta listagem

<sup>30</sup> ICNF. 2013. *Crítérios de avaliação de abrigos de morcegos de importância nacional*. Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas, Lisboa. 2 pp

encontra-se compilada pela EUROBATS (*Important Underground Sites for Bats in Europe - Portugal*). A representação espacial desta análise está patente na Figura 46.

À semelhança do apresentado para as Áreas Críticas e Muito Críticas para a avifauna, na análise às áreas de proteção a abrigos de morcegos apresenta-se a área de sobreposição (em hectares) e a percentagem dessa interseção que se encontra dentro das áreas de proteção aos abrigos.

Conjugando a informação constante na Figura 46 e nos quadros seguintes, verifica-se que apenas 9 ZE apresentam alguma sobreposição com as áreas de proteção a abrigos de quirópteros (de importância nacional ou regional), com predominância nas áreas do Alto Alentejo e Alentejo Central (ZE14) e da Grande Lisboa (ZE17 e ZE18).

Pela potencial área de sobreposição, são de destacar os EE associados a novas LAT entre Estremoz e Arronches (RT200481, da ZE14) e perto de Ermidas do Sado (RS200416, da ZE23), devido aos abrigos de importância nacional de Arronches e de Lousal, respetivamente (Quadro 58). Este mesmo quadro mostra, ainda, que 8 dos EE em análise incluem a totalidade dos abrigos de importância regional e da sua área de proteção, com uma predominância da ZE da Grande Lisboa 1 (ZE18).

Quadro 58 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com as áreas de proteção a abrigos de morcegos de importância nacional e regional

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Abrigos de Importância Nacional		Abrigos de Importância Regional	
		ha	%	ha	%
ZE04	RP200512	42,48	0,54	---	---
ZE17	RT200482	---	---	1,54	1,97
ZE18	RT200481	3 267,92	41,80	78,15	100,00
ZE13	RL231110	58,55	0,75	---	---
ZE12	RL11057; RL200829	---	---	78,19	100,00
	RL200835	---	---	78,20	100,00
ZE24	RS200416	2 064,11	15,94	---	---

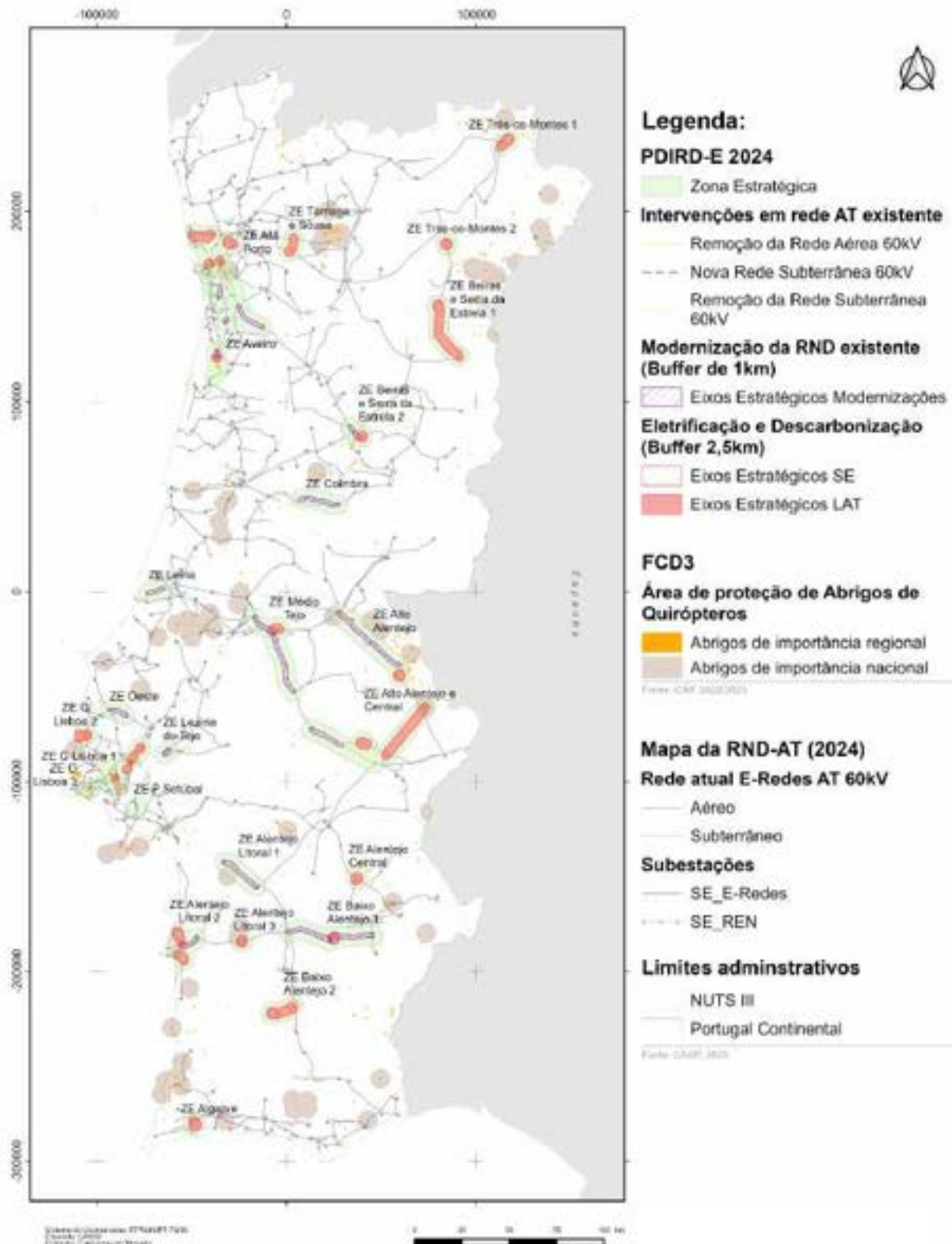


Figura 46 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas de proteção a abrigos de quirópteros de importância nacional e regional. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2022/2023

No caso dos EE associados à construção de novas SE, o Eixo Estratégico RS200416 apresenta uma potencial área de interferência com o Abrigo de Importância Nacional de Lousal (Quadro 59) que se pode considerar relevante. No entanto, a maior parte das sobreposições (em termos percentuais) localiza-se na região de Lisboa, com vários abrigos de importância regional a estarem abrangidos pelos EE localizados na ZE18.

Quadro 59 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com as áreas de proteção a abrigos de morcegos de importância nacional e regional

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Abrigos de Importância Nacional		Abrigos de Importância Regional	
		ha	%	ha	%
ZE13	RT200482	---	---	57,54	36,81
ZE17	RL231110	229,77	2,94	---	---
ZE18	GL06061	---	---	197,27	72,28
ZE23	RS200416	2 282,29	17,63	---	---

Por último, analisa-se a potencial sobreposição dos Eixos Estratégicos Modernização, associados a intervenções em linhas existentes, com as áreas de proteção a abrigos de importância nacional e regional. Destaca-se o EE RT200482 com uma sobreposição considerável com a área de um abrigo de importância nacional localizado perto de Alpalhão, concelho do Gavião (distrito de Portalegre), com mais de 700 ha sobrepostos (Quadro 60).

Quadro 60 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as áreas de proteção a abrigos de morcegos de importância nacional e regional

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Abrigos de Importância Nacional		Abrigos de Importância Regional	
		ha	%	ha	%
ZE09	RM240217; RM200436	---	---	20,02	25,62
ZE12	RT200487	---	---	48,17	61,62
ZE13	RT200482	704,23	9,01	---	---
ZE14	RS200426	---	---	78,18	100,00
ZE21	RS08229	44,11	0,56	---	---

### Lobo-ibérico e Lince-ibérico

O **Lobo-ibérico** (*Canis lupus signatus*) é uma subespécie do Lobo-cinzento, endémica da Península Ibérica, que se encontra em perigo (Mathias *et al.*, 2023<sup>31</sup>). Atualmente, ocorre no norte do país, sendo que a população a sul do Douro se encontra seriamente fragmentada. Em Portugal, ocupa habitats com disponibilidade de alimento e menor perturbação humana, particularmente em zonas montanhosas, ocorrendo em florestas e matos temperados. A

<sup>31</sup> Mathias ML (coord.), Fonseca C, Rodrigues L, Grilo C, Lopes-Fernandes M, Palmeirim JM, Santos-Reis M, Alves PC, Cabral JA, Ferreira M, Mira A, Eira C, Negrões N, Paupério J, Pita R, Rainho A, Rosalino LM, Tapisso JT & Vingada J (eds.) (2023). *Livro Vermelho dos Mamíferos de Portugal Continental*. FCIências.ID, ICNF, Lisboa



perturbação humana, a ausência de presas selvagens, a fragmentação do habitat, a mortalidade por envenenamento e a caça furtiva são os principais ameaças à espécie.

O último censo nacional da população portuguesa de Lobo, com dados publicados, foi realizado entre 2002 e 2003 (Pimenta *et al.*, 2005<sup>32</sup>). De acordo com os dados então obtidos, a área de distribuição do Lobo em Portugal incluía apenas 16.300 km<sup>2</sup>, com 12.500 km<sup>2</sup> a norte do rio Douro e 3.800 km<sup>2</sup> a sul do mesmo. Sabe-se que o novo censo de Lobo estará já concluído, não existindo, ainda, resultados publicados até à data. Desta forma, utilizaram-se os dados publicados que indicaram a ocorrência, potencial ou confirmada de 62 centros de atividade de alcateias (Figura 47), sendo que 50 foram consideradas alcateias confirmadas e 12 prováveis.

De acordo com a publicação do Grupo Lobo, *O Lobo-Ibérico em Portugal - Situação no Leste da Beira Interior*, a população nacional está dividida pelo rio Douro, que constitui uma barreira natural, em dois núcleos: um mais estável a norte do rio Douro e outro menor e mais isolado a sul deste rio. A norte do rio Douro a sua área de distribuição estende-se da Serra d'Arga, a oeste, até ao Planalto Mirandês, a este. O limite sul desta população lupina continua pela região de Ponte da Barca, passando pela Serra da Cabreira, indo até à Serra do Marão. Desta serra, flete para nordeste até à Serra da Nogueira, descendo pela Serra de Bornes até ao troço internacional do Douro. O limite norte da população a sul do rio Douro é definido essencialmente pelo elevado grau de humanização da paisagem ao longo da região vinícola do Douro. A distribuição deste núcleo estende-se desde as Serras da Freita e da Arada, a oeste, até à região de Trancoso e Penedono, mais a leste. Na região fronteiriça com Espanha, entre o Douro e a Serra da Malcata, registava-se também a presença de Lobo, embora de uma forma muito irregular e instável.

Apenas dois EE (que partilham grosseiramente a mesma área) são coincidentes com a localização das áreas das alcateias apresentadas na Figura 26, nomeadamente os Eixos Estratégicos LAT e SE RN13420 (da ZE01). O EE em estudo sobrepõe-se com a parte ocidental da alcateia de Milhão (alcateia confirmada) e com a porção setentrional da alcateia de Penacal (alcateia provável; Pimenta *et al.*, 2005). No entanto, verifica-se que a sobreposição é marginal (Figura 47 e Quadro 61), sendo que o EE da Subestação é maior que o Eixo associado à LAT que apenas faz a abertura para alimentação da nova subestação.

Quadro 61 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT e Eixos Estratégicos - SE com as áreas com importância para o lobo ibérico

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Designação da Alcateia	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT ocupado por Alcateia	% Alcateia ocupada pelo EE-LAT
ZE01	LAT - RN13420	Milhão	584,38	12,39	7,44
	LAT - RN13420	Penacal	120,02	2,54	1,53
	SE - RN13420	Milhão	955,30	31,66	12,16

<sup>32</sup> Pimenta V, Barroso I, Álvares F, Correia J, Ferrão da Costa G, Moreira L, Nascimento J, Petrucci-Fonseca F, Roque S. & Santos E (2005). *Situação Populacional do Lobo em Portugal: resultados do Censo Nacional 2002/2003*. Relatório Técnico. Instituto da Conservação da Natureza/ Grupo Lobo. Lisboa.

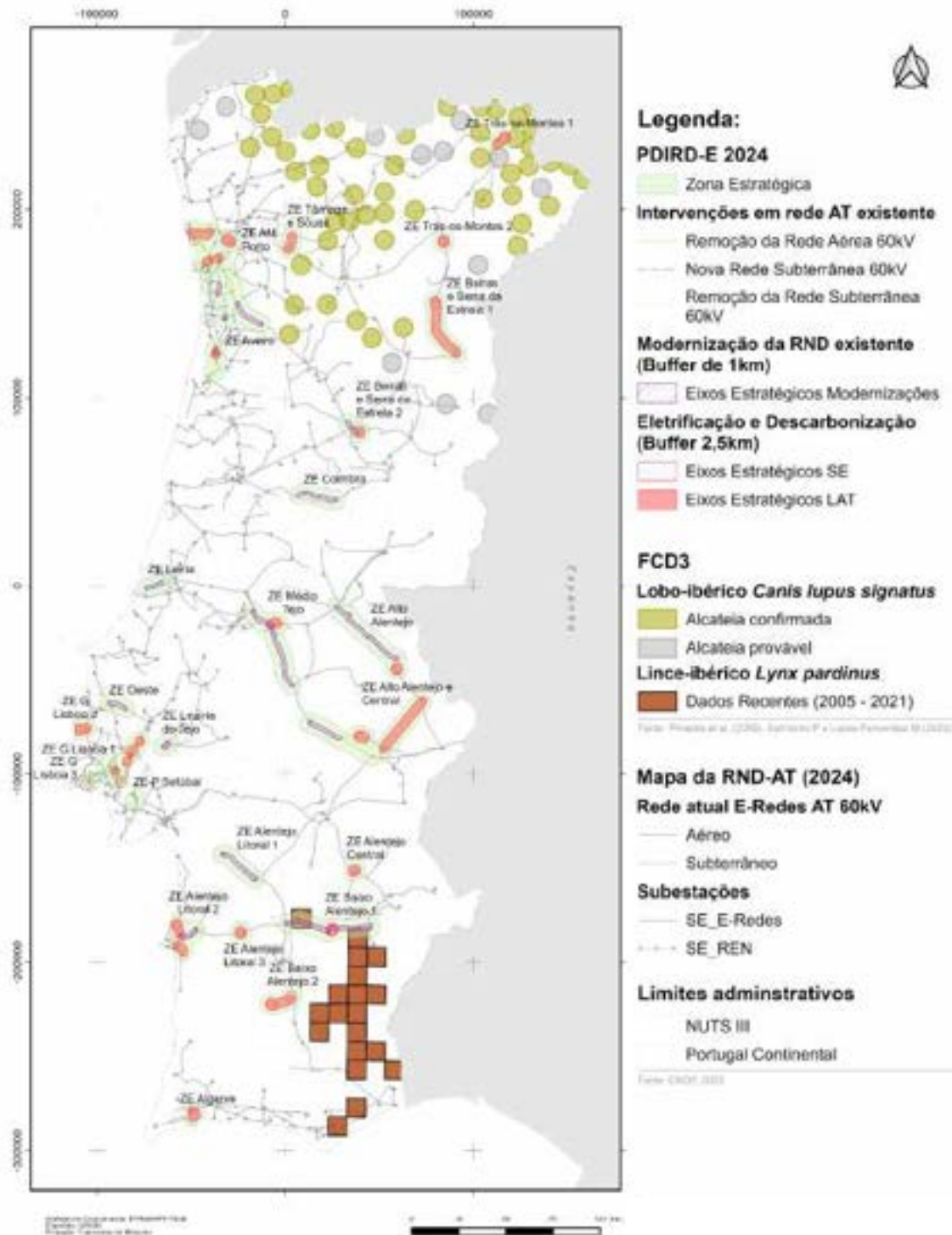


Figura 47 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas com importância para lobo ibérico e/ou lince ibérico. Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2022/2023, Pimenta et al. (2005), Sarmento & Lopes-Fernandes (2023)<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Sarmento P & Lopes-Fernandes M (2023). Lynx pardinus lince-ibérico. In Mathias ML (coord.), Fonseca C, Rodrigues L, Grilo C, Lopes-Fernandes M, Palmeirim JM, Santos-Reis M, Alves PC, Cabral JA, Ferreira M, Mira A, Eira C, Negrões N, Paupério J, Pita R, Rainho A, Rosalino LM, Tapisso JT & Vingada J (eds.): Livro Vermelho dos Mamíferos de Portugal Continental. FCiencias.ID, ICNF, Lisboa



Relativamente ao **Lince-ibérico** (*Lynx pardinus*), trata-se de uma espécie que se encontra categorizada como Em Perigo (segundo a revisão do Livro Vermelho dos Mamíferos de Portugal Continental; Mathias et al., 2023). A espécie é endémica da Península Ibérica e tem uma ocorrência histórica em Portugal nas regiões das serras da Malcata e de São Mamede, Vale do Sado, Moura-Barrancos, Vale do Guadiana e Algarve-Odemira. Segundo Sarmiento e Lopes-Fernandes (2023), a partir do final da década de 1990 não foram detetadas populações residentes em Portugal, e desde 2014 tem havido um incremento das populações, na sequência de um projeto de reintrodução.

A distribuição em Portugal está restrita ao Vale do Guadiana, em dois núcleos separados geograficamente, sem ocorrência de dispersão ou migração efetiva entre eles: um no concelho de Serpa, e outro que se estende desde a região central do Parque Natural do Vale do Guadiana (concelho de Mértola) até Odeleite (concelho de Castro Marim). Porém, os dados agora apresentados correspondem aos registos entre 2005 e 2021.

Devido à presença da espécie entre Ferreira do Alentejo e Serpa verifica-se que o Eixo Estratégico Modernização RS200419 (da ZE24) é parcialmente coincidente com duas quadrículas UTM 10 x 10 km com ocorrência de Lince-ibérico: NC81 e PC10 (Quadro 62).

Quadro 62 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com as áreas com importância para o lince ibérico

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Quadrícula UTM 10 x 10 km	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT em área de Lince (%)	% ALince ocupada pelo EE-LAT (%)
ZE20	RS200419	NC81	2 142,63	20,76	21,41
	RS200419	PC10	565,38	5,48	5,65

### Presença de geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico (buffer de 3 km) e de áreas de geoparques nos eixos estratégicos em avaliação (número)

Considera-se “geossítio”, um elemento do património geológico que constitua uma ocorrência de reconhecido valor científico. Pode, todavia, apresentar mais do que um tipo de importância, nomeadamente didática, cultural ou estética.

Mesmo estando considerados pelo Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade como valor natural, os geossítios não têm consagrado, a nível nacional, um regime específico de classificação. Realça-se, todavia, a proteção que decorre indiretamente da classificação como áreas protegidas, em particular na tipologia Monumento Natural da Rede Nacional de Áreas Protegidas, a qual visa assegurar com particular destaque a proteção de ocorrências notáveis do património geológico e a integridade das suas características, no contexto territorial onde se inserem.

Através de um protocolo estabelecido entre o ICNF, I.P. e a Universidade do Minho foram inventariados e disponibilizados os geossítios de importância nacional, no âmbito do projeto intitulado “Inventário Nacional de Geossítios”, liderado e disponibilizado por esta Universidade e financiado pela Fundação para a Ciência e Tecnologia, entre 2007 e 2011,

abrangendo o território continental e os arquipélagos da Madeira e Açores (<http://geossitios.progeo.pt/index.php>). Esta foi a informação considerada na análise, juntamente com as áreas consideradas como Geoparques Mundiais da UNESCO, que se apresenta sumariamente na Figura 48.

O Quadro 63 apresenta o número de geossítios e respetiva área de proteção (*buffer* de 3 km) potencialmente afetados pelos Eixos Estratégicos LAT em análise. Verifica-se que apenas 2 geossítios se encontram dentro das áreas dos Eixos Estratégicos LAT, nomeadamente os geossítios de Longroiva (concelho da Mêda) e de Nave Travessa (concelho de Seia), nas zonas estratégicas ZE08 e ZE09, respetivamente, ZE Beiras e Serra da Estrela 1 e 2. Quando se considera a área de proteção aos geossítios, o número de geossítios potencialmente afetados passa de 2 para 11, com maior predominância nos geossítios localizados na Serra da Estrela.

Quadro 63 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico (*buffer* de 3 km)

Zona Estratégica	Número de geossítios e designação		Número de geossítios ( <i>buffer</i> de 3 km) e designação	
ZE04	0	---	1	Afloramento de Sete Casais
ZE06	1	Longroiva	1	Longroiva
ZE07	1	Nave Travessa	3	Nave Travessa; Lagoa Comprida; Lagoacho/Covão do Urso
ZE17	0	---	1	Portalegre, cidade – Miradouro
ZE13	0	---	1	Intrusões da Praia de Ribeira d'Ilhas
ZE12	0	---	1	Bairro da Mata
ZE23	0	---	1	Falha de Deixa-o-Resto
ZE24	0	---	1	Mina a céu-aberto do Lousal
ZE20	0	---	1	Ofiólito de Beja-Acebuches
<b>Total</b>	<b>2</b>		<b>11</b>	

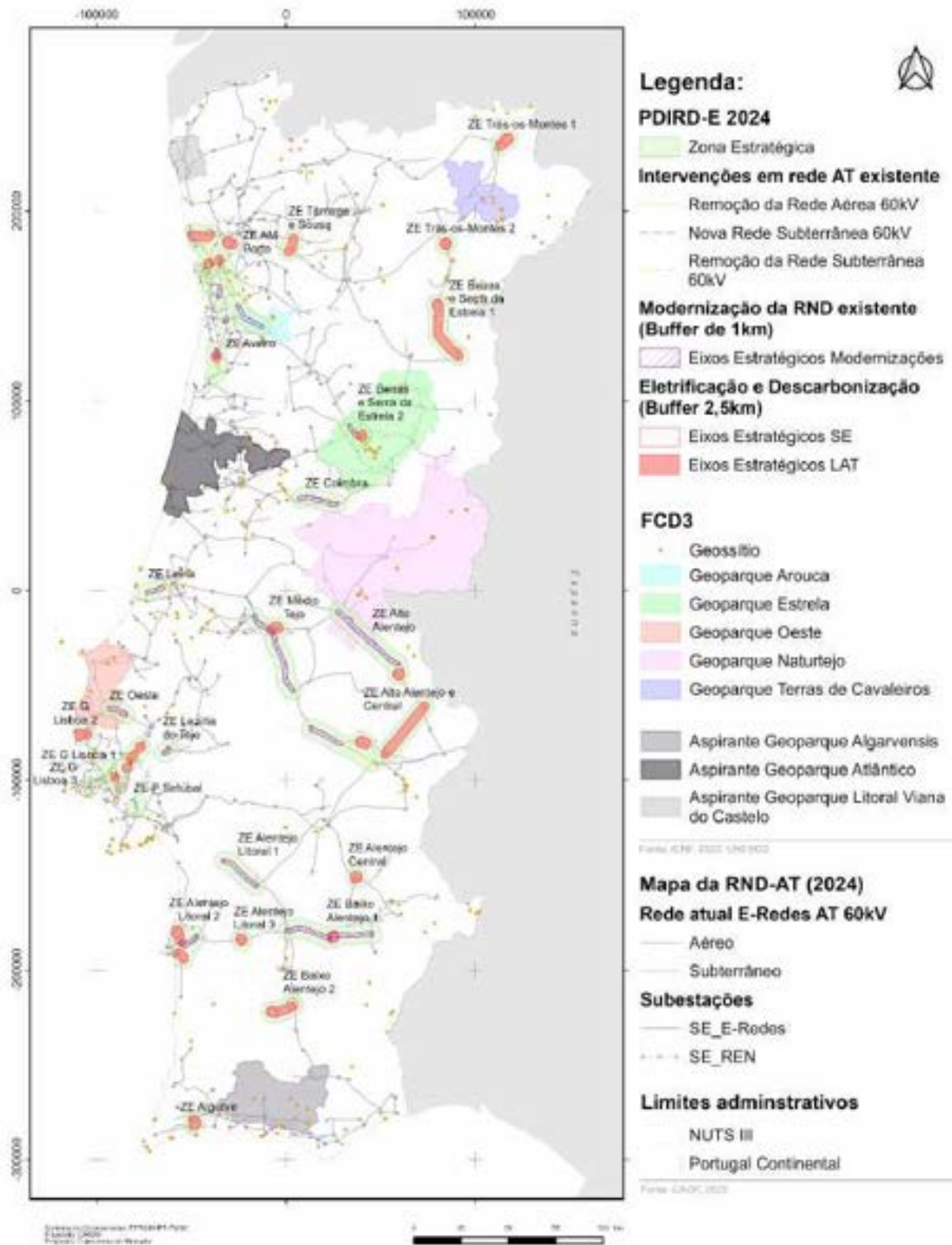


Figura 48 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com geossítios e áreas de geoparques.  
Fonte: GeoCATALOGO ICNF, 2022, UNESCO (2023)

O Quadro 64 apresenta a mesma análise que o quadro anterior, mas tendo em conta os Eixos Estratégicos correspondentes à futura localização de novas subestações. Verifica-se que não existem geossítios referenciados nas áreas de estudo. Porém, aplicando a mesma distância de 3 km em redor, são 8 os geossítios que se encontram na proximidade das áreas de análise para a futura localização de novas subestações.

Quadro 64 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico (*buffer* de 3 km)

Zona Estratégica	Número de geossítios e designação		Número de geossítios ( <i>buffer</i> de 3 km) e designação	
ZE17	0	---	1	Portalegre, cidade – Miradouro
ZE13	0	---	1	Intrusões da Praia de Ribeira d'Ilhas
ZE12	0	---	1	Arribas da frente ribeirinha do Tejo
ZE23	0	---	1	Falha de Deixa-o-Resto
ZE24	0	---	1	Mina a céu-aberto do Lousal
ZE20	0	---	1	Ofiólito de Beja-Acebuches
ZE25	0	---	2	Carso litoral da Ponta da Piedade, Ponta de João Arens e Carvoeiro; Luz de Lagos - Porto de Mós - Ponta da Piedade
<b>Total</b>	<b>0</b>		<b>8</b>	

Passando à análise dos EE de Modernização de linhas existentes, verifica-se que apenas um geossítio se encontra na área em estudo, denominado por Santa Luzia, no concelho de Pampilhosa da Serra (Quadro 65). À semelhança do já referido em relação aos EE-LAT e EE-SE, constata-se que, aplicando a mesma área de enquadramento de 3 km, são 4 os geossítios que se encontram na proximidade das áreas de análise.

Quadro 65 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com geossítios e respetivas áreas de enquadramento paisagístico (*buffer* de 3 km)

Zona Estratégica	Número de geossítios e designação		Número de geossítios ( <i>buffer</i> de 3 km) e designação	
ZE07	0	---	1	Nave Travessa
ZE08	1	Sta. Luzia	1	Sta. Luzia
ZE17	0	---	1	Portalegre, cidade - Miradouro
ZE20	0	---	1	Ofiólito de Beja-Acebuches
<b>Total</b>	<b>1</b>		<b>4</b>	

Fazendo uma análise similar para os Geoparques, verifica-se que apenas existe uma potencial interferência de um Eixo Estratégico LAT com uma área classificada, nomeadamente com o Geoparque da Estrela. Essa interferência é total, visto que a totalidade da área do EE se encontra inserida no Geoparque. No entanto, a área em estudo apenas representa pouco mais de 1% do Geoparque (Quadro 66).

Quadro 66 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com áreas de Geoparque

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Geoparque	Área do Geoparque (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-LAT em Geoparque (%)	% AGeoparque ocupada pelo EE-LAT
ZE07	RM200436	Estrela	229 440,91	2 576,62	100,00	1,14

Por último, verifica-se que, ao analisar o Quadro 67, que somente 3 EE de Modernização das Linhas Existentes em análise são coincidentes com áreas de Geoparques, nomeadamente Arouca, Estrela e Naturtejo. Apenas o EE da ZE09 se insere totalmente no Geoparque da Estrela (apesar de nem corresponder a 1% da área classificada). Já os dois EE restantes, apesar de terem uma área de sobreposição maior, não estão totalmente inseridos nestas áreas classificadas. No entanto, verifica-se que o EE da Zona Estratégica da Área Metropolitana do Porto (ZE06) corresponde a mais de 8% do Geoparque de Arouca, totalizando mais de 2 700 ha (Quadro 67).

Quadro 67 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com áreas de Geoparque

Zona Estratégica	Eixo Estratégico	Geoparque	Área do Geoparque (ha)	Área de sobreposição (ha)	% EE-Mod em Geoparque (%)	% AGeoparque ocupada pelo EE Mod
ZE06	RP240408	Arouca	32 910,39	2 714,31	71,80	8,25
ZE04	RM240217; RM200436	Estrela	226 039,83	1 761,97	100,00	0,78
ZE11	RT240164	Oeste	86 220,74	1 327	60,73	1,54
ZE17	RT200482	Naturtejo	506 885,00	5 593,01	62,07	1,10

### Síntese da avaliação do indicador C3.1.1

Em termos globais, tendo presente todas as áreas classificadas interseccionadas pelos EE em avaliação, verifica-se que a maioria dos EE se encontra fora das áreas protegidas ou sensíveis para as espécies analisadas.

As zonas de maior conflito correspondem aos EE coincidentes com o Parque Natural da Serra da Estrela e com a Reserva Natural das Lagoas de Santo André e da Sancha, assim como os EE que apresentam sobreposições consideráveis com as Zonas Especiais de Conservação de Samil e do Estuário do Tejo e com a Zona de Proteção Especial de Castro Verde.

Relativamente à avifauna, é de notar que os EE associados à costa atlântica apresentam uma coincidência espacial com áreas críticas e muito críticas para aves aquáticas, em especial nas ZE Aveiro (ZE07), Grande Lisboa 2 (ZE17) e Alentejo Litoral 2 (ZE22). O mesmo fenómeno sucede na proximidade de Castro Verde, com a definição de uma área muito crítica para aves estepárias, que é coincidente com alguns EE da ZE Baixo Alentejo 2 (ZE25).

Já a análise para os mamíferos analisados (grupo dos quirópteros, Lobo-ibérico e Lince-ibérico) mostram interseções menos relevantes com os EE. Porém, as áreas analisadas para

Lobo-ibérico e Lince-ibérico correspondem a dados históricos, existindo a necessidade de uma reavaliação após a publicação de dados recentes e atualizados de ambas as espécies.

A definição dos Projetos, dentro de cada Eixo Estratégico, será realizada numa fase posterior e deverá ter em conta potenciais interações das infraestruturas com o património natural existente, bem como de todas as áreas classificadas e sensíveis aqui identificadas e seguir as Diretrizes de Planeamento e Gestão incluídas neste documento (6.5.4).

*C3.1.2 - Extensão (km) de linhas aéreas em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves:*

- *desmontadas*
- *corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção*

Com base nos dados disponibilizados pela E-REDES, atualmente, a rede nacional de distribuição de eletricidade é constituída por 9 123 km de Linhas Aéreas de Alta Tensão e 592 km de Linhas Subterrâneas de Alta Tensão. A concretização dos investimentos propostos no PDIRD-E 2024 induzirão a expansão da atual rede que passará a contar com 9 233 km de rede aérea e 681 km de rede subterrânea, gerando um aumento pouco expressivo na rede aérea (1,21%, correspondente a 110 km), sendo um pouco maior na rede subterrânea (aumento 15%, referente a 89 km), como se pode verificar no Quadro 68.

Todavia, ao analisar, de forma mais detalhada, a diferença da **extensão de linhas em áreas protegidas**, constata-se que o aumento estimado é percentualmente menor, representando 0,70% da variação positiva na extensão de linhas aéreas (cerca de 8,9 km) e de 8,55% no caso das linhas subterrâneas, referentes a quase 1,5 km de novas linhas.

Assim, verifica-se que, apesar de existirem novas infraestruturas em áreas protegidas, estas têm cerca de metade da ocupação percentual, quando comparadas com as linhas atualmente presentes nas áreas protegidas.

Quadro 68 – Variação da extensão de linhas AT da RND, aéreas e subterrâneas, total e em áreas protegidas

Tipo de Linha	Extensão total (km)				Extensão dentro de áreas protegidas (km)			
	Situação		Variação		Situação		Variação	
	Atual	Futura	km	%	Atual	Futura	km	%
Aérea	9 123,00	9 233,46	110,46	+1,21	1 277,83	1 286,72	8,89	+0,70
Subterrânea	592,00	680,60	88,60	+14,97	17,32	18,80	1,48	+8,55
Total	9 715,00	9 914,05	199,05	2,05	1 295,15	1 305,52	10,37	0,80

Focando mais diretamente no conceito associado a este indicador, que privilegia a eficácia dos investimentos previstos no que toca à melhoria do desempenho ambiental em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves, e atendendo à avaliação já efetuada para o indicador C3.1.1, constata-se que os Eixos Estratégicos associados aos investimentos previstos no PDIRD-E 2024 se encontram maioritariamente fora das áreas protegidas e de outras áreas sensíveis para aves.

Tendo em consideração as informações disponíveis e citadas no critério anterior (C3.1.1), foram identificados dois grupos distintos (por vezes coincidentes) de áreas importantes para aves



no território continental português: Zonas de Proteção Especial (ZPE), que correspondem a áreas definidas na Rede Natura específicas para esta classe de vertebrados e que estão ligadas à Diretiva Aves; e o conjunto de Áreas Críticas e Muito Críticas para aves, identificadas pelo ICNF, e que resultam da ocupação dos diferentes grupos de aves (rapinas, aquáticas, estepárias, e outras) com base nos locais de nidificação, de passagem e de alimentação.

Os investimentos associados à desmontagem de LAT, correspondem, quase na sua totalidade, a zonas não inseridas em ZPE ou em Áreas Críticas ou Muito Críticas para Aves. As exceções correspondem a duas LAT nas Zonas Estratégicas de Aveiro (ZE07) e do Baixo Alentejo 1 (ZE20) identificadas no Quadro 68.

Verifica-se que a LAT a ser removida na ZE Baixo Alentejo 1 é de reduzida dimensão, e que apenas corresponde a aproximadamente 200 m dentro de uma Área Muito Crítica para Aves Estepárias. No entanto, a desmontagem da LAT localizada na ZE Aveiro, pela proximidade à ria de Aveiro, encontra-se cumulativamente inserida na ZPE homónima e nas Áreas Críticas e Muito Críticas para Aves Aquáticas, representando cerca de 50% da área dentro da Área Muito Crítica para Aves Aquáticas (totalizando 5,6 km de infraestrutura a desmontar numa área importante para aves).

Por outro lado, analisando a proporção das **linhas que têm dispositivos de proteção da avifauna**, e que se apresenta no Quadro 69 verifica-se que os valores (absolutos e relativos) são bastante mais expressivos dentro das Áreas Sensíveis para a avifauna (utilizou-se o conjunto das Áreas Críticas e Muito Críticas para Avifauna), pois representam cerca de 228 km em 650 km dentro do universo de áreas sensíveis (Quadro 69). Fora dessas áreas, o valor é mais reduzido, pois corresponde a aproximadamente 138 km corrigidos em 8 474 km de linhas que se situam fora das áreas sensíveis.

Quadro 69 - Extensão (km) de linhas aéreas com dispositivos sinalizadores, relativamente às Áreas Críticas e Muito Críticas para a Avifauna (ACMCA)

Tipo de Dispositivo	Extensão das LAT (km)		
	Dentro ACMCA	Fora ACMCA	Total
Espiraís simples (FT01-AVF)	26,13	---	26,13
Espiraís duplas (FT04-AVF)	38,11	6,66	44,78
Manga modelo1 (antiga) (FT05A-AVF)	---	28,50	28,50
Manga modelo1 (antiga), <i>Firefly</i> Tipo Rotativo (FT05A-AVF, FT22-AVF)	5,25	---	5,25
Solução combinada (FT05D-AVF)	0,49	47,04	47,53
Solução combinada, Espiraís duplas (FT05D-AVF, FT04-AVF)	2,24	---	2,24
Solução combinada, <i>Firefly</i> Tipo Rotativo (FT05D-AVF, FT22-AVF)	10,63	---	10,63
Solução combinada, <i>Firefly</i> Tipo Fitas (FT05D-AVF, FT23-AVF)	21,67	---	21,67
Equipamentos <i>Derancourt</i> (FT06D-AVF)	0,17	8,24	8,42
Equipamentos <i>Derancourt</i> , Espiraís simples (FT06D-AVF, FT01-AVF)	40,30	40,95	81,26
Equipamentos <i>Derancourt</i> , Espiraís duplas (FT06D-AVF, FT04-AVF)	11,26	---	11,26

Tipo de Dispositivo	Extensão das LAT (km)		
	Dentro ACMCA	Fora ACMCA	Total
Equipamentos <i>Derancourt, Firefly</i> Tipo Rotativo (FT06D-AVF, FT22-AVF)	7,52	---	7,52
Equipamentos <i>Derancourt, Firefly</i> Tipo Fitas (FT06D-AVF, FT23-AVF)	9,49	4,14	13,63
<i>Firefly</i> Tipo Rotativo (FT22-AVF)	41,67	---	41,67
<i>Firefly</i> Tipo Fitas (FT23-AVF)	12,61	---	12,61
Cabo Isolado (TREE WIRE)	---	2,29	2,29
Extensão total das linhas que têm dispositivos	227,56	137,83	365,39
Extensão total atual das linhas	649,32	8473,68	9123,00
Porcentagem das linhas que têm dispositivos	35,05	1,63	4,01

Na fase de definição de projeto propõe-se que seja feita uma avaliação, com o apoio de Sistema de Informação Geográfica, por forma a apurar quais os locais em que é necessário proceder à instalação adequada de dispositivos de proteção da avifauna.

### C3.1.3 - Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas

- em áreas com estatuto de conservação reconhecido
- em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves

O Quadro 68, apresentado no critério anterior, contém a informação relativa à variação da extensão das linhas da RND, tendo em conta a situação atual e o período de implementação do PDIRD-E 2024. Porém, por forma a avaliar qual a tipologia de linhas e de áreas protegidas em que existe essa variação, é apresentada no [Anexo VII](#) uma síntese comparativa.

No caso da *Rede Nacional de Áreas Protegidas*, serão retiradas 3,40 km na Paisagem Protegida Regional do Parque das Serras do Porto e cerca de 1 km no Parque Natural da Serra da Estrela. Apesar do valor não ser elevado, em termos percentuais é bastante relevante e, no primeiro caso, representa mais de 44% da extensão das infraestruturas aéreas (Quadro 68-a do [Anexo VII](#)). Não se prevê que as restantes infraestruturas que se encontram inseridas na RNAP tenham alteração.

Um fenómeno similar sucede ao analisar as *Zonas Especiais de Conservação* (Quadro 68-b do [Anexo VII](#)), onde se nota que, para quase todas as ZEC, não ocorre variação percentual da extensão de linhas. Contudo, três das ZEC apresentam uma redução da extensão de linhas aéreas: Ria de Aveiro (3,37 km); Serra da Estrela (cerca de 1 km); e Valongo (menos 1,5 km de linha elétrica).

O Quadro 68-c do [Anexo VII](#) apresenta a variação da extensão global de linhas aéreas nas *Zonas de Proteção Especial* no território continental. Verifica-se que está prevista a remoção de 3,35 km de infraestruturas aéreas existentes na ZPE da Ria de Aveiro (menos 14% do total). Em sentido contrário, por não existir atualmente qualquer LAT na ZPE de Castro Verde, prevê-se a colocação de cerca de 40 m de LAT subterrânea. Em síntese, não se antecipa a ocorrência de perturbação adicional à avifauna, pois não está previsto o aumento da extensão de linhas em locais onde, eventualmente, possam suceder fenómenos de colisão e eletrocussão.



Nas *Reservas de Castro Verde e da Meseta Ibérica (Reservas da Biosfera)* está prevista a colocação de novas LAT (Quadro 68-d do Anexo VII) que representam um aumento de, respetivamente, 5,9 km e de 10,8 km. A enorme superfície destas duas Reservas da Biosfera e a sua localização (abrangendo um território considerável no Baixo Alentejo e em Trás-os-Montes) explicam essa variação negativa, visto que qualquer intervenção no território localizar-se-á dentro destas áreas classificadas.

Por outro lado, confirma-se que não estão previstas variações na extensão de linhas aéreas da RND, tanto nos *Sítios Ramsar*, como nas *Reservas Biogenéticas* (Quadro 68-e e Quadro 68-f do Anexo VII).

Relativamente aos *Geoparques*, o Quadro 68-f do Anexo VII sintetiza as diferenças, verificando-se que no Geoparque Estrela está prevista a remoção de aproximadamente 3 km de LAT aéreas, e da colocação de 1 km de linhas subterrâneas, evitando fenómenos de mortalidade por colisão ou eletrocussão com linhas aéreas.

Por último, analisou-se a variação das infraestruturas nas *áreas críticas e muito críticas para a avifauna*, comparando a situação atual e futura (com a aplicação do PDIRD-E 2024). Pela análise do Quadro 70 é notório que também existirá um aumento das infraestruturas nas áreas importantes para aves. Porém, ao contrário do que sucede na análise às áreas protegidas, para as áreas críticas e muito críticas para a avifauna, o valor percentual é superior nas LAT aéreas (2,61%, representando 17 km de novas linhas em áreas sensíveis) quando comparado com o aumento total de LAT (1,21%, referentes a 110 km de troços aéreos).

Quadro 70 – Variação da extensão total de linhas da RND e da extensão de linhas da RND dentro de Áreas Críticas ou Muito Críticas para Aves

Tipo de Linha	Extensão total (km)				Extensão de linha em áreas críticas e muito críticas para a avifauna (km)			
	Situação		Variação		Situação		Variação	
	Atual	Futura	km	%	Atual	Futura	km	%
Aérea	9 123,00	9 233,46	110,46	1,21	649,32	666,28	16,95	2,61
Subterrânea	592,00	680,60	88,60	14,97	23,10	25,33	2,22	9,61
<b>Total</b>	<b>9 715,00</b>	<b>9 914,05</b>	<b>199,05</b>	<b>2,05</b>	<b>672,43</b>	<b>691,60</b>	<b>19,18</b>	<b>2,85</b>

### C3.2 - Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural

Destina-se a avaliar os efeitos da implementação do Plano ao nível das áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.

No Anexo VIII – Informação numérica complementar poderá ser consultada informação mais detalhada sobre esta análise.

### C3.2.1 - Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico

- em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial
- em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido
- em áreas de paisagem com reconhecida importância

#### **Áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial**

Na identificação dos valores patrimoniais arquitetónicos e arqueológicos de relevância na região em estudo recorreu-se aos elementos disponibilizados pelo PATRIMÓNIO CULTURAL, I.P. (Figura 49) sobre o património classificado e inventariado.

Pretendeu-se identificar, através da análise atualizada dos sítios e estruturas de valor científico/patrimonial, imóveis classificados e zonas de proteção definidas por lei (analisadas no indicador seguinte), as áreas que possam estar integradas nos eixos estratégicos em estudo e, como tal, resultar em potenciais condicionantes para a elaboração dos projetos de futuras linhas elétricas.

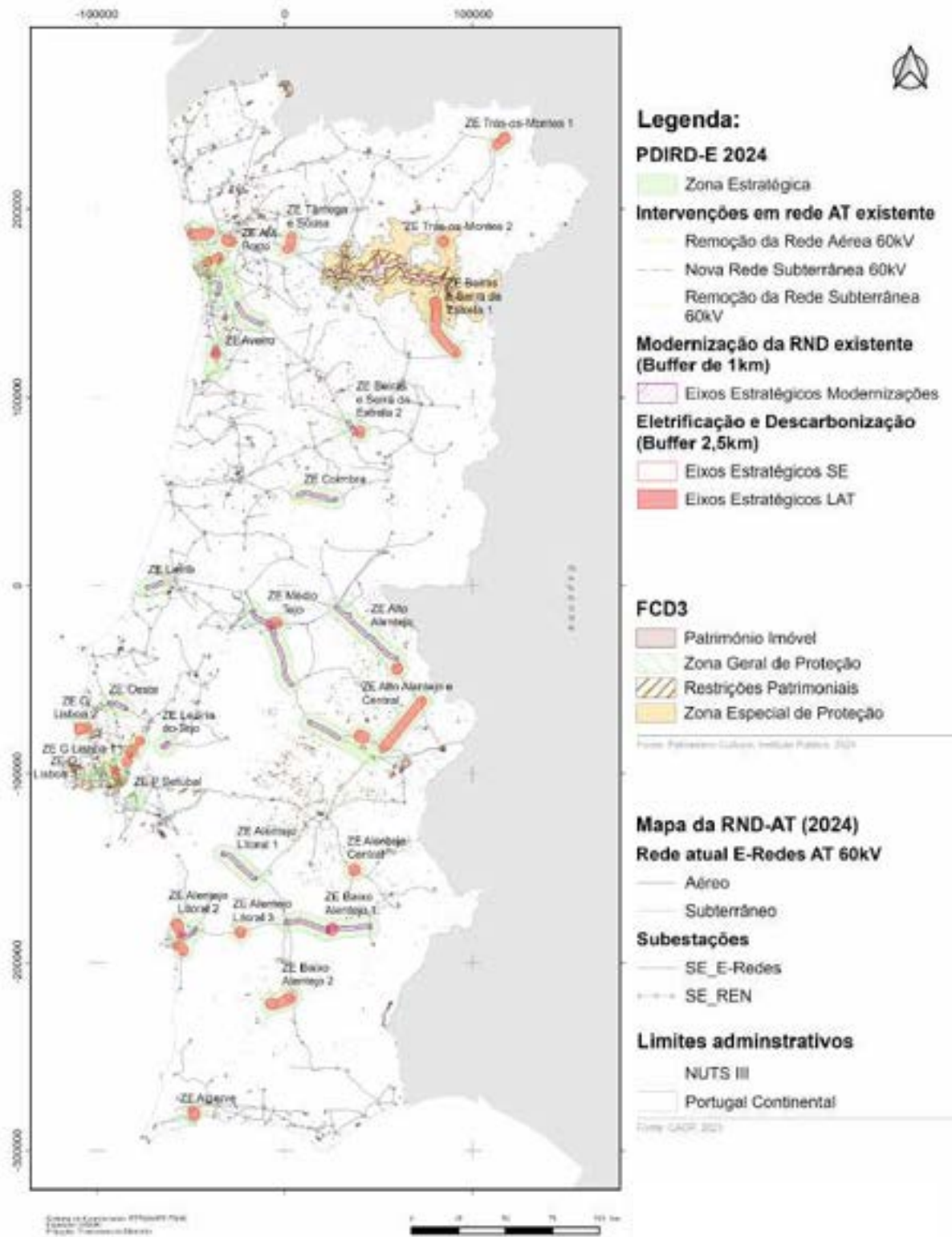


Figura 49 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com património classificado e inventariado.  
Fonte: Património Cultural, IP, 2024

Relativamente à implantação de novas linhas aéreas, pode-se observar no Quadro 71 um resumo da análise efetuada aos Eixos Estratégicos, agregada por Zonas Estratégicas com a identificação do número de ocorrências interferidas. No Quadro 71-a incluído no Anexo VII, poderá ser consultada mais informação. Verifica-se que, ao nível das novas linhas a implementar, existem 191 interferências com património classificado ou em vias de classificação. A região da Grande Lisboa é aquela onde se esperam mais interferências.

Quadro 71 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com Património Classificado

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Património Imóvel - Situação		Total
		Classificado (nº)	Em vias de Classificação (nº)	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	7	0	7
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1	0	1
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	4	0	4
ZE AM Porto	RP13185	17	2	19
	RP200511	9	2	11
	RP240AAA	4	0	4
ZE Aveiro	RP200420	1	0	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	13	2	15
ZE Médio Tejo	RT200487	6	0	6
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	18	7	25
	RL200835; RL240AAA	26	0	26
	RL240BBB; RL240AAA	3	0	3
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	9	1	10
ZE Alto Alentejo	RT200482	1	6	7
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4	2	6
	RT200481	6	14	20
ZE Alentejo Central	RS200424	3	1	4
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	15	1	16
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	3	0	3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	0	1	1
ZE Algarve	RS181749	2	0	2
<b>Total</b>		<b>152</b>	<b>39</b>	<b>191</b>

Na Grande Lisboa identificam-se 64 potenciais interferências com elementos patrimoniais classificados ou em vias de classificação, com destaque para a ZE Grande Lisboa 1, onde se identificam interferências com 54 ocorrências, maioritariamente, já classificadas.

Alguns deste elementos estão classificados como Monumentos Nacionais, como sejam vários elementos associados à chamada “Linha de Torres” (alguns totalmente integrados nos eixos RL200835 e RL240AAA, outros apenas parcialmente – ver Quadro X1 em Anexo), o Mosteiro de Odivelas (integrado muito parcialmente nos Eixos Estratégicos RL11057 e RL200829, mas ocupando menos de 0,01% desses Eixos), o Memorial de Odivelas (muito parcialmente integrado nos Eixos Estratégicos RL11057 e RL200829, mas ocupando uma área insignificante dos mesmos), o Cruzeiro das Laranjeiras (muito parcialmente integrado nos Eixos Estratégicos RL11057 e RL200829, mas ocupando uma área insignificante dos

mesmos), a Capela-mor e sepultura da Infanta D. Maria, filha do rei D. Manuel I na Igreja da Luz (muito parcialmente integrado nos Eixos Estratégicos RL11057 e RL200829, mas ocupando uma área insignificante dos mesmos) e o Edifício do Posto de Comando do Movimento das Forças Armadas (MFA) (muito parcialmente integrado nos Eixos Estratégicos RL11057 e RL200829, mas ocupando uma área insignificante dos mesmos).

Também na área do Grande Porto, e especificamente considerando Zona Estratégica AM Porto, identificam-se também interferências potenciais com 34 elementos patrimoniais classificados ou em via de classificação. Destacam-se o Pelourinho de Vila do Conde (com uma área praticamente insignificante integrada no Eixo Estratégico RP13185 e ocupando uma área sem significado no eixo), a Igreja de Azurara com uma área praticamente insignificante integrada no Eixo Estratégico RP13185 e ocupando uma área sem significado no eixo), a Igreja de Santa Clara (com uma área praticamente insignificante integrada no Eixo Estratégico RP13185 e ocupando uma área sem significado no eixo), a Igreja Matriz de Vila do Conde com uma área praticamente insignificante integrada no Eixo Estratégico RP13185 e ocupando uma área sem significado no eixo), o Castro do Monte Padrão (27,88% integrado no Eixo RP12185, mas ocupando apenas 0,28% do mesmo), o Cruzeiro de Leça do Balio (com ocupação negligenciável no Eixo RP200511) e o Mosteiro de Leça do Balio (com cerca de 1% integrado no Eixo Estratégico RP200511, mas ocupando menos de 0,01% desse Eixo), todos classificados como Monumento Nacional.

As diferentes Zonas Estratégicas localizadas no Alentejo apresentam-se, também, relevantes na análise das possíveis interferências com o património classificado e em vias de classificação. Efetivamente, no total das Zonas Estratégicas do Alentejo são identificados 72 elementos com relevância patrimonial. Também nestas Zonas Estratégicas, ao nível dos diferentes Eixos estudados, não se identificam situações em que a área ocupada pelas ocorrências, deixem antecipar preocupações com o desenvolvimento futuro dos projetos.

Verifica-se, portanto, que independentemente das várias ocorrências identificadas, as percentagens de ocupação que as mesmas apresentam relativamente aos Eixos Estratégicos, permitem esperar que possa existir uma boa compatibilização dos mesmos com os valores patrimoniais.

Para a análise dos Eixos Estratégicos – Subestações, apresenta o resumo das interferências esperadas, no Quadro 72 (e Quadro 72-a, no [Anexo VII](#)).

Da análise feita volta a constatar-se que a Zona Estratégica com maior número de ocorrências é a de Grande Lisboa 1. Efetivamente, nesta Zona Estratégica identifica-se a interferência com 258 elementos patrimoniais classificados ou em vias de classificação.

Quadro 72 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com Património Classificado

Zona Estratégica	Nome (SE)	Património Imóvel - Situação		Total
		Classificado (n°)	Em vias de Classificação (n°)	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	8	0	8
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1	0	1
ZE AM Porto	RP240AAA	2	1	3
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	1	0	1
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	228	30	258
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	10	1	11
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	13	8	21
ZE Alto Alentejo	RT200482	29	13	42
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4	2	6
ZE Alentejo Central	RS200424	3	1	4
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	15	1	16
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3	0	3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	0	1	1
ZE Algarve	RS181749	3	0	3
<b>Total</b>		<b>320</b>	<b>58</b>	<b>378</b>

No âmbito dos que estão classificados como Monumento Nacional, destacam-se o Jardim Botânico de Lisboa (com uma área de 100% abrangida pelo Eixo Estratégico GL06061, mas a ocupar menos de 0,2% do Eixo Estratégico), a Capela do Paço da Bemposta (com uma área de praticamente 100% abrangida pelo Eixo Estratégico GL06061, mas a ocupar menos de 0,01% do Eixo Estratégico), o Palácio de São Bento (com uma área de 100% abrangida pelo Eixo Estratégico GL06061, mas a ocupar menos de 0,09% do Eixo Estratégico), o Ascensor da Bica e meio urbano que o envolve (100% GL06061 e 0,04%), o Ascensor do Lavra e meio urbano que o envolve (100% GL06061 e 0,03%), a Basílica da Estrela (100% GL06061, 0,01%), o Castelo de São Jorge e resto das cercas de Lisboa (100% GL06061, 0,19%), o Chafariz da Esperança (100% GL06061, menos de 0,01%), o Convento da Graça (100% GL06061, menos de 0,04%), o Cruzeiro de Arroios (100% GL06061, menos 0,01%), a Igreja da Conceição Velha (100% Eixo Estratégico GL06061, mas a ocupar menos de 0,01%), o Portal principal da Igreja da Madalena (100% GL06061, menos de 0,01% do Eixo Estratégico), a Igreja da Madre de Deus (100% GL06061, menos de 0,01%), o Portal manuelino e galilé da Igreja de Chelas (100% GL06061, menos de 0,01%), a Igreja de Santa Catarina (100% GL06061, 0,01%), a Igreja de Santa Engrácia (100% GL06061, menos de 0,01%), as Sepulturas da Igreja de Santa Luzia (100% GL06061, menos de 0,01%), a Antiga Sacristia da Igreja de Santo Antão-o-Novo (100% GL06061, menos de 0,01%), a Igreja de Santo António de Lisboa e sacristia (100% GL06061, menos de 0,01%), a Igreja de Santo Estêvão (100% GL06061, menos de 0,01%), a Igreja de São Vicente de Fora (100% GL06061, 0,01%), as Lápides das Pedras Negras (100% GL06061, menos de 0,01%), o Padrão do Campo Pequeno (100% GL06061, menos de 0,01%), o Palácio Almada-Carvalhais (100% GL06061, menos de 0,01%), o Portal lateral dos antigos paços de São Cristóvão (100% GL06061, menos de 0,01%), o Pelourinho de Lisboa (100% GL06061, menos de 0,01%), a Praça do Comércio (100% GL06061, 0,25%), o Teatro Nacional de D. Maria II (100%



GL06061, 0,01%), o Teatro Nacional de São Carlos (100% GL06061, 0,01%), a Igreja do Sagrado Coração de Jesus (100% GL06061, 0,01%), o Portal da Capela de Nossa Senhora dos Remédios (100% GL06061, menos de 0,01%), o Núcleo Arqueológico da Rua dos Correiros (NARC) (100% GL06061, menos de 0,01%), a Casa de Brás de Albuquerque (casa dos Bicos), fachada (100% GL06061, menos de 0,01%), o Edifício-Sede e Parque da Fundação Calouste Gulbenkian (100% GL06061, 0,31%), o Antigo Convento dos Eremitas de São Paulo da Serra de Ossa ou de Jesus Cristo (Paulistas), incluindo a cerca (100% GL06061, 0,03%), o Ascensor da Glória e meio urbano que o envolve (100% GL06061, 0,06%), a Igreja do Menino de Deus (100% GL06061, menos de 0,01%), a Igreja de São Roque (100% GL06061, 0,01%), o Palácio dos Condes de Almada (100% GL06061, 0,01%), a Igreja do Carmo (ruínas) (100% GL06061, 0,01%), o Elevador do Carmo ou de Santa Justa (100% GL06061, menos de 0,01%), o Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados (100% GL06061, 0,11%), a Igreja de São Domingos (100% GL06061, 0,01%) e a Sé de Lisboa (100% GL06061, 0,021%), todos eles classificados como Monumentos Nacionais.

Como se pode verificar, esta intervenção GL06061 vai-se desenvolver numa área particularmente sensível do ponto de vista patrimonial. Importa, todavia, realçar que o elevado conhecimento que existe de todo o património em causa, não se espera que o desenvolvimento da intervenção possa antecipar afetações sensíveis. Mesmo assim, na ZE Grande Lisboa 1, a percentagem de eixos estratégicos interferidos por elementos patrimoniais é a maior, atingindo praticamente os 12%, o que implica cuidados especiais no futuro desenvolvimento dos projetos.

Outra Zona Estratégica com um elevado número de ocorrências patrimoniais é o Alto Alentejo. São identificadas 42 ocorrências, das quais se realçam aquelas com classificação como Monumento Nacional: as Janelas da casa da Rua de Azevedo Coutinho (com uma área de 98% abrangida pelo Eixo Estratégico RT200482, mas a ocupar menos de 0,01% do Eixo Estratégico), a Sé de Portalegre (com uma área de cerca de 100% abrangida pelo Eixo Estratégico RT200482, mas a ocupar menos de 0,01% do Eixo Estratégico), as Muralhas do Castelo de Portalegre (100% RT200482, menos de 0,03%), a Lápide do Município de Portalegre (100% RT200482, menos de 0,01%) e o Convento de Santa Clara (100% RT200482, menos de 0,01%).

Analisando os Eixos Estratégicos – Modernização, no Quadro 73 (e Quadro 73-a, no [Anexo VII](#)), apresentam-se as interferências existentes.

A Zona Estratégica Baixo Alentejo 1 é aquela com maior potencial de interferências com o património classificado e em classificação. Identificam-se 31 ocorrências dentro dos Eixos Estratégicos em análise, sendo de destacar a Área arqueológica da Quinta de Suratesta (com uma área de aproximadamente 80% abrangida pelo Eixo Estratégico RS200419, mas a ocupar menos de 0,08% do Eixo Estratégico), o Arco romano de Beja (100% RS200419, menos de 0,01% Estratégico), o Castelo de Beja, designadamente a Torre de Menagem (67% RS200419, menos de 0,01% Estratégico), a Ermida de Santo André (100% RS200419, menos de 0,01%), a Igreja da Misericórdia de Beja (100% RS200419, menos de 0,01% Estratégico), a Igreja de Nossa Senhora da Conceição (100% RS200419, menos de 0,01% Estratégico) o Hospital da Misericórdia de Beja (100% RS200419, menos de 0,01% Estratégico), o Pelourinho de Beja (100% RS200419, menos de 0,01% Estratégico) e a Igreja de Santo Amaro (100% RS200419, menos de 0,01% Estratégico), todos classificados como Monumentos Nacionais.

Verifica-se, portanto, que independentemente das várias ocorrências identificadas, as percentagens de ocupação que as mesmas apresentam relativamente aos Eixos Estratégicos, permitem antecipar uma boa compatibilização dos mesmos com os valores patrimoniais. Esta expectativa é ampliada pelo facto de as intervenções em análise corresponderem a modificações de projetos já existentes.

Quadro 73 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com Património Classificado

Zona Estratégica	Nome (Modernização)	Património Imóvel		Total
		Classificado (nº)	Em vias de Classificação (nº)	
ZE AM Porto	RP240400	3	0	3
	RP240408	1	0	1
	RP240EEE	3	0	3
ZE Aveiro	RP200420	1	0	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	17	0	17
ZE Oeste	RT240164	3	0	3
ZE Alto Alentejo	RT200482	2	8	10
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	1	0	1
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	28	3	31
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	5	1	6
<b>Total</b>		<b>64</b>	<b>12</b>	<b>76</b>

No âmbito da análise de potenciais interferências com o Património Classificado, da observação da Figura 49, conjugada com a análise apresentada no Quadro 74, constata-se que a área que as ocorrências patrimoniais e respetivas zonas de proteção representam dentro dos diferentes Eixos Estratégicos é muito reduzida e permite antecipar que não ocorram afetações sensíveis ou inevitáveis com os elementos patrimoniais.

Em fase subsequente de projeto, sempre que tal for relevante, será efetuada uma análise detalhada e submetido o respetivo projeto à apreciação das entidades competentes.



Quadro 74 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos com Património Classificado

Zona Estratégica	Área EE-LAT (ha)	Área Património Imóvel (ha)	% EE-LAT ocupada por Património Imóvel	Área EE-SE (ha)	Área Património Imóvel (ha)	% EE-SE ocupada por Património Imóvel	Área EE-MOD (ha)	Área Património Imóvel (ha)	% EE-MOD ocupada por Património Imóvel
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	1,51	0,03	3017,55	7,01	0,23	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	0	0	3018,04	0	0	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	1,56	0,03	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	57,96	0,38	3018,50	15,40	0,51	5860,59	44,08	0,75
ZE Aveiro	2044,26	0,01	0	0	0	0	1069,23	0,04	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	0,86	0	3018,09	0	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	0	0	0	0	0	1761,97	0,25	0,01
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	0	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	0	0
ZE Médio Tejo	4149,02	12,42	0	0	0	0	9503,43	0	0
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	9,13	0,42
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	115,68	1,27	2411,03	285,47	11,84	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	28,54	0,71	2691,87	63,91	2,37	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	93,71	3,92	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	1,56	0,07	3018,30	8,49	0,28	9011,09	1,06	0,01
ZE Alto Alentejo e Central	22079,42	2,79	0,01	4335,85	0,35	0,01	3953,92	0,39	0,01
ZE Alentejo Central	2327,46	0,52	0,02	3018,47	0,52	0,02	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	33,06	1,30	3018,52	37,68	1,25	10320,92	25,46	0,25
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	0,17	0	6037,13	0,17	0	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	0	0	3018,32	0	0	2447,93	8,64	0,35
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	0,05	0	3018,53	0,05	0	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	3,26	0,10	3017,56	3,34	0,11	0	0	0

No que se refere ao **património arqueológico**, identificou-se o número de ocorrências (Figura 50) e a densidade de ocorrências (Figura 51) dentro de cada Eixo Estratégico e a informação resultante foi agregada por zona estratégica.

Relativamente aos Eixos Estratégicos LAT, essa síntese consta no Quadro 75. A Zona Estratégica que apresenta um maior número de ocorrências arqueológicas é Beiras e Serra da Estrela 1, com 103 ocorrências, todas elas abrangidas pelo Eixo Estratégico RM200478. No entanto, e analisando a densidade de património dentro desse mesmo Eixo Estratégico, o valor identificado é bastante baixo (0,006 ocorrências por ha), o que deixa antever a possibilidade de desenvolver as intervenções planeadas, evitando afetações a este nível. O mesmo se pode referir para todos os Eixos Estratégicos em análise. O Eixo com maior densidade é o referente ao RS10103, localizado na Zona Estratégica do Baixo Alentejo 1, com uma densidade de 0,016 ocorrências por hectare.

Quadro 75 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – LAT com Património Arqueológico

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Área (ha)	Sítios Arqueológicos (nº)	Densidade (Sítios arqueológicos/ha)
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	41	0,009
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	6	0,003
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	14	0,003
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	26	0,004
	RP200511	2081,38	9	0,004
	RP200512	2140,11	12	0,006
	RP240AAA	3708,16	8	0,002
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	3	0,001
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	103	0,006
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	22	0,005
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	1936,87	19	0,010
	RL200835	1961,82	8	0,004
	RL200835; RL240AAA	3232,89	16	0,005
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	4	0,002
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	34	0,008
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	4	0,002
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3927,31	17	0,004
	RT200481	18152,11	78	0,004
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	2	0,001
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	40	0,016
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	14	0,002
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	4197,46	6	0,001
	RS200479	4718,50	1	0,000
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	1	0,000
ZE Algarve	RS181749	3132,80	26	0,008
<b>Total</b>			<b>514</b>	

Avaliação Ambiental Estratégica:  
Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

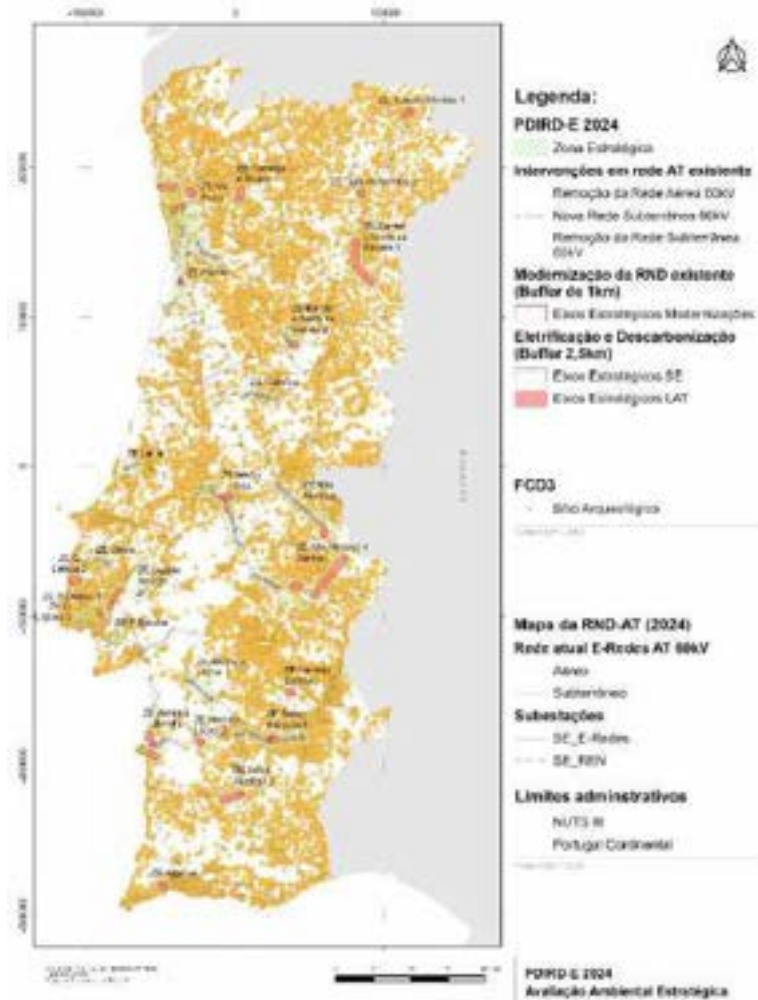


Figura 50 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com ocorrências arqueológicas. Fonte: Património Cultural, IP, 2024

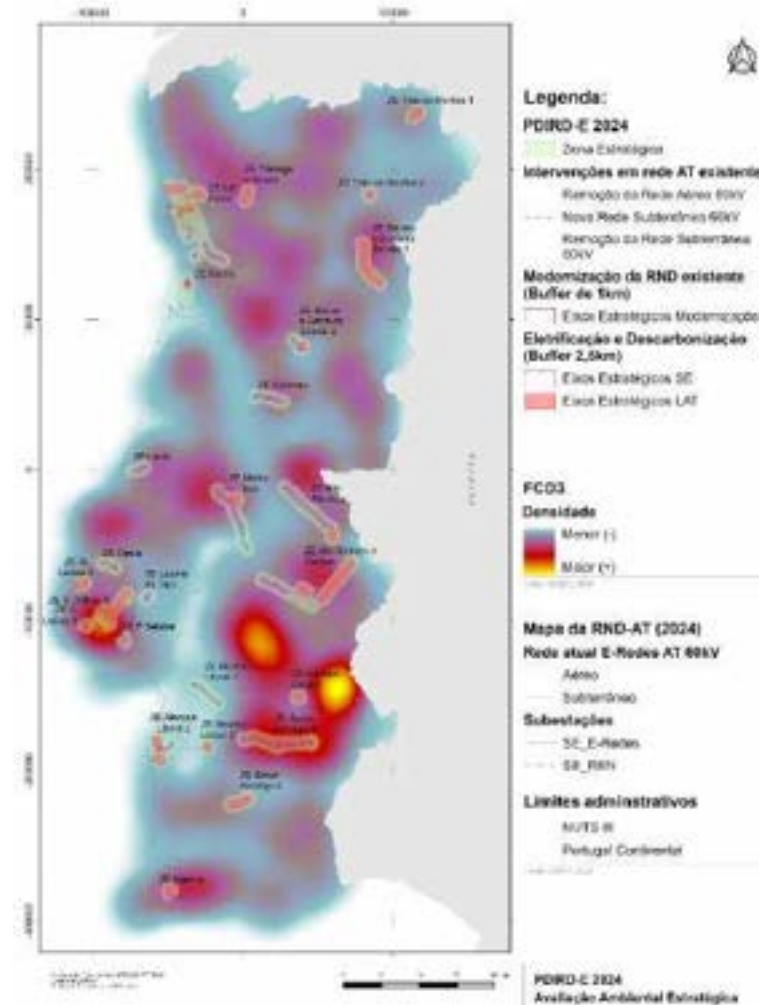


Figura 51 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com áreas de elevada concentração de ocorrências arqueológicas. Fonte: Património Cultural, IP, 2024

Foi efetuada uma análise equivalente para os Eixos Estratégicos Subestações, a análise apresenta-se no Quadro 76. É na Zona Estratégica de Grande Lisboa 1, que se identifica o maior número de sítios arqueológicos (328), associados ao Eixo Estratégico GL06061. Este valor corresponde a uma densidade de 0,136, maior densidade identificada ao nível de todas as análises. Isto implica um particular cuidado no desenvolvimento futuro desta intervenção.

Quadro 76 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – SE com Património Arqueológico

Zona Estratégica	Nome (SE)	Área (ha)	Sítios Arqueológicos (nº)	Densidade (Sítios arqueológicos/ha)
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	36	0,012
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	11	0,004
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	9	0,003
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	24	0,008
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	328	0,136
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	27	0,010
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	34	0,014
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	14	0,005
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	19	0,004
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	2	0,001
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	48	0,016
ZE Baixo Alentejo 2	RS200422	3018,56	3	0,001
	RS200423	3018,57	11	0,004
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	1	0,000
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	2	0,001
ZE Algarve	RS181749	3017,56	38	0,013
<b>Total</b>			<b>607</b>	

Por fim, ao nível dos Eixos Estratégicos Modernização (Quadro 77). Verifica-se que a Zona Estratégica com maior número de ocorrências é Baixo Alentejo 1, com 161 ocorrências associadas ao Eixo Estratégico RS200419. Mesmo neste caso, a densidade identificada é de 0,0156 ocorrências por hectare. Uma vez mais, estas densidades, associadas à tipologia de intervenções previstas, deixa antever a possibilidade de se desenvolverem as intervenções previstas sem que sejam esperadas afetações ao nível do património arqueológico.

Quadro 77 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos – Modernização com Património Arqueológico

Zona Estratégica	Nome (MOD)	Área (ha)	Sítios Arqueológicos (nº)	Densidade (Sítios arqueológicos/ha)
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	3	0,0021
	RP240408	3780,14	5	0,0013
	RP240EEE	621,03	4	0,0064
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	3	0,0017
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	26	0,0059
ZE Leiria	RT240165	2022,02	5	0,0025
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	15	0,0054
	RT240166	6720,05	13	0,0019
ZE Oeste	RT240164	2185,93	4	0,0018

Zona Estratégica	Nome (MOD)	Área (ha)	Sítios Arqueológicos (nº)	Densidade (Sítios arqueológicos/ha)
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	27	0,0030
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	9	0,0023
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	161	0,0156
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	3	0,0006
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	6	0,0025
<b>Total</b>			<b>284</b>	

### Síntese

Em termos globais, tendo presente todas as áreas classificadas intersetadas com os EE em avaliação, verifica-se que, na maioria dos EE, se identificam valores patrimoniais.

Dada a relevância de alguns desses valores e a sua dispersão territorial, em fases subsequentes de projeto, será necessário assegurar a devida compatibilização. De entre as Zonas Estratégicas analisadas, é na área da Grande Lisboa que se enquadram mais valores patrimoniais e onde as preocupações devem ser mais suportadas. As Zonas Estratégicas localizadas no Alentejo assumem, também, particular relevância. Importa, no entanto, reforçar, que da análise efetuada, se considera que os investimentos previstos poderão ser concretizados sem que se esperem situações de elevados conflitos.

### Áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido

A análise que se fez abrangeu, igualmente, as zonas de proteção aos elementos patrimoniais com interesse reconhecido. Avaliaram-se, assim, as interferências das diferentes intervenções em análise com as Zonas Especiais de Proteção (ZEP), as Zonas Gerais de Proteção e, também as zonas com Restrições estabelecidas, cuja representação se encontra na Figura 52.

Em relação às ZEP, no Quadro 78 (e Quadro 78-a, no [Anexo VII](#)) pode-se identificar o número de potenciais interferências associadas aos *Eixos Estratégicos - LAT*, de acordo com a zona estratégica em que estão inseridos. De facto, pode-se constatar que as áreas de ZEP que interferem com os Eixos Estratégicos em estudo, são bastante reduzidas. Mesmo assim e à semelhança do que já foi mencionado para o património classificado, é possível indicar a ZE Grande Lisboa 1 como aquela que mais interferências possui. Efetivamente registam-se 8 interferências com ZEP, em particular nos EE RL11057 e RL200829RL11057, os quais, no total da área dos Eixos Estratégicos, apresentam cerca de 3% em zona de ZEP. Importa, também, salientar na Zona Estratégica Trás-os-Montes 2, a interferência do Eixo Estratégico RN200920, que se desenvolve, integralmente na ZEP do Alto Douro Vinhateiro.

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

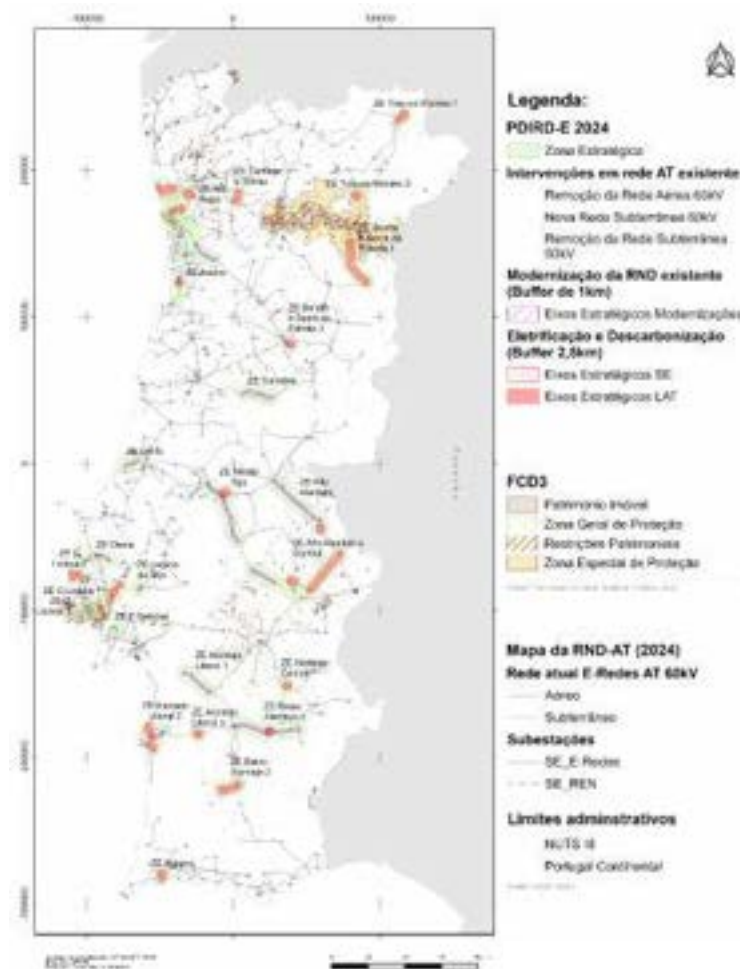


Figura 52 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com Património Classificado e em Vias de Classificação, ZEP, ZGP e zonas com Restrições. Fonte: Património Cultural, IP, 2024

Quadro 78 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos LAT com ZEP

Zona Estratégica	Nome (LAT)	ZEP (nº)
ZE Alentejo Central	RS200424	3
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	3
ZE AM Porto	RP13185	2
	RP200511	3
	RP240AAA	1
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	6
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	2
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	5
	RL200835; RL240AAA	2
	RL240BBB; RL240AAA	1
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2
ZE Médio Tejo	RT200487	1
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	2
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	1
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1
<b>Total</b>		<b>38</b>

Quadro 79 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos SE com ZEP

Zona Estratégica	Nome (SE)	ZEP (nº)
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	1
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	2
ZE Grande Lisboa 1	GLO6061	44
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	5
ZE Alto Alentejo	RT200482	1
ZE Alentejo Central	RS200424	3
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	6
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	2
<b>Total</b>		<b>67</b>



Analisando os *Eixos Estratégicos Subestações* (Quadro 79 e Quadro 79-a, no Anexo VII), as conclusões são, em tudo semelhantes. A Zona Estratégica Grande Lisboa 1 é a que mais interferências regista (44), apesar de as áreas de ZEP, efetivamente situadas no interior dos Eixos Estratégicos em estudo, serem bastante reduzidas. Realça-se, mesmo assim, para a ZEP conjunta dos imóveis classificados da Avenida da Liberdade e área envolvente, o Eixo GL06061 conterà no seu interior mais de 6% de ZEP, situação que determinará cuidados acrescidos aquando da futura definição do projeto. Importa, igualmente realçar, a ocupação integral pelos Eixos Estratégicos RN200920 (na Zona Estratégica Trás-os-Montes 2) e RM200478 (na Zona Estratégica Beiras e Serra da Estrela 1) da ZEP do Alto Douro Vinhateiro, o que implica algumas preocupações que devem ser, cuidadosamente, atendidas em fase posterior de elaboração do projeto.

Fazendo a mesma análise ao nível dos *Eixos Estratégicos Modernização*, os dados mais relevantes resumem-se no Quadro 80 (e Quadro 80-a, no Anexo VII). A Zona Estratégica com mais interferências é a do Baixo Alentejo 1, em que se identificam 8 sobreposições dos Eixos Estratégicos com a ZEP. Novamente, as áreas que são incluídas nos diferentes Eixos Estratégicos são muito reduzidas, o que deixa anteciper a possibilidade de se evitarem potenciais impactes na fase subsequente de projeto.

Quadro 80 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com ZEP

Zona Estratégica	Nome (Modernização)	Restrições (Nº)
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	1
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	3
ZE AM Porto	RP240400	1
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	8
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	1
<b>Total</b>		<b>14</b>

Relativamente às Zonas Gerais de Proteção (ZGP) a análise para os três diferentes tipos de Eixos Estratégicos é muito semelhante à já apresentada para as ZEP.

No que concerne aos Eixos Estratégicos LAT, a informação das potenciais interferências apresenta-se no Quadro 81 (e Quadro 81-a, no Anexo VII). A ZE Grande Lisboa 1 é a que regista maior número de potenciais interferências (33), embora as áreas dos Eixos Estratégicos efetivamente ocupados pelas ZGP sejam muito reduzidas e não deixem antever problemas de maior na fase subsequente de desenvolvimento dos projetos.

Quadro 81 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos LAT com ZGP

Zona Estratégica	Nome (LAT)	ZGP - Situação		Total
		Classificado (nº)	Em vias de Classificação (nº)	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	8	0	8
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1	0	1
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	3	0	3
ZE AM Porto	RP13185	14	1	15
	RP200511	3	0	3
	RP240AAA	3	0	3

Zona Estratégica	Nome (LAT)	ZGP - Situação		Total
		Classificado (n°)	Em vias de Classificação (n°)	
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	8	1	9
ZE Médio Tejo	RT200487	2	0	2
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	10	3	13
	RL200835; RL240AAA	18	0	18
	RL240BBB; RL240AAA	2	0	2
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	5	1	6
ZE Alto Alentejo	RT200482	2	2	4
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4	2	6
	RT200481	4	13	17
ZE Alentejo Central	RS200424	0	1	1
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	8	1	9
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	1	0	1
ZE Algarve	RS181749	2	0	2
<b>Total</b>		<b>98</b>	<b>25</b>	<b>123</b>

Ao nível dos Eixos Estratégicos Subestações, as interferências identificadas assumem maior expressão como se pode constatar no Quadro 82. A ZE Grande Lisboa 1 é a que regista maior número de potenciais interferências (149). Analisando a expressão das ZGP dentro de cada Eixo Estratégico, é possível verificar que a área ocupada nunca ultrapassa os 0,16% do EE, o que deixa antever a possibilidade do desenvolvimento de projetos sem impactes sensíveis ao nível do património classificado, na fase posterior de elaboração do projeto.

Quadro 82 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos SE com ZGP

Zona Estratégica	Nome (SE)	ZGP - Situação		Total
		Classificado (n°)	Em vias de Classificação (n°)	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	8	0	8
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1	0	1
ZE AM Porto	RP240AAA	2	0	2
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	1	0	1
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	132	17	149
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	5	1	6
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	4	0	4
ZE Alto Alentejo	RT200482	9	2	11
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4	2	6
ZE Alentejo Central	RS200424	0	1	1
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	8	1	9
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	1	0	1
ZE Algarve	RS181749	3	0	3
<b>Total</b>		<b>178</b>	<b>24</b>	<b>202</b>



No Quadro 83 resume-se a informação relevante para os Eixos Estratégicos Modernização. Globalmente, as interferências são reduzidas (40, ao nível de todos os Eixos Estratégicos estudados). A ZE Baixo Alentejo 1 é a que regista mais interferências (9), valor semelhante ao verificado para a ZE Beiras e Serra da Estrela 2. Observa-se que as áreas efetivamente ocupadas dentro dos Eixos Estratégicos são sempre muito reduzidas, não ultrapassando, em nenhum caso, 1% do total do Eixo; no caso, o Eixo Estratégico RP240EEE terá no seu interior 0,94% da ZGP do troço da estrada real Lisboa-Porto em Airas.

Quadro 83 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com ZGP

Zona Estratégica	Nome (Modernização)	ZGP		Total
		Classificado (nº)	Em vias de Classificação (nº)	
ZE AM Porto	RP240400	2	0	2
	RP240408	1	0	1
	RP240EEE	3	0	3
ZE Aveiro	RP200420	1	0	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	9	0	9
ZE Leiria	RT240165	1	0	1
ZE Oeste	RT240164	3	0	3
ZE Alto Alentejo	RT200482	2	6	8
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	7	2	9
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2	1	3
<b>Total</b>		<b>31</b>	<b>9</b>	<b>40</b>

Relativamente às zonas com Restrições estabelecidas não se esperam, igualmente, quaisquer afetações potenciais ao nível do património classificado.

Detalhando a avaliação ao nível da proximidade dos Eixos Estratégicos ao património classificado, fez-se uma análise adicional que passou pela consideração de um *buffer* de 1 km em torno dos elementos patrimoniais classificados e em vias de classificação, para identificar eventuais situações de maior sensibilidade. Nos quadros seguintes apresentam-se os resultados obtidos para os EE-LAT (Quadro 84), EE-SE (Quadro 85) e EE-Modernização (Quadro 86).

No que se refere aos EE-LAT, realça-se, a ZE Grande Lisboa 1, como aquela em cujo enquadramento se identificam mais ocorrências. Também ao nível da análise das novas SE, o mesmo se verifica e é possível notar que a Zona Estratégica com maior interferência é a Grande Lisboa 1, com 287 incidências.

Quadro 84 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos LAT com Património Classificado (*buffer* de 1 km)

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Património Imóvel		Total
		Classificado (nº)	Em vias de classificação (nº)	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	9	0	9
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1	0	1
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	14	1	15
ZE AM Porto	RP13185	20	2	22

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Património Imóvel		Total
		Classificado (nº)	Em vias de classificação (nº)	
	RP200511	12	4	16
	RP200512	2	0	2
	RP240AAA	6	1	7
ZE Aveiro	RP200420	1	0	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	15	3	18
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	9	0	9
ZE Médio Tejo	RT200487	44	0	44
	RL11057	30	7	37
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	35	0	35
	RL240BBB	7	1	8
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	14	1	15
ZE Alto Alentejo	RT200482	40	16	56
	RS200426	4	2	6
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	10	18	28
ZE Alentejo Central	RS200424	3	3	6
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	15	1	16
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3	0	3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	0	3	3
ZE Algarve	RS181749	4	0	4
<b>Total</b>		<b>298</b>	<b>63</b>	<b>361</b>

Quadro 85 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos SE com Património Classificado (buffer de 1 km)

Zona Estratégica	Nome (SE)	Património Imóvel		Total
		Classificado (nº)	Em vias de classificação (nº)	
ZE Alentejo Central	RS200424	3	4	7
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3	0	3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	0	4	4
ZE Algarve	RS181749	11	0	11
ZE Alto Alentejo	RT200482	43	18	61
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4	2	6
ZE AM Porto	RP240AAA	4	1	5
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	15	1	16
	RS200422	0	3	3
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3	0	3
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	1	0	1
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	253	34	287
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	11	1	12
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	19	8	27
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	9	0	9
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1	0	1
<b>Total</b>		<b>380</b>	<b>76</b>	<b>456</b>

No que se refere à análise do EE-Modernização, é na ZE Médio Tejo que se identificam as potenciais interferências mais elevadas. De novo, e como já se havia concluído da análise

anterior, não são esperadas situações de particular sensibilidade com o futuro desenvolvimento dos projetos.

Quadro 86 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos Modernização com Património Classificado (buffer de 1 km)

Zona Estratégica	Nome (Modernização)	Património Imóvel		Total
		Classificado (nº)	Em vias de classificação (nº)	
ZE AM Porto	RP240400	4	1	5
	RP240408	2	0	2
	RP240EEE	3	1	4
ZE Aveiro	RP200420	2	0	2
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	18	0	18
ZE Leiria	RT240165	1	0	1
ZE Médio Tejo	RT200487	3	0	3
	RT240166	41	1	42
ZE Oeste	RT240164	11	0	11
ZE Alto Alentejo	RT200482	7	20	27
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	1	3	4
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	30	8	38
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	9	1	10
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	9	1	10
<b>Total</b>		<b>141</b>	<b>36</b>	<b>177</b>

Pode ser consultada informação mais detalhada sobre este indicador no Anexo VII.

### Áreas de paisagem com reconhecida importância

Analisaram-se eventuais incidências dos investimentos propostos em áreas com valores paisagísticos de relevância internacional, nacional ou regional reconhecida.

Na Figura 53 encontram-se as paisagens de relevância internacional, nacional ou regional reconhecida que foram analisadas na presente AA e que incluem:

- Paisagem Cultural do Alto Douro Vinhateiro (UNESCO);
- Património Cultural do Conjunto dos sítios arqueológicos de Arte Rupestre do Vale do Côa (UNESCO)
- Paisagem Cultural de Sintra (UNESCO); e
- Património Agrícola Mundial do Barroso (FAO).

Apesar do seu elevado valor cénico, as áreas de paisagem protegida não foram consideradas nesta análise, uma vez que já fizeram parte dos indicadores avaliados na componente da biodiversidade (C3.1.1).

Da observação da Figura 53 verifica-se que das áreas com valores paisagísticos relevantes, reconhecidas a nível internacional, nacional ou regional, apenas a Paisagem Cultural de Alto Douro Vinhateiro e a área de Património Cultural do Conjunto dos sítios arqueológicos de Arte Rupestre do Vale do Côa (UNESCO), são abrangidas por projetos em análise.

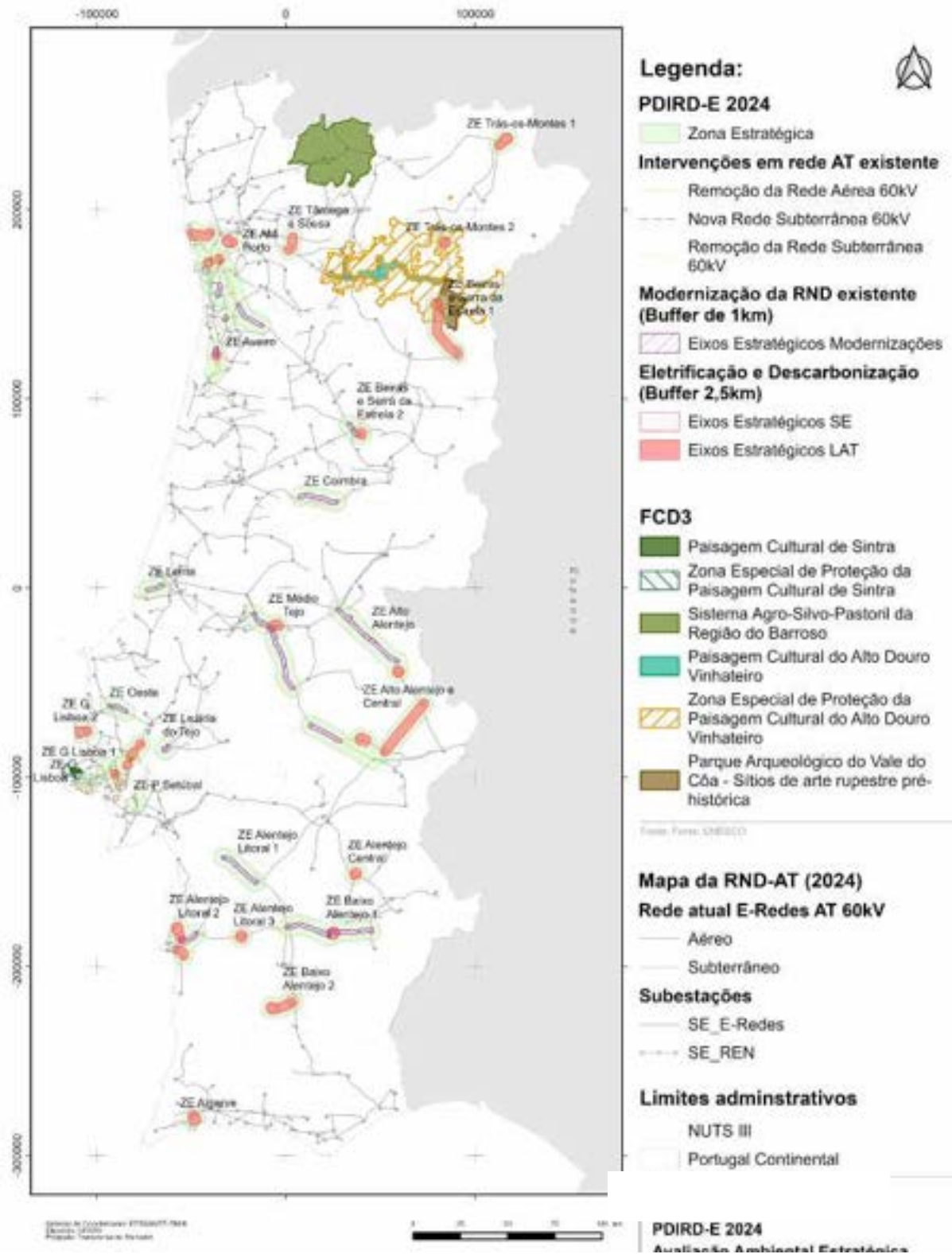


Figura 53 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com zonas de paisagens de relevância internacional, nacional ou regional reconhecida. Fonte: UNESCO, 2024

O Alto Douro Vinhateiro (ADV) corresponde à área mais representativa e mais bem conservada da Região Demarcada do Douro (RDD) que é a mais antiga região vitícola demarcada e regulamentada do mundo, com delimitações desde 1756. O ADV encontra-se classificado como Paisagem Cultural Evolutiva e Viva: “uma paisagem que conserva um papel social ativo na sociedade contemporânea, intimamente associado ao modo de vida tradicional e na qual o processo evolutivo continua. Ao mesmo tempo mostra provas manifestas da sua evolução ao longo do tempo” (UNESCO, 2011). O Aviso n.º 1570/2010, de 30 de julho, do Ministério da Cultura, publicita esta classificação e publica a respetiva ZEP.

O disposto no n.º 2 do artigo 72 do Decreto-Lei n.º 309/2009, de 23 de outubro (que estabelece o procedimento de classificação dos bens imóveis de interesse cultural, bem como o regime jurídico das zonas de proteção e do plano de pormenor de salvaguarda) define que “a zona de tampão de bem imóvel incluído na lista do património mundial corresponde, para todos os efeitos, a uma zona especial de proteção”. Esta ZEP foi, aliás, indicada na apresentação da candidatura do ADV a Património Mundial e corresponde quase integralmente à Região Demarcada do Douro.

*“A paisagem cultural do Alto Douro é uma obra combinada do Homem e da natureza, resultante de um processo multiseccular de adaptação de técnicas e saberes específicos de cultivo da vinha (...). Num ambiente mediterrânico, de solos pobres e acidentados (...) criaram-se e aperfeiçoaram-se técnicas de valorização (...) que possibilitaram o cultivo da vinha em condições adversas, em encostas íngremes e pedregosas, através da construção de socos, suportados por extensos muros de xistos (...)”* (RCM n.º 150/2003, de 22 de setembro).

A região é rica em microclimas, em consequência da sua acidentada orografia, que produzem diferentes tipos de vinho: branco, tinto e rosé. Contudo, da globalidade do volume de vinho produzido na Região Demarcada do Douro, cerca de 50% é destinada à produção de “Vinho do Porto”, mundialmente conhecido e regulamentado desde 1756 (ano da criação, pelo Marquês de Pombal, da Companhia Geral da Agricultura das Vinhas do Alto Douro).

Centrada no vale do rio Douro, linha de água dominante na paisagem, a região é ainda caracterizada pelos socos de vinha organizados em terraços de variadas configurações que permitem o cultivo de zonas que, de outra forma, seriam inviáveis.

Esta região banhada pelo Rio Douro, constitui a primeira região vitícola demarcada e regulamentada do mundo e produz o mais emblemático dos produtos portugueses, o Vinho do Porto. No entanto, à secular vocação vitivinícola, o Douro tem vindo a associar, muito recentemente, o aproveitamento das suas reconhecidas potencialidades no sector do turismo, fortemente reforçadas, nestes últimos anos, com a classificação como Património Mundial.

O Vale do Côa é uma paisagem cultural classificada pela UNESCO, com classificação de Património Mundial, desde 1998. O seu valor universal excepcional está diretamente ligado às suas gravuras rupestres, mas também à paisagem natural envolvente, que é inseparável da arte criada ali. Embora a classificação se foque principalmente nos sítios arqueológicos de arte rupestre, o conceito de “paisagem cultural” está subjacente à classificação.

O Eixo Estratégico RM200478, inserido na ZE Beiras e Serra da Estrela 1, abrangerá cerca de 6 000 ha da área da Zona Especial de Proteção do Alto Douro Vinhateiro (o que corresponde a cerca de 33% da área do Eixo em estudo) e aproximadamente 3% (2,66%) do total da ZEP. Na ZEP, o Eixo Estratégico RN200920, integrado na ZE Trás-os-Montes 2, ocupará cerca de

2. 000 ha da ZEP, desenvolvendo-se integralmente dentro da mesma. Esta ocupação corresponde a menos de 1% da ZEP.

Relativamente às interferências com Património Cultural do Conjunto dos sítios arqueológicos de Arte Rupestre do Vale do Côa, ainda na ZE Beiras e Serra da Estrela 1, o Eixo RM200478, cerca de 1 700 ha dessa área, o que corresponde a aproximadamente 10% do Eixo e a 8% da área classificada.

Ao nível das novas subestações, existem igualmente, algumas interferências. Estas serão integradas na ZE Beiras e Serra da Estrela 1 e estão associadas às intervenções atrás referenciadas. Assim a nova subestação identificada como Eixo Estratégico RM200478, afetará cerca de 3 000 ha da ZPE do Alto Douro Vinhateiro, o que corresponde a cerca de 1,4% do total da ZEP. Está totalmente integrada na ZEP.

A subestação identificada como RM200478 interferirá, ainda, com Património Cultural do Conjunto dos sítios arqueológicos de Arte Rupestre do Vale do Côa, com uma área de aproximadamente 1 400 ha, o que corresponde a cerca de 6,75% do Património Cultural do Côa. O Eixo Estratégico para a Subestação RM200478 coincide em cerca de 46% com a área de Património Cultural do Vale do Côa.

Na ZE Trás-os-Montes 2, existirá também uma interferência do Eixo Estratégico RN200920 com a ZEP do Alto Douro Vinhateiro, estando este Eixo totalmente integrado na referida ZEP. Este Eixo ocupa menos de 1% da ZEP.

No Quadro 87 apresenta-se o resumo da análise efetuada para todas as Zonas Estratégicas onde se situam os Eixos Estratégicos em avaliação.

Quadro 87 - Síntese da potencial interferência dos Eixos Estratégicos com Paisagem de importância reconhecida e áreas de património cultural

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Paisagem Cultural	% EE-LAT ocupado por Paisagem/ Património Cultural	% Paisagem/ Património Cultural ocupado por EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Alto Douro e Vinhateiro - ZPE	100,0	0,9
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Alto Douro e Vinhateiro - ZPE	33,0	2,7
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Sítios de Arte Rupestre Pré-Histórica no Vale do Côa e Siega Verde	9,6	8,2
Zona Estratégica	Nome (SE)	Paisagem Cultural	% EE-SE ocupado por Paisagem/ Património Cultural	% Paisagem/ Património Cultural ocupado por EE-SE
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Alto Douro e Vinhateiro - ZPE	100,0	1,4
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Alto Douro e Vinhateiro - ZPE	100,0	1,4
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Sítios de Arte Rupestre Pré-Histórica no Vale do Côa e Siega Verde	46,3	6,7

### C3.2.2 - Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas

- em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido
- em áreas de paisagem com reconhecida importância

Com base nos dados analisados, atualmente a extensão total da rede elétrica de Alta Tensão é de 9 123 km e de 592 km de linhas subterrâneas. A concretização dos Projetos do PDIRD-E criará uma maior dimensão da rede, passando a 9 233 km de rede aérea e 681 km de rede subterrânea, o que representará um aumento de pouca expressão na rede aérea (1,21%, correspondente a 110 km) e um pouco mais elevado na rede subterrânea (aumento 15%, referente a 89 km), como se pode verificar no Quadro 88.

Quadro 88 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido

Tipo de Linha	Extensão total (km)				Extensão da linha que interseja Património Imóvel (km)			
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)
Aérea	9 123,00	9 233,46	110,46	1,21	70,85	70,57	-0,28	-0,39
Subterrânea	592,00	680,60	88,60	14,97	16,66	16,98	0,32	1,91
<b>Total</b>	<b>9 715,00</b>	<b>9 914,05</b>	<b>199,05</b>	<b>2,05</b>	<b>87,51</b>	<b>87,55</b>	<b>0,04</b>	<b>1,52</b>

Analisando a mesma informação, mas considerando a aplicação de um buffer de 1 km em torno das áreas com Património Classificado, os resultados são os que se apresentam no Quadro 89. Verifica-se que existirá uma redução de interferência de linhas aéreas em áreas com património classificado, aumentando, conseqüentemente, as interferências em rede subterrânea.

Quadro 89 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido considerando um buffer de 1 km

Tipo de Linha	Extensão total (km)				Extensão da linha que interseja Património Imóvel com <i>buffer</i> de 1 km (km)			
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)
Aérea	9 123,00	9 233,46	110,46	1,21	1764,90	1670,43	-94,48	-5,35
Subterrânea	592,00	680,60	88,60	14,97	434,80	484,25	49,45	11,37
<b>Total</b>	<b>9 715,00</b>	<b>9 914,05</b>	<b>199,05</b>	<b>2,05</b>	<b>2199,70</b>	<b>2154,68</b>	<b>-45,03</b>	<b>6,02</b>

Relativamente às Zonas Especiais de Proteção (Quadro 90), pode-se verificar que as interferências irão aumentar, ainda que de forma ligeira.



Quadro 90 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em Zonas Especiais de Proteção

Tipo de Linha	Extensão total (km)				Extensão da linha que intersesta ZEP (km)			
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)
Aérea	9 123,00	9 233,46	110,46	1,21	188,28	196,73	8,44	4,48
Subterrânea	592,00	680,60	88,60	14,97	49,11	49,13	0,02	0,04
<b>Total</b>	<b>9 715,00</b>	<b>9 914,05</b>	<b>199,05</b>	<b>2,05</b>	<b>237,39</b>	<b>245,86</b>	<b>8,463</b>	<b>4,53</b>

No que diz respeito às áreas de paisagem com reconhecida importância, os dados analisados apresentam-se no Quadro 91. Consta-se que irá ocorrer um aumento de aproximadamente 10 km de linha aérea em áreas com paisagens de reconhecida importância. As paisagens interferidas são os Sítios de Arte Rupestre Pré-Histórica no Vale do Côa e Siega Verde e na ZEP do Alto Douro Vinhateiro.

Quadro 91 - Variação das extensões totais das linhas e das linhas em Áreas de Paisagem com reconhecida importância

Tipo de Linha	Extensão total (km)				Extensão da linha que intersesta Áreas de Paisagem com reconhecida importância (km)			
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	Variação (km)	Variação (%)
Aérea	9 123,00	9 233,46	110,46	1,21	292,41	302,11	9,71	3,32
Subterrânea	592,00	680,60	88,60	14,97	4,26	4,26	0,00	0,0
<b>Total</b>	<b>9 715,00</b>	<b>9 914,05</b>	<b>199,05</b>	<b>2,05</b>	<b>237,39</b>	<b>245,86</b>	<b>9,71</b>	<b>3,32</b>

C3.2.3 - Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas:

- em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial
- em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido
- em áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes

Analisando o Quadro 92, constata-se a variação da percentagem de infraestruturas aéreas e subterrâneas em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial e em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido.



Quadro 92 - % das extensões totais das linhas e das linhas em Património Classificado e ZEP

Tipo de Linha	Extensão total (km)		% de extensão da linha que intersesta Património Imóvel		Variação
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	
Aérea	9123	9233,46	0,78%	0,76%	-0,01%
Subterrânea	592	680,6	2,81%	2,49%	-0,32%
Tipo de Linha	Extensão total (km)		% de extensão da linha que intersesta Património Imóvel com buffer de 1 km		Variação
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	
Aérea	9123	9233,46	19,35%	18,09%	-1,25%
Subterrânea	592	680,6	73,45%	71,15%	-2,30%
Tipo de Linha	Extensão total (km)		% de extensão da linha que intersesta ZEP		Variação
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	
Aérea	9123	9233,46	2,06%	2,13%	0,07%
Subterrânea	592	680,6	8,30%	7,22%	-1,08%

Desta análise verifica-se que, percentualmente, as interferências com áreas de importância para o património diminuem, excetuando-se a análise relativa às Zonas Especiais de Proteção, em que a percentagem aumenta muito ligeiramente. Estas variações parecem apontar para os esforços que estão a ser considerados nas propostas de investimento feitas, relativamente à proteção patrimonial.

Fazendo a mesma análise no que se refere a áreas de paisagem com reconhecida importância, verifica-se um muito ligeiro aumento da % de infraestruturas aéreas e uma redução, também ligeira, em infraestruturas enterradas.

Quadro 93 - % das extensões totais das linhas e das linhas em Áreas de Paisagem com reconhecida importância

Tipo de Linha	Extensão total (km)		% de extensão da linha que intersesta Áreas de Paisagem com reconhecida importância		Variação
	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	RND <sub>Atual</sub>	RND <sub>Futura</sub>	
Aérea	9123	9233,46	3,21%	3,27%	0,07%
Subterrânea	592	680,6	0,72%	0,63%	-0,09%

### C3.3 - Interferência com os Recursos Hídricos

Destina-se a avaliar os efeitos da implementação da Plano ao nível do estado ecológico e químico das massas de água superficiais (naturais e modificadas) e do estado quantitativo e químico das massas de água subterrâneas afetadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente.

Para a presente análise (identificação e descrição dos recursos hídricos superficiais e subterrâneos nas regiões em estudo) utilizaram-se os dados do 3<sup>a</sup> Ciclo do PGRH, aprovados pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 62/2024, de 3 de abril para o período 2022-2027.

No caso das águas superficiais, que abrangem as águas superficiais interiores (rios e albufeiras), as águas de transição e as águas costeiras, a avaliação do estado global das massas de água resulta da combinação do estado/potencial ecológico e do estado químico, devendo os efeitos das diferentes estratégias a serem avaliadas no futuro ter em conta estes dois estados.

No caso das massas de água subterrâneas o objetivo ambiental consiste em atingir o Bom estado global, quando simultaneamente se atinge o Bom estado químico e o Bom estado quantitativo das mesmas.

Na Figura 54 e na Figura 55 apresenta-se a sobreposição das diferentes propostas de intervenção, que incluem as áreas de localização das novas subestações e das novas linhas subterrâneas, infraestruturas analisadas no âmbito dos recursos hídricos, com as massas de águas superficiais com estado inferior a Bom e com as massas de água subterrâneas com estado medíocre (ou inferior a Bom).

A avaliação é efetuada para as subestações e linhas subterrâneas, de acordo com os indicadores e metodologias definidos. As áreas e percentagens apresentadas foram arredondadas às décimas.

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

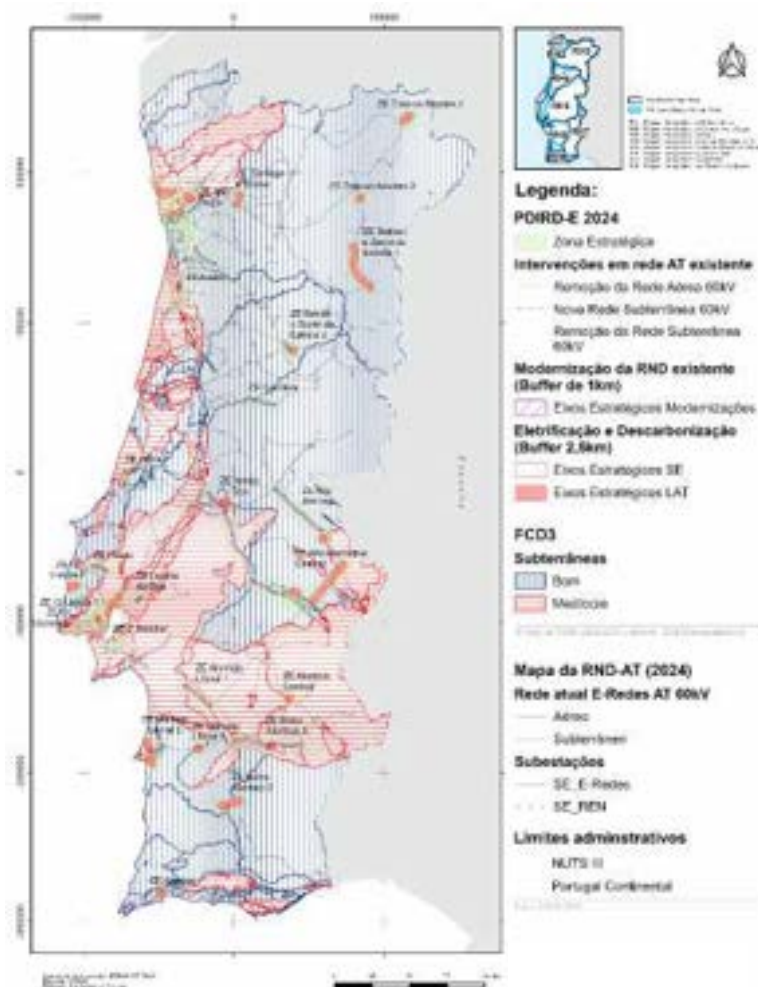


Figura 54 – Potenciais interferências com os Recursos Hídricos (massas de água subterrâneas com estado medíocre ou inferior a Bom). Fonte: PGRH 2022-2027 (3º ciclo), SNIAmb, 2024 [Geovisualizador]

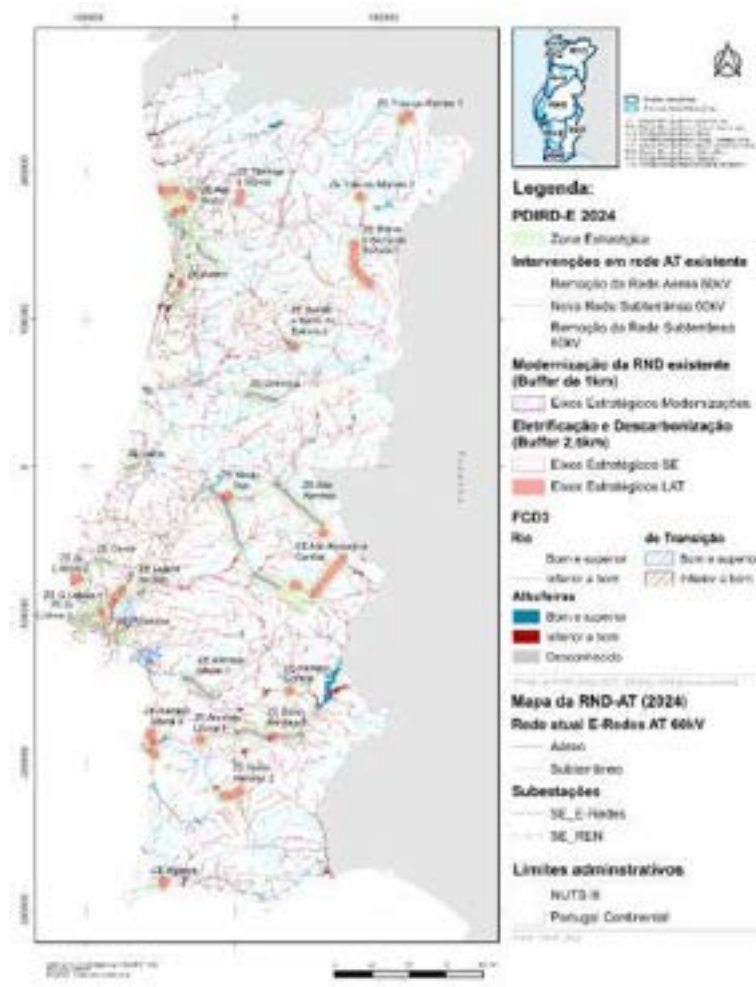


Figura 55 – Potenciais interferências com os Recursos Hídricos (massas de águas superficiais com estado inferior a Bom). Fonte: PGRH 2022-2027 (3º ciclo), SNIAmb, 2024 [Geovisualizador]

### C3.3.1 Área (ha) a ocupar por novas subestações:

- em massas de água subterrâneas com estado inferior a bom
- a menos de 200 m das massas de água superficiais com estado inferior a bom

A avaliação de potenciais efeitos em **massas de água subterrâneas com estado inferior a bom**, associados ao estabelecimento de novas subestações é efetuada determinando a área do eixo estratégico e sua sobreposição com a área da massa de água subterrânea.

De acordo com os dados constantes no 3º ciclo dos PGRH, existem seis eixos estratégicos relacionado com subestações localizados em áreas com estado inferior a bom (mediocre), que se referem seguidamente.

A **área do Eixo Estratégico RP240AAA**, localizado na Zona Estratégica da Área Metropolitana do Porto, abrange uma massa de água subterrânea com estado inferior a bom (mediocre), a massa de água Maciço Antigo Indiferenciado da bacia do Ave (PT02A0X2\_ZV2006), na Região Hidrográfica do Cávado, Ave e Leça (RH2). Constata-se que a quase totalidade da área afeta a este eixo estratégico (96,7%) se situa nesta massa de água e que esta área representa aproximadamente 2% da área total da massa de água, correspondendo a uma área de 2 919,2 ha.

Na Zona Estratégica Grande Lisboa 1 existe um **Eixo Estratégico (GL06061)** que se localiza na massa de água com estado inferior a bom (massa de água subterrânea Orla Ocidental Indiferenciado da Bacia do Tejo (PT05O01\_C2), Região Hidrográfica do Tejo e Ribeiras do Oeste – RH5A), cuja área que coincide com a massa de água é de 2 063,9 ha (85,6% da sua área total), representando 1,5% da totalidade da área da massa de água.

Na mesma massa de água existe ainda outro **Eixo Estratégico (RL231107)**, da Zona Estratégica Grande Lisboa 3, estando, igualmente, a quase totalidade da sua área localizado nesta massa de água (99,9%), correspondendo a 1,7% da sua totalidade (2 391,4 ha).

Na Zona Estratégica Alentejo Central, o **Eixo Estratégico RS200424** encontra-se sobreposto com duas massas de água, a saber:

- em 73,9% com a massa de água Maciço Antigo Indiferenciado da Bacia do Guadiana (PT07A0X1\_C2), Região Hidrográfica do Guadiana (RH7) o que representa 0,4% da área total da massa de água (2 229,7 ha);
- em 26,1% com a massa de água Maciço Antigo Indiferenciado da Bacia do Sado (PT06A0X1\_C2), região Hidrográfica do Sado e Mira (RH6) representando 0,3% da área total desta massa de água (778,7 ha);

A área do **Eixo Estratégico RS200479**, localizado na Zona Estratégica Alentejo Litoral 2, abrange uma massa de água subterrânea com estado inferior a bom (mediocre), a massa de água Sines - Zona Sul (PT06O35), localizada na RH6, mas apenas uma área residual (0,9% da sua área, 26,4 ha) correspondendo a 0,4% da área total da massa de água.

Na Zona Estratégica Baixo Alentejo 1 existe um eixo estratégico (**Eixo Estratégico RS10103**), que se localiza em diferentes massas de água com estado inferior a bom, ambas na RH7:

- coincide com a massa de água (Gabros de Beja (PT07A9)) em 55,8% da área deste eixo, correspondendo a 1684,8 ha e representando 4,9% da totalidade da área da massa de água;
- coincide com a massa de água (Maciço Antigo Indiferenciado da Bacia do Guadiana (PT07A0X1\_C2) em 44,2% da área deste eixo (1 333,7 ha), representando 0,21% da totalidade da área da massa de água;

A avaliação de potenciais efeitos em **massas de água superficiais (rios e massas de água de transição) com estado inferior a bom**, associados ao estabelecimento de novas subestações a menos de 200 m das mesmas é efetuada calculando a área do eixo estratégico e sua sobreposição com uma área obtida a partir do comprimento da massa de água com um *buffer* de 200m.

No que se refere às massas de água rios, e tendo em consideração os dados constantes no 3º ciclo dos PGRH, verifica-se que existem 14 eixos estratégicos, relacionado com subestações, localizados a menos de 200 m de massas de água superficiais (rios) com estado inferior a bom, que se referem seguidamente, por Zonas Estratégicas:

Na Zona Estratégica Trás-os-Montes 1, o **Eixo Estratégico RN13420** encontra-se a menos de 200 m de três massas de água (pertencentes à Região Hidrográfica do Douro (RH3) com estado inferior a bom, nomeadamente:

- Massa de água Rio Frio (PT03DOU0158), onde 1,5% da área do eixo estratégico se encontra menos de 200 m da massa de água e a 12,3% dessa massa de água (correspondendo a 45,2 ha);
- Massa de água Rio Sabor (PT03DOU0171), com 12,1% da área do eixo estratégico localizado a menos de 200 m da massa de água, correspondendo a 26,1% da área total da massa de água (365 ha);
- Massa de água Rio Fervença (PT03DOU0167), com 9,4% da área do eixo estratégico localizado a menos de 200 m da massa de água. A % da área da massa de água afetada é de 32 correspondendo a 283,8 ha.

Na Zona Estratégica Trás-os-Montes 2, existe o **Eixo Estratégico, o RN200920**, que se encontra a menos de 200 m da massa de água Ribeira de Rolos (PT03DOU0298) também pertencente à RH3. Cerca de 4,2% da área deste eixo estratégico (126 ha) encontra-se a menos de 200 m correspondendo a 66,3% da massa de água.

O **Eixo Estratégico RP240AAA**, localizado na Zona Estratégica Área Metropolitana do Porto, encontra-se em 5,1% (152,9 ha) da sua área a menos de 200 m da massa de água Rio Sanguinhedo (PT02AVE0128), inserida na Bacia Hidrográfica do Cávado, Ave e Leça (RH2), abrangendo 64% da massa de água.

O **Eixo Estratégico RM200478**, localizado na Zona Estratégica Beiras e Serra da Estrela, encontra-se em 8,1% da sua área a menos de 200 m de uma massa de água rio (Ribeira dos Priscos (PT03DOU0430)), igualmente inserida na RH3), correspondendo a 24,6% dessa massa de água.

Na Zona Estratégica Alto Alentejo existe um **Eixo Estratégico (RT200482)** que se localiza a menos de 200m de uma massa de água rio, Ribeira de Seda (PT05TEJ0982), Região Hidrográfica Tejo e Ribeiras do Oeste (RH5A), em 11% da área do eixo estratégico (243 ha), correspondendo a 26,6% dessa massa de água.

No **Eixo Estratégico RS200424**, inserido na Zona Estratégica Alentejo Central, existe uma massa de água com estado inferior a Bom, a Ribeira da Amieira (PT07GUA1482), pertencente à Região Hidrográfica do Guadiana (RH7). Constata-se que apenas 1,9% deste eixo estratégico (57,1 ha) se encontra nesta massa de água, mas que ocupa cerca de 9,4% da área da mesma.

Na Zona Estratégica Baixo Alentejo 2, o **Eixo Estratégico RS200423** encontra-se a menos de 200 m de três massas de água (pertencentes à RH7) com estado inferior a bom, nomeadamente:

- Massa de água Ribeira de Maria Delgada (PT07GUA1574), onde 1,9% da área do eixo estratégico (57,7 ha) se encontra a menos de 200 m da massa de água e corresponde a 3% dessa massa de água;
- Massa de água Ribeira de Terges (PT07GUA1554), com 2,2% da área do eixo estratégico localizado a menos de 200 m da massa de água (67,7 ha), correspondendo a 2,2% da área total da massa de água;
- Massa de água Ribeira de Terges (PT07GUA1557), com 5,1% da área do eixo estratégico localizado a menos de 200 m da massa de água, correspondendo a 10% da área total da massa de água (153,3 ha).

Nas Zonas Estratégicas Grande Lisboa 1, 2 e 3, existem quatro eixos estratégicos localizados a menos de 200 m de massas de água rios com qualidade inferior a Bom, na RH5A, nomeadamente:

#### **ZE Grande Lisboa 1**

**Eixo Estratégico GL06061**, que em 1,5% (35,2 ha) da sua área abrange a massa de água Ribeira de Alcântara (PT05TEJ1124), correspondendo a 10% da área total da massa de água.

#### **ZE Grande Lisboa 2**

**Eixo Estratégico RL231110**, que abrange:

- a massa de água Rio Lisandro (PT05RDW1184), sendo que apenas 2,9% deste eixo estratégico se sobrepõe a essa massa de água (76,8 ha) e representa 4,5% da mesma
- a massa de água Rio do Cuco (PT05RDW1183A). Neste caso 9,5% da área do eixo estratégico (256,4 ha) se encontra nesta massa de água, correspondendo a 74% da área da mesma.

#### **ZE Grande Lisboa 3**

**Eixo Estratégico RL231107** que abrange a massa de água Ribeira de Manique (PT05TEJ1189) em 58% da área total desta massa de água. A área do eixo estratégico que interfere com a massa de água é de 7,5% (179,2 ha) da sua área total.

Na Zona Estratégica Alentejo Litoral 3, o Eixo Estratégico RS200416 abrange cinco massas de água com estado inferior a Bom, pertencentes à RH6:

- a massa de água Ribeira do Roxo (HMWB - Jusante B. Roxo) (PT06SAD1314) – que em 1,8% (55,7 ha) da sua área abrange 7,4% da massa de água;
- a massa de água Ribeira da Corona (PT06SAD1307) – que em 2,2% (65,9 ha) da sua área abrange 5,8% da massa de água;
- a massa de água Rio Sado (PT06SAD1288) – que em 6,3% (189,3 ha) da sua área abrange 13,7% da área da massa de água;
- a massa de água Rio Sado (PT06SAD1313) – que em 3% da sua área (90,2 ha) abrange 40,3% da área da massa de água;
- a massa de água Sado-Morgavel (PT06ART0029) – que em 0,5% da sua área (15,9 ha) abrange 1,8% da área da massa de água.

Na Zona Estratégica Alentejo Litoral 2 verifica-se que o **Eixo Estratégico RS200479** abrange uma massa de água com estado inferior a Bom, a massa de água Ribeira da Ponte (PT06SUL1640), também na RH6, em 9,9% da sua área (296,6 ha) e interferindo com 25,4% da área da massa de água.



A Zona Estratégica Baixo Alentejo 2 inclui um **Eixo Estratégico (RS200422)** que abrange a massa de água Ribeira do Poço da Vila (PT06SAD1364), em 1,9% deste eixo (57,5 ha), correspondentes a cerca de 65% da massa de água.

Na Zona Estratégica do Algarve, o **eixo estratégico RS181749** encontra-se a menos de 200 m de duas massas de água (pertencentes à Região Hidrográfica das Ribeiras do Algarve (RH8)) com estado inferior a bom, nomeadamente:

- a massa de água Ribeira de Bensafrim (PT08RDA1702A) – que em 8,3% (249,8 ha) da sua área abrange 62,3% da massa de água;
- a massa de água Ribeira de Odiáxere (HMWB - Jusante B. Odiáxere - Bravura) (PT08RDA1696) – que em 4,9% (147,1 ha) da sua área abrange 40,7% da massa de água;

No que se refere às massas de água de transição, e tendo em consideração os dados constantes no 3º ciclo dos PGRH, verifica-se que existe apenas um Eixo Estratégico, GL06061, relacionado com subestações, localizados a menos de 200m destas massas de água com estado inferior a bom, a massa de água Tejo-WB1 (PT05TEJ1139A), na RH5A, correspondendo a 19,2% (462,7 ha) do eixo estratégico e 2,1% da massa de água.

#### C3.3.2 Extensão (km) de linhas enterradas:

- em massas de água subterrâneas, com estado inferior a bom
- em massas de água superficiais a menos de 200 m das massas de água superficiais com estado inferior a bom

A avaliação de **potenciais efeitos associados ao estabelecimento de linhas enterradas** é efetuada através da extensão de novas linhas subterrâneas (em km) em massas de água subterrâneas com estado inferior a bom.

De acordo com os dados constantes no 3º ciclo dos PGRH, existem 12 linhas subterrâneas que se sobrepõem a estas massas de água como se apresenta seguidamente. Os km das linhas apresentados encontram-se arredondados às décimas.

A *ZE Área Metropolitana do Porto* inclui uma linha (RP13185), com 0,8 km, que se localiza totalmente na massa de água Maciço Antigo Indiferenciado do Baixo Cávado/Ave (PT02A0X4\_ZV2006), integrada na RH2.

Na *ZE Médio Tejo* a linha RT200487; RT240166 tem 0,9 km na massa de água Aluviões do Tejo (PT05T7), na RH5A, correspondendo a 21,1% da sua extensão.

Na *ZE Grande Lisboa 1* existem cinco linhas subterrâneas que se desenvolvem totalmente na massa de água subterrânea com estado inferior a Bom, a Orla Ocidental Indiferenciado da Bacia do Tejo (PT05O01\_C2), na RH5A:

- Linha GL06061, com 0,8 km
- Linha RL11057; RL200829 com 11,2 km
- Linha RL11057 com 1,9 km;
- Linha RL200835; RL240AAA com 3,4 km
- Linha RL240BBB; RL240AAA com 1,6 km

Na *ZE Grande Lisboa 3* existe uma linha (RL231107) com 4,4 km que também se encontra totalmente na massa de água subterrânea anteriormente referida.

A *ZE de Setúbal* inclui uma linha (RL200828) com 4,9 km que se localiza totalmente na massa de água Bacia do Tejo-Sado / Margem Esquerda (PTRH5A).

Na *ZE Alentejo Central* existe uma linha (RS200424) que em 100% do seu comprimento (0,4 km) se encontra na massa de água Maciço Antigo Indiferenciado da Bacia do Guadiana PT07A0X1\_C2, na RH7.

Na *ZE Baixo Alentejo* existem duas linhas (RS200419 e RS10103), uma com 1,7 km e outra com 2,5 km que se localizam, na sua totalidade, na massa de água Gabros de Beja (PT07A9), na RH7.

A avaliação de **potenciais efeitos decorrentes da instalação de linhas subterrâneas a menos de 200m de massas de água superficiais com estado inferior a bom** é efetuada para massas de água superficiais (rios e massas de água de transição), sendo calculada o comprimento da linha em km e sua sobreposição com uma área obtida a partir do comprimento da massa de água com um *buffer* de 200m.

De acordo com os dados constantes no 3º ciclo dos PGRH, existem três linhas subterrâneas que se sobrepõem a massas de água rios como se apresenta seguidamente. Os quilómetros das linhas apresentados encontram-se arredondados às décimas.

Na *ZE da Área Metropolitana do Porto* existem duas linhas subterrâneas que se localizam nestas massas de água, todas na RH2:

- A linha RP200511, que se localiza nas seguintes massas de água:
  - Ribeira do Arquinho (PT02LEC0137), em 16,9% da sua extensão total (1 km)
  - Rio Leça (PT02LEC0138), em 0,3 km (5% da sua extensão total)
- A Linha RP200512 que tem 1,2 km na massa de água Rio Leça (PT02LEC0136) representando 22% da sua extensão total.

Na *ZE Grande Lisboa 1* existe uma linha (RL11057; RL200829) que em 14,7% do seu comprimento (1,7 km) se encontra na massa de água Rio Trancão (PT05TEJ1095), na RH5A

Relativamente às massas de água de transição, e tendo em consideração os dados constantes no 3º ciclo dos PGRH, verifica-se que existe apenas uma linha localizada a menos de 200m destas massas de água com estado inferior a bom, a massa de água Tejo-WB3 (PT05TEJ1100A), na RH5A, em 0,3 km da sua extensão (10,2% da extensão total).

### Síntese

Da análise efetuada verifica-se que as interferências nas massas de água pelos diferentes Eixos Estratégicos não deixam antecipar que venham a existir afetações relevantes ao nível dos recursos hídricos. Obviamente que, como se pode verificar da análise efetuada, existirão ocupações de diversas massas de água com Estado inferior a Bom, pelo que o desenho dos projetos deverá acautelar que os mesmos não possam vir a provocar uma maior degradação das mesmas.



### **C3.4 - Inserção Territorial**

Este critério visa a avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e, conseqüentemente, a minimização dos impactos sobre áreas urbanas e sobre outros usos do solo, contemplando a atuação na rede existente e a expansão da RND e integra 3 subcritérios. O primeiro critério (C3.4.1) analisa o potencial de interferência com áreas urbanas e outros usos do solo; os dois critérios seguintes dizem respeito à extensão de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em áreas urbanas e em áreas de atividades económicas. (C3.4.2) e à variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND (C3.4.3)

#### *C3.4.1 - Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico:*

- em áreas urbanas e na sua proximidade
- em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas
- na proximidade de outras infraestruturas lineares existentes (eixos rodoviários e ferroviários)

#### **Áreas urbanas e sua proximidade**

Avalia-se, em primeiro lugar, o grau de interferência potencial com as áreas urbanas. Essa interferência é indicadora da maior deve ser acautelada pelas opções de localização final dos projetos, aquando do seu futuro desenvolvimento.

A avaliação utiliza a informação da Carta de Ocupação do Solo (COS 2018), representada na Figura 56 e na Figura 57, sendo consideradas duas situações: a interferência direta com áreas urbanas, medida pela extensão ou área de eixo estratégico em áreas urbanas; a relação de proximidade com áreas urbanas, considerando, para isso, o território definido por um buffer de 50m das áreas urbanas.

Com exceção do caso da ZE Península de Setúbal, existe uma interferência potencial com as áreas urbanas em todas as Zonas Estratégicas. No entanto, o grau de interferência é diversificado, refletindo as diferenças existentes nos padrões de povoamento e nas dinâmicas de urbanização do Continente.

Quando se analisa a interferência direta com áreas urbanas, no caso dos Eixos Estratégicos LAT (ver Figura 56 e Quadro 94), verifica-se que esta é mais expressiva, em termos percentuais, na Área Metropolitana de Lisboa (ZE Grande Lisboa 1, com 28,6% do eixo estratégico situado em áreas urbanas, e ZE Grande Lisboa 2, com 16,7% do eixo estratégico situado em áreas urbanas), na Área Metropolitana do Porto (19,2%) e na Região de Aveiro (ZE Aveiro, com 13,6%).

Considerando agora, ainda no caso dos Eixos Estratégicos LAT, os valores absolutos da interferência potencial, verifica-se que estes são mais elevados nas Zonas Estratégicas AM Porto e na Grande Lisboa 1. A interferência potencial nestas duas Zonas Estratégicas corresponde a 57% do total de interferências potenciais em todos os eixos LAT estudados. Seguem-se as ZE Grande Lisboa 2 e Tâmega e Sousa.

No caso dos Eixos Estratégicos SE, salienta-se a situação da Grande Lisboa, tanto em termos absolutos como percentuais. A interferência potencial nas três Zonas Estratégicas da Grande Lisboa corresponde a 62% do total de interferências potenciais em todos os eixos SE estudados.

No caso dos Eixos Estratégicos Modernização, o padrão de afetação é diferente do verificado nos casos anteriores. Em termos percentuais, os valores mais elevados deste indicador são registados na ZE Aveiro (14%), na ZE AM Porto (13%) e na ZE Leiria (11,6%). Em termos absolutos, os valores mais elevados ocorrem na AM Porto.

As conclusões são semelhantes, no que diz respeito à desigual incidência deste fenómeno e à identificação dos territórios mais afetados, quando se analisa a relação de proximidade com áreas urbanas, nos diversos eixos estratégicos em avaliação (ver Figura 57 e Quadro 94).

Avaliação Ambiental Estratégica:  
Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

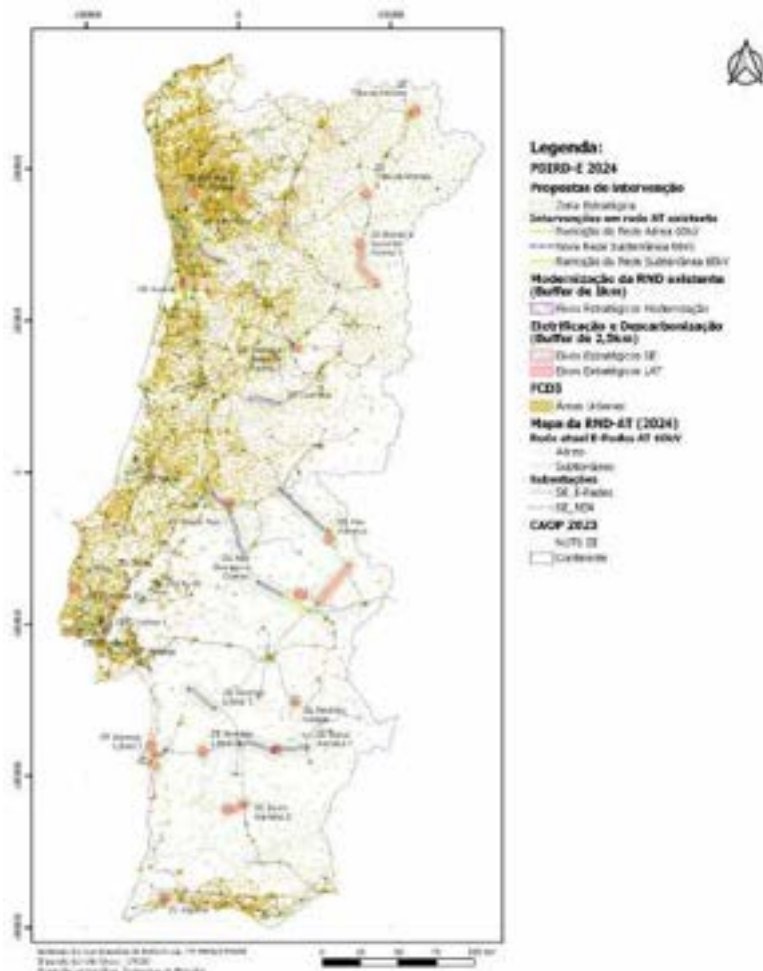


Figura 56 – Potenciais interferências das intervenções propostas com as áreas urbanas. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) (DGT, 2024)

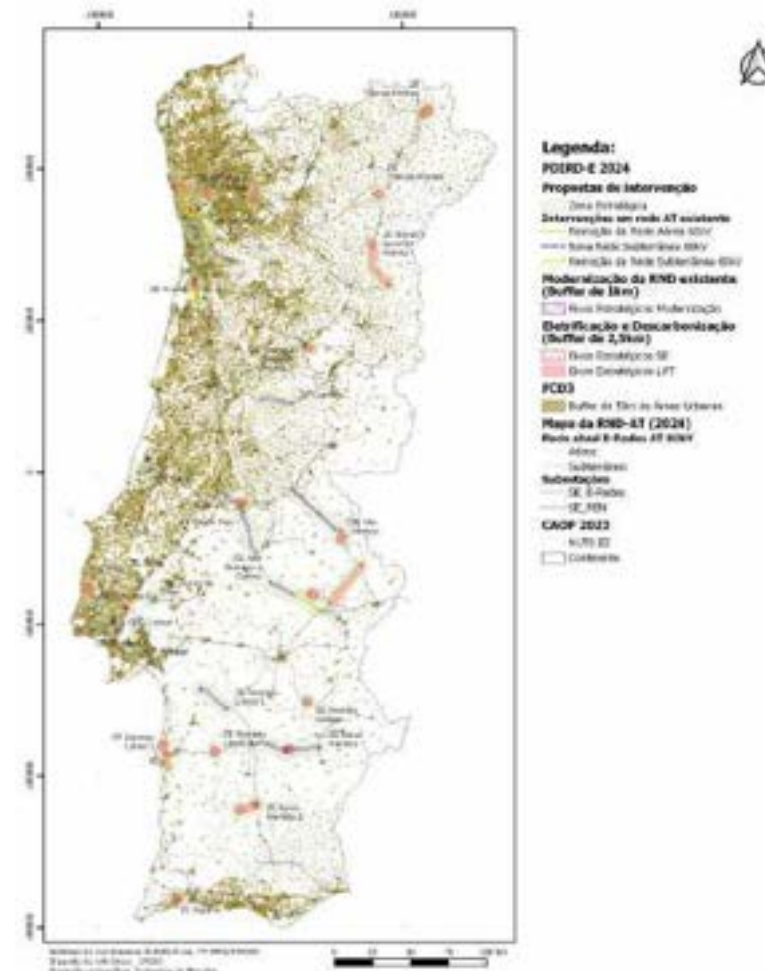


Figura 57 – Relação de proximidade (buffer de 50m) das intervenções propostas com áreas urbanas. Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) (DGT, 2024)

Quadro 94 - Potencial interferência e relação de proximidade das intervenções em avaliação com as áreas urbanas

Zona Estratégica	Áreas Urbanas									Proximidade a Áreas Urbanas - Buffer 50m					
	EE-LAT			EE-SE			EE-Modernização			EE-LAT		EE-SE		EE-Modernização	
	Área (ha)	AUrbanas (ha)	(%) AUrbanas	Área (ha)	AUrbanas (ha)	(%) AUrbanas	Área	AUrbanas (ha)	(%) AUrbanas	AUrbanas, 50m (ha)	(%) AUrbanas, 50m	AUrbanas, 50m (ha)	(%) AUrbanas, 50m	AUrbanas, 50m (ha)	(%) AUrbanas, 50m
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	371,03	7,9	3017,55	238,64	7,9	0	0	0	749,71	15,9	476,76	15,8	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	44,37	2,2	3018,04	63,53	2,1	0	0	0	77,93	3,9	111,32	3,7	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	660,64	11,8	0	0	0	0	0	0	1714,29	30,7	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	2933,63	19,2	3018,50	389,21	12,9	5860,59	759,91	13,0	5749,68	37,6	766,01	25,4	1708,38	29,2
ZE Aveiro	2044,26	278,19	13,6	0	0	0	1069,23	149,32	14,0	608,06	29,7	0	0	385,08	36,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	208,22	1,2	3018,09	16,34	0,5	0	0	0	458,42	2,6	46,19	1,5	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	33,39	1,3	0	0	0	1761,97	159,09	9,0	83,71	3,2	0	0	327,25	18,6
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	32,64	0,7	0	0	0	0	97,66	2,2
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	234,48	11,6	0	0	0	0	494,31	24,4
ZE Médio Tejo	4149,02	476,32	11,5	0	0	0	9503,43	248,90	2,6	897,26	21,6	0	0	528,77	5,6
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	71,07	3,3	0	0	0	0	180,65	8,3
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	2433,20	26,8	2411,03	1303,30	54,1	0	0	0	3841,11	42,2	1773,31	73,5	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	673,32	16,7	2691,87	556,85	20,7	0	0	0	1362,89	33,8	1083,11	40,2	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	1434,70	60	0	0	0	0	0	1869,85	78,1	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	41,06	3,6	0	0	0	0	101,91	9,0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	58,99	2,8	3018,30	130,19	4,3	9011,09	83,97	0,9	103,51	4,9	219,25	7,3	167,60	1,9
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	132,87	0,6	4335,85	66,61	1,5	3953,92	40,55	1,0	268,24	1,2	141,40	3,3	65,85	1,7
ZE Alentejo Central	2327,46	64,09	2,8	3018,47	64,09	2,1	0	0	0	109,82	4,7	109,82	3,6	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	268,77	10,6	3018,52	271,00	9,0	10320,92	283,24	2,7	414,30	16,3	419,90	13,9	438,04	4,2
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	195,02	2,6	6037,13	184,84	3,1	0	0	0	314,46	4,2	296,37	4,9	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	49,77	1,0	0	0	0	0	112,65	2,4
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	200,94	2,3	3018,32	182,00	6,0	2447,93	80,65	3,3	322,88	3,6	281,63	9,3	156,46	6,4
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	104,95	4,4	3018,53	104,95	3,5	0	0	0	168,27	7,1	168,57	5,6	0	0
ZE Algarve	3132,80	207,03	6,6	3017,56	289,32	9,6	0	0	0	446,62	14,3	605,80	20,1	0	0

## **Empreendimentos turísticos**

A potencial interferência das intervenções em estudo com os empreendimentos turísticos é avaliada tendo em atenção a informação do Turismo de Portugal sobre a localização dos empreendimentos turísticos existentes (Figura 58). Não existe informação comparável sobre empreendimentos em processo de licenciamento.

Quantifica-se o número de empreendimentos situados em áreas abrangidas pelos diversos eixos estratégicos (Quadro 95). Em grande parte das Zonas Estratégicas em análise, pode concluir-se que a potencial interferência das intervenções em estudo com os empreendimentos turísticos é nula ou muito reduzida.

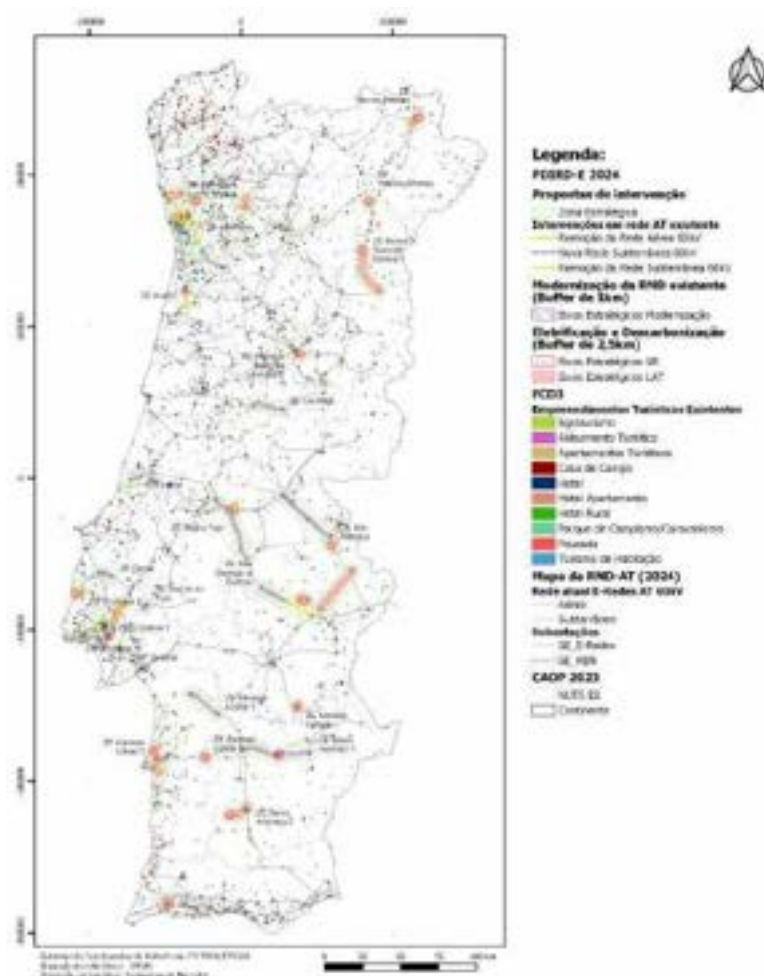
No caso dos Eixos Estratégicos LAT, o número de estabelecimentos turísticos abrangidos é maior na Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 1 e AM Porto. Das 25 Zonas Estratégicas analisadas, verifica-se que o potencial de interferência é nulo em cerca de um terço (mais precisamente, em 9 ZE), sendo que em quase dois terços (mais precisamente, em 16 ZE) o número de estabelecimentos abrangidos é menor ou igual a 3.

No caso dos Eixos Estratégicos SE, destaca-se de forma clara a ZE Grande Lisboa 1, com 285 estabelecimentos abrangidos. Com valores mais pequenos, seguem-se as ZE Trás-os-Montes 1 e Algarve. Neste caso, a interferência é nula em 12 Zonas Estratégicas e o número de estabelecimentos abrangidos é menor ou igual a 3 em 18 ZE.

A potencial interferência é ainda mais reduzida no caso dos Eixos Estratégicos Modernização.

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)



Quadro 95 – Potenciais interferências com Empreendimentos Turísticos Existentes (ETexistentes)

Zona Estratégica	EE-LAT		EE-SE		EE-Modernização	
	Área (ha)	N.º ET Existentes	Área (ha)	N.º ET Existentes	Área (ha)	N.º ET Existentes
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	17	3017,55	19	0,00	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	1	3018,04	3	0,00	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	2	0,00	0	0,00	0
ZE AM Porto	15296,79	16	3018,50	5	5860,59	4
ZE Aveiro	2044,26	1	0,00	0	1069,23	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	9	3018,09	1	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	10	0,00	0	1761,97	4
ZE Coimbra	0,00	0	0,00	0	4392,21	0
ZE Leiria	0,00	0	0,00	0	2022,02	0
ZE Médio Tejo	4149,02	0	0,00	0	9503,43	3
ZE Oeste	0,00	0	0,00	0	2185,93	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	1	2411,03	285	0,00	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	8	2691,87	9	0,00	0
ZE Grande Lisboa 3	0,00	0	2393,06	1	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	0,00	0	0,00	0	1136,60	0
ZE Península de Setúbal	0,00	0	0,00	0	0,00	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	0	3018,30	0	9011,09	1
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	3	4335,85	1	3953,92	3
ZE Alentejo Central	2327,46	5	3018,47	6	0,00	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	6	3018,52	7	10320,92	10
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	5	6037,13	5	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 1	0,00	0	0,00	0	4753,34	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	1	3018,32	2	2447,93	5
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	1	3018,53	0	0,00	0
ZE Algarve	3132,80	4	3017,56	18	0,00	0

Figura 58 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com Empreendimentos Turísticos Existentes. Fonte: elaboração própria com base em informação disponibilizada no SIGTUR (TdP, 2024)



## Áreas potenciais para a exploração agrícola

O potencial impacto nas atividades agrícolas é aqui analisado tendo em conta as áreas de atividade agrícola e as respetivas culturas (Figura 59, à esquerda), as áreas classificadas como Reserva Agrícola Nacional (Figura 59, à direita) e as infraestruturas associadas a Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração (Figura 60) ou potenciais (Figura 61).

No caso dos Eixos Estratégicos LAT, a potencial interferência com as atividades agrícolas é maior no caso de Zonas Estratégicas situadas no Alentejo (sobretudo, nas ZE Baixo Alentejo 1 e Alentejo Central), em Trás-os-Montes e no Algarve (Figura 59, à esquerda e Quadro 96). Em todas estas Zonas Estratégicas, mais de 40% do território abrangido é ocupado com atividades agrícolas. O respetivo perfil é diferenciado, sendo as culturas temporárias de sequeiro e regadio predominantes nas ZE Baixo Alentejo, Trás-os-Montes 1 e Algarve, e os olivais predominantes nas ZE Baixo Alentejo 1 e Trás-os-Montes 2.

No caso dos Eixos Estratégicos SE, o potencial de interferência é, mais uma vez, maior no Alentejo (sobretudo nas ZE Baixo Alentejo 1 e Alto Alentejo e Central) e em Trás-os-Montes, sendo também elevado na ZE Beiras e Serra da Estrela 1, abrangendo, neste último caso, áreas de vinha e olival.

Finalmente, no caso dos Eixos Estratégicos Modernização, as Zonas Estratégicas potencialmente mais afetadas situam-se no Alentejo (sobretudo, nas ZE Baixo Alentejo 1 e Alto Alentejo e Central), e, também, no Oeste, abrangendo predominantemente, neste último caso, áreas de vinha.

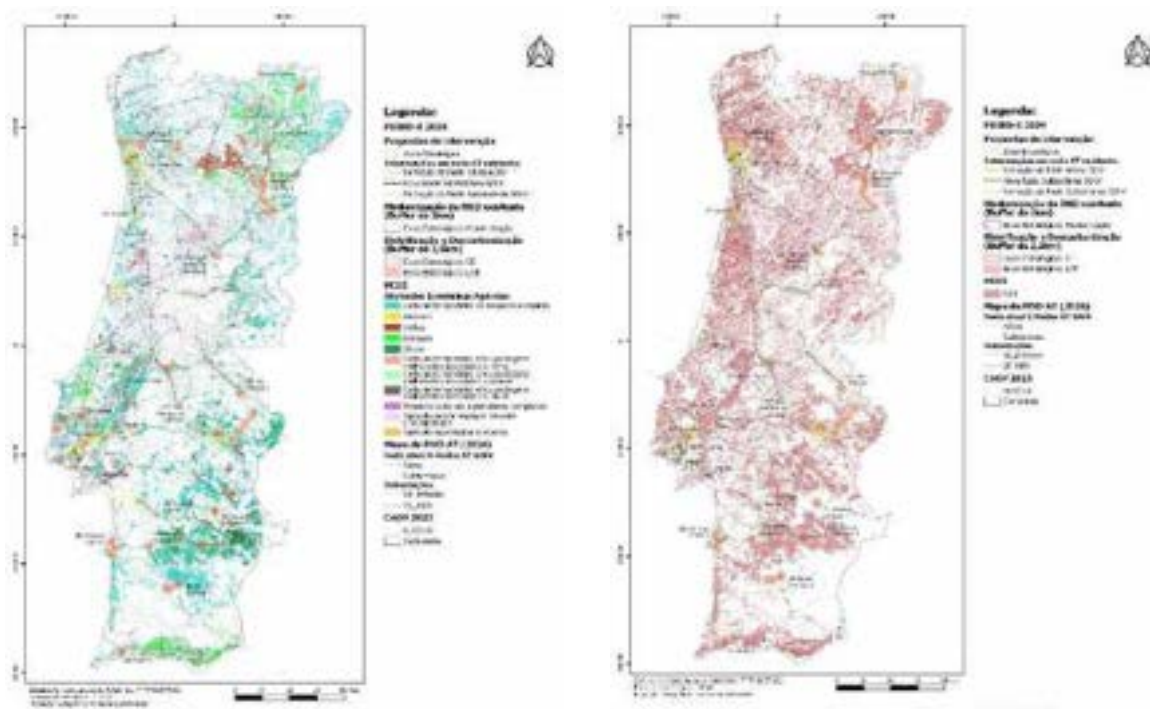


Figura 59 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de atividade agrícola e respetivas culturas (à esquerda) e com áreas de RAN (à direita). Fonte: Carta de Uso e Ocupação do Solo de Portugal Continental (COS 2018) e cartografia vetorial disponível da SRUP - Reserva Agrícola Nacional (DGT, 2024)

Analisando agora a interferência potencial com as áreas da Reserva Agrícola Nacional (Quadro 97), no caso dos Eixos Estratégicos LAT, destaca-se a situação da Zona Estratégica Baixo Alentejo 1. Mais de dois terços desta Zona Estratégica (67,1%) corresponde a áreas de RAN. Segue-se, em termos percentuais, a ZE Algarve (50,3%) e, depois, um conjunto de ZE com percentagens potenciais de afetação em torno dos 30%: Aveiro, Trás-os-Montes 2, Tâmega e Sousa e AM Porto. A AM Porto regista, em termos absolutos, a maior área de interferência potencial.

No caso dos Eixos Estratégicos SE, destaca-se, uma vez, mais a ZE Baixo Alentejo, com uma percentagem de afetação potencial de 65,3%. Seguem-se a ZE Algarve (41,9%), Trás-os-Montes 2 (32,5%) e Beiras e Serra da Estrela 1 (27,1%). A ZE Baixo Alentejo regista, em termos absolutos, a maior área de interferência potencial.

Finalmente, analisando os Eixos Estratégicos Modernização, salientam-se os casos das ZE Alto Alentejo e Central, Baixo Alentejo 1 e Aveiro, com afetações mais expressivas.

O estudo da interferência potencial com as infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas é desenvolvido com base na informação disponibilizada pela DGDAR (Figura 60 e Figura 61).

Verifica-se que essa interferência é nula, na maior parte dos eixos estratégicos em avaliação: das 25 Zonas Estratégicas consideradas, não se registam interferências em 20, no caso dos Eixos Estratégicos LAT, em 23, no caso dos Eixos Estratégicos SE, e em 22, no caso dos Eixos Estratégicos Modernização. As ZE que integram infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas são as seguintes: Algarve, Trás-os-Montes 1, Alto Alentejo e Central, Alentejo Litoral 1 e 3, Grande Lisboa 1 e Lezíria do Tejo. Em termos percentuais, é maior a afetação potencial na ZE Algarve. Em termos absolutos, os maiores valores associam-se à ZE Alto Alentejo e Central.



Quadro 96 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de atividade agrícola

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT		Eixos Estratégicos SE		Eixo Estratégico Modernização	
	Área no EE (%)	Principais atividades agrícolas	Área no EE (%)	Principais atividades agrícolas	Área no EE (%)	Principais atividades agrícolas
ZE Trás-os-Montes 1	52.1	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (29,1%)	42.7	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (24,3%)	0.0	
ZE Trás-os-Montes 2	40.9	Olivais (25,3%) e Vinha (7,2%)	42.3	Olivais (25,7%) e Vinha (7,3%)	0.0	
ZE Tâmega e Sousa	36.4	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (19,9%)	0.0		0.0	
ZE AM Porto	32.4	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (29,4%)	17.3	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (14,7%)	15.6	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (12,3%)
ZE Aveiro	27.4	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (27,1%)	0.0		37.3	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (37,0%)
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	35.9	Olivais (12,4%) e Vinha (10,8%)	45.3	Vinha (21,4%) e Olivais (15,3%)	0.0	
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	4.4	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (2,2%)	0.0		26.8	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (10,5%) e Olivais (9,6%)
ZE Coimbra	0.0		0.0		3.6	Mosaicos culturais e parcelares complexos (1,2%)
ZE Leiria	0.0		0.0		13.7	Mosaicos culturais e parcelares complexos (6,2%)
ZE Médio Tejo	29.6	Olivais (16,1%)	0.0		10.7	Olivais (3,9%) e Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (3,7%)
ZE Oeste	0.0		0.0		53.8	Vinhas (32,6%)
ZE Grande Lisboa 1	13.2	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (6,4%)	1.3	Mosaicos culturais e parcelares complexos (1,0%)	0.0	
ZE Grande Lisboa 2	27.0	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (9,9%)	26.0	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (13,4%)	0.0	
ZE Grande Lisboa 3	0.0		9.1		0.0	
ZE Lezíria do Tejo	0.0		0.0		35.8	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (22,2%)
ZE Península de Setúbal	0.0		0.0		0.0	
ZE Alto Alentejo	24.7	Olivais (20,6%)	23.0	Olivais (18,4%)	14.3	Olivais (10,9%)
ZE Alto Alentejo e Central	31.3	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (17,5%)	67.3	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (32,5%)	34.0	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (12,9%)
ZE Alentejo Central	50.0	Olivais (47,9%)	39.0	Olivais (36,9%)	0.0	
ZE Baixo Alentejo 1	63.3	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (29,4%)	65.3	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (35,0%)	69.0	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (35,3%) e Olivais (26,4%)
ZE Baixo Alentejo 2	17.8	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (13,5%)	39.8	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (32,9%)	0.0	
ZE Alentejo Litoral 1	0.0		0.0		13.6	Arrozais (5,2%) e Olivais (3,0%)

Avaliação Ambiental Estratégica:

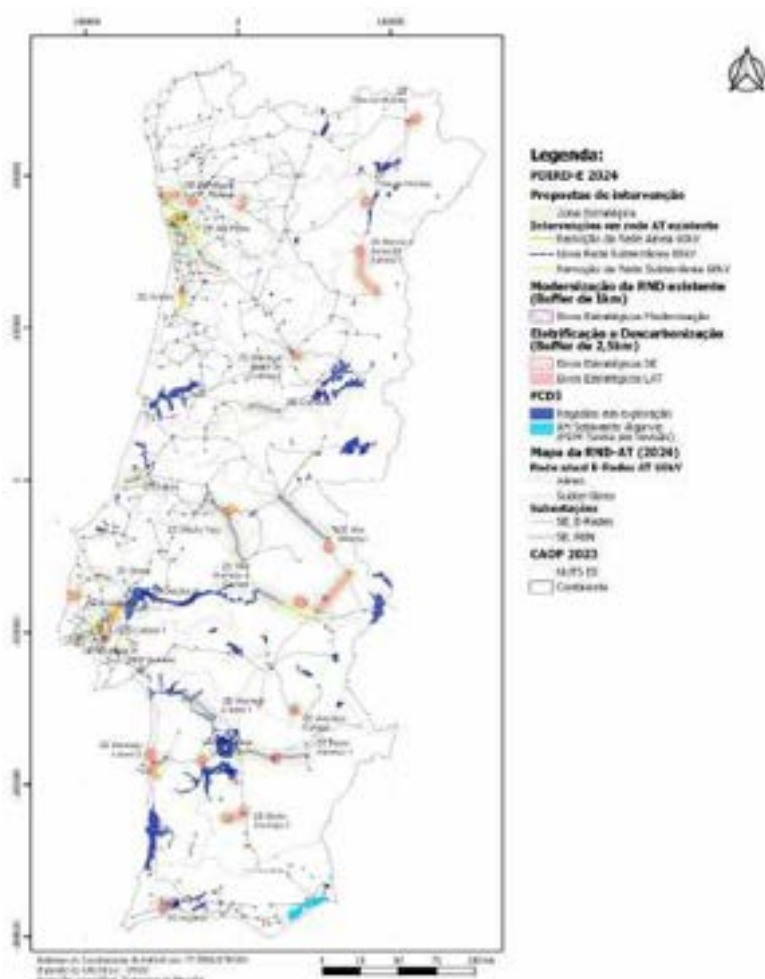
Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT		Eixos Estratégicos SE		Eixo Estratégico Modernização	
	Área no EE (%)	Principais atividades agrícolas	Área no EE (%)	Principais atividades agrícolas	Área no EE (%)	Principais atividades agrícolas
ZE Alentejo Litoral 2	12.8	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (11,9%)	6.5	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (5,0%)	11.9	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (6,5%)
ZE Alentejo Litoral 3	14.5	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (12,6%)	15.0	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (12,3%)	0.0	
ZE Algarve	41.7	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (16,4%)	35.6	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (11,2%)	0.0	

Quadro 97 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de Reserva Agrícola Nacional

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização			Remoção de Rede Aérea (60 kV)		
	Área EE (ha)	Área RAN (ha)	(%) RAN no EE	Área EE (ha)	Área RAN (ha)	(%) RAN no EE-	Área EE (ha)	Área RAN (ha)	(%) RAN no EE	Área (ha)	Área RAN (ha)	(%) RAN abrangida
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	444,12	9,4	3017,55	113,04	3,7	0	0	0	0,6	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	633,95	32,0	3018,04	979,82	32,5	0	0	0	0,1	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	1558,58	27,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	4252,44	27,8	3018,50	422,65	14,0	5860,59	647,89	11,1	247,1	48,2	19,5
ZE Aveiro	2044,26	683,45	33,4	0	0	0	1069,23	405,93	38,0	26,9	15,2	56,5
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	2592,56	14,7	3018,09	817,08	27,1	0	0	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	28,73	1,1	0	0	0	1761,97	229,27	13,0	14,2	0	0
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	117,87	2,7	0	0	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	139,85	6,9	5,4	0,5	8,5
ZE Médio Tejo	4149,02	628,41	15,1	0	0	0	9503,43	879,30	9,3	20,4	0,8	3,9
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	678,91	31,1	0	0	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	561,81	6,2	2411,03	0	0	0	0	0	118,5	1,5	1,2
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	336,63	8,4	2691,87	275,48	10,2	0	0	0	0,1	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	202,90	8,5	0	0	0	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	211,76	18,6	0	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,2	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	84,34	4,0	3018,30	137,44	4,6	9011,09	146,82	1,6	0,1	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	3979,84	18,0	4335,85	1109,71	25,6	3953,92	1524,52	38,6	51,3	29,5	57,5
ZE Alentejo Central	2327,46	0	0	3018,47	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	1704,09	67,1	3018,52	2058,42	68,2	10320,92	6870,24	66,6	11,3	6,0	53,1
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	245,20	3,3	6037,13	83,86	1,4	0	0	0	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	321,98	6,8	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	255,87	2,9	3018,32	232,16	7,7	2447,93	270,26	11,0	26,0	3,8	14,8
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	306,05	12,9	3018,53	449,18	14,9	0	0	0	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	1576,22	50,3	3017,56	1263,55	41,9	0	0	0	0	0	0

Quadro 98 – Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração



Regadios em Exploração	EE-LAT			EE-SE			EE-MOD		
	Área (ha)	A <sub>Regadio</sub> (ha)	(%) no EE	Área (ha)	A <sub>Regadio</sub> (ha)	(%) no EE	Área (ha)	A <sub>Regadio</sub> (ha)	(%) no EE
<b>Zona Estratégica</b>									
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	163,83	3,5	3017,55	0	0	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	0	0	3018,04	0	0	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	0	0	3018,50	0	0	5860,59	0	0
ZE Aveiro	2044,26	0	0	0	0	0	1069,23	0	0
ZE Beiras e S.Estrela 1	17667,78	0	0	3018,09	0	0	0	0	0
ZE Beiras e S.Estrela 2	2576,62	0	0	0	0	0	1761,97	0	0
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	0	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	0	0
ZE Médio Tejo	4149,02	0	0	0	0	0	9503,43	0	0
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	0	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	1306	1,4	2411,03	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	0	0	2691,87	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	0	0	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	30,90	2,7
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	0	0	3018,30	0	0	9011,09	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	763,07	3,5	4335,85	0	0	3953,92	15,61	0,4
ZE Alentejo Central	2327,46	0	0	3018,47	0	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	0	0	3018,52	0	0	10320,92	0	0
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	0	0	6037,13	0	0	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	252,72	5,3
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	0	0	3018,32	0	0	2447,93	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	59,37	2,5	3018,53	123,43	4,1	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	428,63	13,7	3017,56	290,90	9,6	0	0	0

Figura 60 - Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração. Fonte: DGDAR (2023).

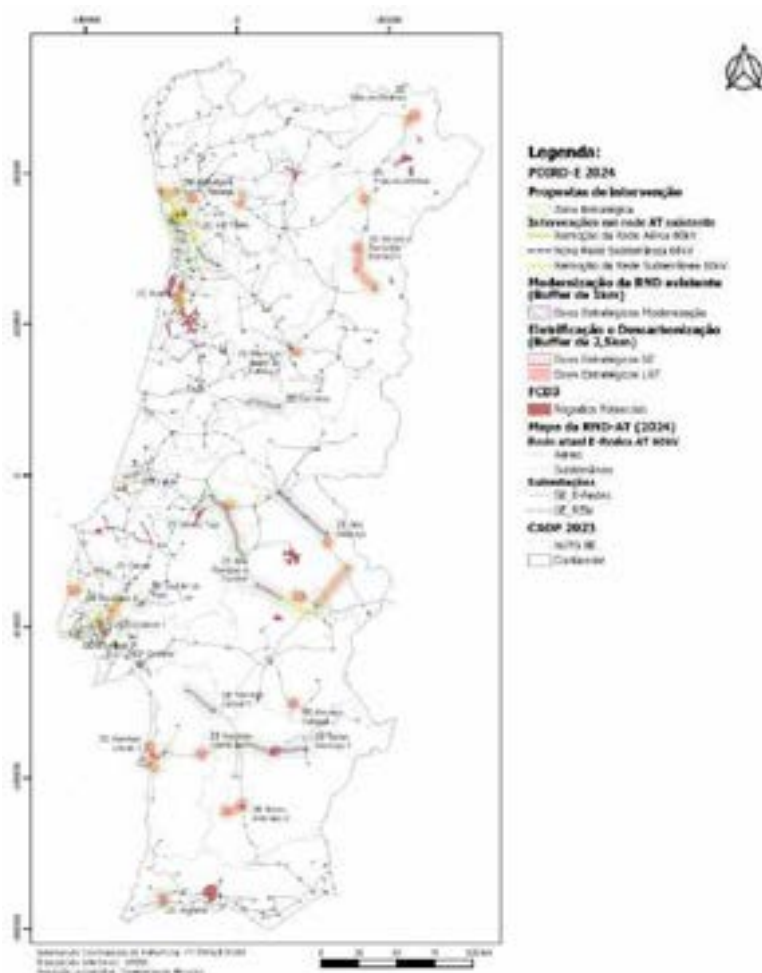


Figura 61 - Potencial interferência das intervenções em avaliação com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas potenciais. Fonte: DGDAR, 2023

Quadro 99 – Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas potenciais

Regadios em Exploração	EE-LAT		
	Área (ha)	A <sub>Regadio</sub> (ha)	(%) no EE
<b>Zona Estratégica</b>			
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	0	0
ZE AM Porto	15296,79	0	0
ZE Aveiro	2044,26	50,18	2,5
ZE Beiras e S.Estrela 1	17667,78	297,15	1,7
ZE Beiras e S.Estrela 2	2576,62	0	0
ZE Coimbra	0	0	0
ZE Leiria	0	0	0
ZE Médio Tejo	4149,02	0	0
ZE Oeste	0	0	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	0	0
ZE Alentejo Central	2327,46	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	0	0
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	0	0
ZE Algarve	3132,80	0	0

## Recursos geológicos

As Áreas de Concessões Mineiras e de Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais constituem recursos geológicos a salvaguardar e valorizar. A análise da potencial interferência dos eixos estratégicos em estudo com essas áreas é desenvolvida tendo por base a informação cartográfica disponibilizada pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), e apresentada na Figura 62.

No que diz respeito às Áreas de Concessões Mineiras, apenas se registam potenciais interferências no caso da Zona Estratégica Oeste (Eixo Estratégico Modernização), com 1,9% do eixo estratégico abrangendo esse tipo de áreas (ver Quadro 100)

No que diz respeito às Áreas de Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais (Quadro 101), verificam-se potenciais interferências em 7 das 26 Zonas Estratégicas em avaliação.

No caso dos Eixos Estratégicos LAT, o valor mais elevado, quer em termos percentuais, quer em termos absolutos, situa-se na ZE Baixo Alentejo 2, abrangendo 92,6% da área do eixo estratégico. As potenciais interferências são, também, muito significativas nas ZE Trás-os-Montes 1 e Alentejo Litoral 3. No caso dos Eixos Estratégicos SE, as potenciais interferências são, também, mais elevadas nas referidas ZE Baixo Alentejo 2, com os valores mais expressivos, Alentejo Litoral 3 e Trás-os-Montes 1. No caso dos Eixos Estratégicos Modernização, as potenciais interferências são mais elevadas nas ZE Alentejo Litoral 2 e Beiras e Serra da Estrela 2.

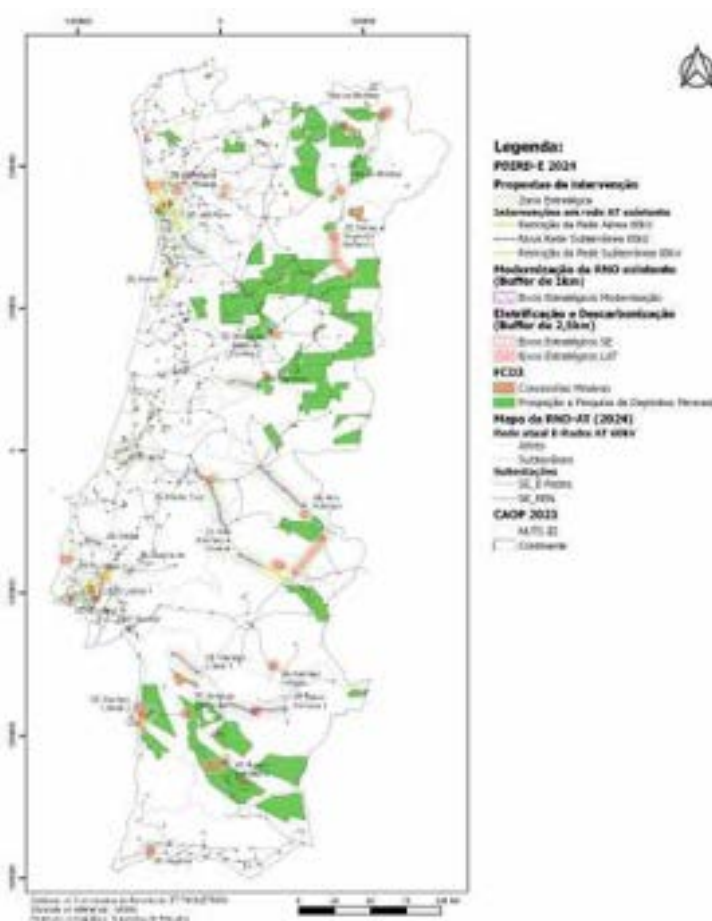


Figura 62 - Potencial de interferência com Áreas de Concessões Mineiras e de Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais. Fonte: DGEG/LNEG (2023)

Quadro 100 – Potencial interferência com Áreas de Concessões Mineiras

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização		
	Área EE (ha)	Concessões Mineiras (ha)	(%) Concessões Mineiras no EE	Área EE- (ha)	Concessões Mineiras (ha)	(%) Concessões Mineiras no EE	Área EE (ha)	Concessões Mineiras (ha)	(%) Concessões Mineiras no EE
ZE Oeste	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	2185,93	41,83	1,9

Quadro 101 – Potencial interferência com Áreas de Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais (PPDM)

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização		
	Área EE (ha)	A <sub>PPDM</sub> (ha)	(%) A <sub>PPDM</sub> no EE	Área EE (ha)	A <sub>PPDM</sub> (ha)	(%) A <sub>PPDM</sub> no EE	Área EE- (ha)	A <sub>PPDM</sub> (ha)	(%) A <sub>PPDM</sub> no E
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	2735,96	58,0	3017,55	829,82	27,5	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	1761,97	949,55	53,9
ZE Coimbra	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0	4392,21	527,37	12,0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	703,12	3,2	4335,85	0,00	0,0	3953,92	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	6945,30	92,6	6037,13	4259,01	70,5	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	1577,92	17,7	3018,32	243,34	8,1	2447,93	2380,93	97,3
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	979,69	41,4	3018,53	1228,77	40,7	0,00	0,00	0,0

PPDM - Prospeção e Pesquisa de Depósitos Minerais

## Grandes equipamentos

O potencial de interferência das intervenções em estudo com grandes equipamentos é avaliado a partir da informação da COS 2018 referente a equipamentos. A informação cartográfica é apresentada na Figura 63 e os resultados da interseção dos eixos estratégicos com áreas de equipamento constam do Quadro 102.

No caso dos Eixos Estratégicos LAT, o valor mais elevado, em termos percentuais, regista-se nas ZE Grande Lisboa 1 (3,5%) e Baixo Alentejo 1 (3,4%). Em termos absolutos, os valores mais elevados correspondem aos territórios metropolitanos, nomeadamente a referida ZE Grande Lisboa 1 e a ZE AM Porto.

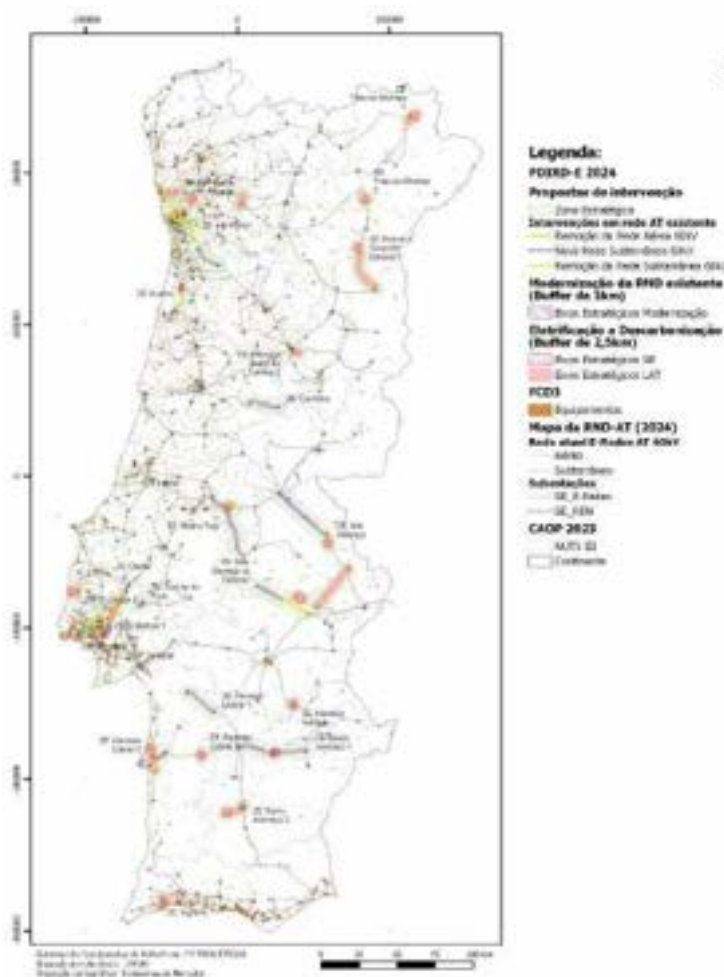
No caso dos Eixos Estratégicos SE, destaca-se, uma vez mais, a situação da ZE Grande Lisboa (9,3%) e, depois, da ZE Baixo Alentejo 1 (3,7%) e Algarve (3,2%). Em termos absolutos, a área abrangida de equipamentos é maior na ZE Grande Lisboa 1 e na ZE Algarve.



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Quadro 102 – Potencial interferência das intervenções em estudo com Áreas de Equipamento



Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização		
	Área EE (ha)	A <sub>Eq</sub> (ha)	(%) A <sub>Eq</sub> no EE-LAT	Área EE (ha)	A <sub>Eq</sub> (ha)	(%) A <sub>Eq</sub> no EE-SE	Área EE (ha)	A <sub>Eq</sub> (ha)	(%) A <sub>Eq</sub> no EE-MOD
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	62,65	1,3	3017,55	40,30	1,3	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	11,86	0,6	3018,04	13,38	0,4	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	44,67	0,8	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	176,90	1,2	3018,50	18,20	0,6	5860,59	25,22	0,4
ZE Aveiro	2044,26	22,54	1,1	0	0	0	1069,23	4,95	0,5
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	14,86	0,1	3018,09	0	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	1,84	0,1	0	0	0	1761,97	23,86	1,4
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	0,11	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	11,11	0,5
ZE Médio Tejo	4149,02	67,30	1,6	0	0	0	9503,43	44,11	0,5
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	2,24	0,1
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	321,99	3,5	2411,03	224,24	9,3	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	55,03	1,4	2691,87	48,29	1,8	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	69,29	2,9	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	23,26	1,1	3018,30	25,01	0,8	9011,09	1,71	0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	23,24	0,1	4335,85	108	0,2	3953,92	1,78	0
ZE Alentejo Central	2327,46	9,01	0,4	3018,47	103	0,3	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	87,09	3,4	3018,52	110,59	3,7	10320,92	76,18	0,7
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	24,18	0,3	6037,13	27,36	0,5	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	12,85	0,3
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	27,22	0,3	3018,32	26,15	0,9	2447,93	18,83	0,8
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	5,98	0,3	3018,53	5,92	0,2	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	31,49	1,0	3017,56	95,09	3,2	0	0	0

Figura 63 - Potencial interferência das intervenções em estudo com áreas de equipamento. Fonte: COS (2018).

**Infraestruturas Rodoviárias e Ferroviárias**

A Figura 64 e o Quadro 103 apresentam informação, para os diversos Eixos Estratégicos em estudo, sobre as suas interferências potenciais com as infraestruturas rodoviárias e ferroviárias.

Essas interferências estão, necessariamente, relacionadas com a localização e densidade das referidas infraestruturas. O número de atravessamentos de infraestruturas rodoviárias e de infraestruturas ferroviárias é, na globalidade, mais elevado no caso dos Eixos Estratégicos LAT. Nestes, o número de atravessamentos de infraestruturas rodoviárias é maior na Zona Estratégica AM Porto (99 atravessamentos) e na ZE Grande Lisboa 1 (69 atravessamentos). Estes dois casos correspondem a 68% do total de atravessamentos em todos os Eixos Estratégicos LAT.

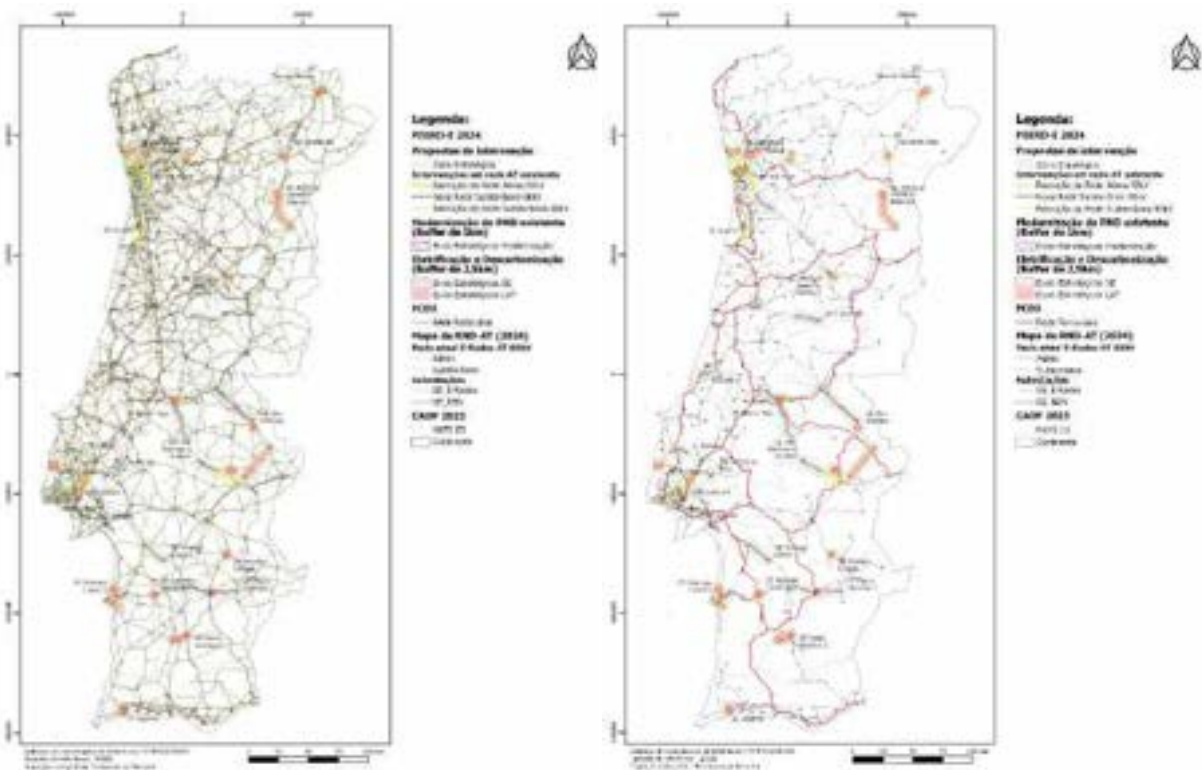


Figura 64 – Atravessamentos potenciais de infraestruturas lineares (rodoviárias e ferroviárias) pelos eixos estratégicos em avaliação (IP, 2023)

Quadro 103 – Atravessamentos potenciais de infraestruturas rodoviárias e ferroviárias

Zona Estratégica	EE-LAT			EE-SE			EE-Modernização		
	Área (ha)	Nº atravessamentos		Área (ha)	Nº atravessamentos		Área (ha)	Nº atravessamentos	
		RRN	RFN		RRN	RFN		RRN	RFN
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	23	0	3017,55	17	0	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	5	0	3018,04	6	0	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	14	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	99	4	3018,50	16	0	5860,59	19	0



Zona Estratégica	EE-LAT			EE-SE			EE-Modernização		
	Área (ha)	Nº atravessamentos		Área (ha)	Nº atravessamentos		Área (ha)	Nº atravessamentos	
		RRN	RFN		RRN	RFN		RRN	RFN
ZE Aveiro	2044,26	18	1	0	0	0	1069,23	12	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	19	0	3018,09	3	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	2	0	0	0	0	1761,97	12	0
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	3	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	7	1
ZE Médio Tejo	4149,02	27	1	0	0	0	9503,43	24	1
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	3	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	69	5	2411,03	3	6	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	16	0	2691,87	11	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	17	1	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	3	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	10	0	3018,30	12	0	9011,09	25	1
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	18	2	4335,85	6	1	3953,92	11	0
ZE Alentejo Central	2327,46	8	0	3018,47	8	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	12	1	3018,52	15	1	10320,92	27	1
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	25	1	6037,13	22	0	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	6	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	10	4	3018,32	6	0	2447,93	15	1
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	4	3	3018,53	4	3	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	11	0	3017,56	18	1	0	0	0

**Outras infraestruturas**

Ainda no campo das infraestruturas, analisam-se as potenciais interferências com as infraestruturas aeroportuárias e portuárias (Figura 65 e Quadro 104).

No que diz respeito à proximidade de infraestruturas aeroportuárias, registam-se potenciais de interferência nulos ou muito reduzidos. Verifica-se alguma interferência, de expressão limitada, nos casos das ZE Grande Lisboa 1 e 3, Baixo Alentejo 2, Alentejo Litoral 1 e Algarve.

Conclusão semelhante pode ser retirada da avaliação da proximidade de infraestruturas portuárias. Neste caso, as interferências potenciais identificadas dizem respeito às ZE Grande Lisboa 1 e 2 e Algarve.

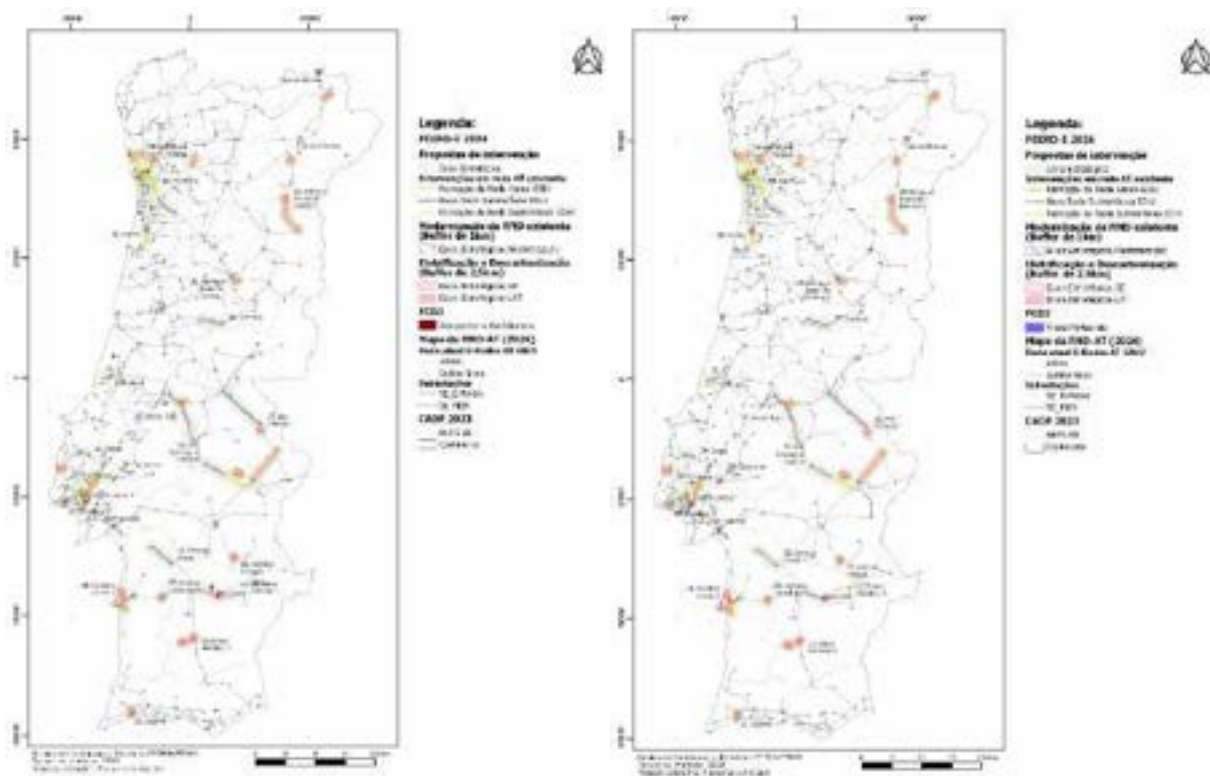


Figura 65 -Potencial interferência com: a) Aeroportos e Aeródromos; b) Áreas portuárias

Quadro 104 – Potencial interferência com Aeroportos e Aeródromos

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização		
	Área EE (ha)	A <sub>A&amp;A</sub> (ha)	(%) A <sub>A&amp;A</sub> no EE	Área EE (ha)	A <sub>A&amp;A</sub> (ha)	(%) A <sub>A&amp;A</sub> no EE	Área EE (ha)	A <sub>A&amp;A</sub> (ha)	(%) A <sub>A&amp;A</sub> no EE
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	35,73	0,4	2411,03	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	44,79	1,9	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	3,55	0	6037,13	3,55	0,1	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	2,82	0,1
ZE Algarve	3132,80	7,88	0,3	3017,56	7,88	0,3	0	0	0

A&A - Aeroportos e Aeródromos

Quadro 105 - Potencial interferência com Áreas Portuárias

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização		
	Área EE (ha)	A <sub>AP</sub> (ha)	(%) A <sub>AP</sub> no EE	Área EE (ha)	A <sub>AP</sub> (ha)	(%) A <sub>AP</sub> no EE	Área EE (ha)	A <sub>AP</sub> (ha)	(%) A <sub>AP</sub> no EE
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	17,62	0,2	2411,03	49,78	2,1	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	2,74	0,1	2691,87	3,51	0,1	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	0	0	3017,56	7,51	0,2	0	0	0

AP - Áreas Portuárias

### Outras áreas legalmente condicionadas

Foram já estudadas, na parte referente às atividades agrícolas, as interferências potenciais com a Reserva Agrícola Nacional. Analisa-se, agora, no campo das áreas legalmente condicionadas, o caso da Reserva Ecológica Nacional (Figura 66 e Quadro 106).

Em geral, a potencial interferência das intervenções em estudo com áreas da Reserva Ecológica Nacional é significativa. No caso dos Eixos Estratégicos LAT, e em termos percentuais, a potencial afetação é mais elevada nas ZE Alentejo Central (64,3%), Beiras e Serra da Estrela 2 (48,3%), Grande Lisboa 2 e 1 (45,9% e 42,2%, respetivamente), Alentejo Litoral 2 (45,7%), Algarve (44,9%) e Trás-os-Montes 2 (40,3%). Em termos absolutos, essa potencial interferência é mais extensa no caso das ZE Alto Alentejo Central, Alentejo Litoral 2, Grande Lisboa 1 e Beiras e Serra da Estrela 1.

No caso dos Eixos Estratégicos SE, as maiores percentagens de afetação potencial verificam-se nas ZE Alentejo Litoral 2 (74%), Alentejo Central (72,2%) e Beiras e Serra da Estrela 1 (72,1%). São também significativas nas ZE Alto Alentejo e Central (43,1%), Algarve (40,7%), Grande Lisboa 2 (40,4%) e Trás-os-Montes 2 (38,5%). Em termos absolutos, essa potencial interferência é mais extensa no caso das ZE Alentejo Central, Beiras e Serra da Estrela 1 e Alentejo Litoral 2.

Finalmente, no caso dos Eixos Estratégicos Modernização, as maiores percentagens de afetação potencial registam-se nas ZE Lezíria do Tejo (97,5%) e Alentejo Central (66,2%).

O Quadro 106 mostra, também, a potencial melhoria associada à remoção, em algumas destas áreas, de rede aérea de 60kV.

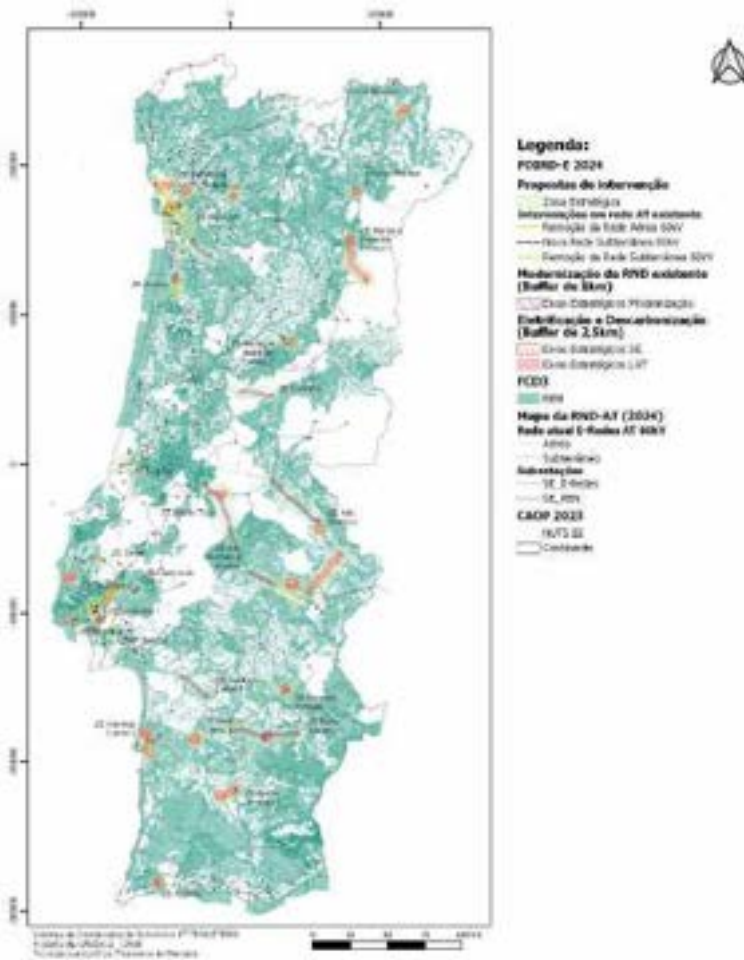


Figura 66 – Potencial interferência das intervenções em estudo com áreas da Reserva Ecológica Nacional. Fonte: de acordo com a informação vetorial disponível), DGT – Dados Abertos (SRUP – Reserva Ecológica Nacional), 2024

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Quadro 106 – Potencial interferência das intervenções em estudo com as áreas de Reserva Ecológica Nacional

Zona Estratégica	Eixos Estratégicos LAT			Eixos Estratégicos SE			Eixo Estratégico Modernização			Remoção de Rede Aérea (60 kV)		
	Área EE (ha)	Área REN (ha)	(%) REN no EE	Área EE (ha)	Área REN (ha)	(%) REN no EE-	Área EE (ha)	Área REN (ha)	(%) REN no EE	Área Remoção de Rede Aérea 60 kV (ha)	Área REN (ha)	(%) REN abrangida
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	938,19	19,9	3017,55	858,91	28,5	0	0	0	0,63	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	798,50	40,3	3018,04	1162,69	38,5	0	0	0	07	07	100
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	1342,46	24,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	1663,16	10,9	3018,50	737,63	24,4	5860,59	1396,43	23,8	247,11	31,53	12,8
ZE Aveiro	2044,26	504,04	24,7	0	0	0	1069,23	227,76	21,3	26,94	10,53	39,1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	3632,30	20,6	3018,09	2176,83	72,1	0	0	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	1243,39	48,3	0	0	0	1761,97	583,46	33,1	14,18	6,99	49,3
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	31,35	0,7	0	0	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	87,66	4,3	5,42	0	0
ZE Médio Tejo	4149,02	0	0	0	0	0	9503,43	2377,32	25,0	20,38	0	0
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	381,15	17,4	0	0	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	3836,12	42,2	2411,03	341,06	14,1	0	0	0	118,54	28,88	24,4
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	1848,75	45,9	2691,87	1088,26	40,4	0	0	0	06	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	196,02	8,2	0	0	0	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	1107,93	97,5	0	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,20	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	177,82	8,3	3018,30	314,78	10,4	9011,09	2903,15	32,2	0,13	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	5240,70	23,7	4335,85	1867,83	43,1	3953,92	2618,99	66,2	51,27	6,73	13,1
ZE Alentejo Central	2327,46	1496,04	64,3	3018,47	2177,97	72,2	0	0	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	351,55	13,9	3018,52	497,63	16,5	10320,92	3926,74	38,0	11,26	5,31	47,2
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	1419,51	18,9	6037,13	884,87	14,7	0	0	0	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	645,42	13,6	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	4072,00	45,7	3018,32	2234,78	74,0	2447,93	1223,66	50	26,04	11,19	43,0
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	459,26	19,4	3018,53	724,28	24,0	0	0	0	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	1407,15	44,9	3017,56	1227,83	40,7	0	0	0	0	0	0

### C3.4.2 - Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em:

- áreas urbanas e na sua proximidade
- em áreas de atividades económicas e na sua proximidade

O Quadro 107 apresenta a informação da variação da extensão da rede subterrânea. Considera-se a extensão da rede subterrânea da RND e, nesta, a variação dessa extensão em áreas urbanas ou na sua proximidade. Inclui-se nessa informação as áreas de atividades económicas situadas em áreas urbanas ou na sua proximidade.

Em consequência dos investimentos analisados, verifica-se um aumento da extensão das redes subterrâneas, na RND, de 14,9%. Esse aumento é superior (22,8%), no caso da rede em áreas urbanas, incidindo sobretudo nos espaços mais densamente urbanizados e onde é maior a potencial interferência da RND com as áreas urbanas, como é o caso dos dois territórios metropolitanos. Esse aumento é mais expressivo no caso da AM Porto.

Quadro 107 – Variação da extensão de rede subterrânea em áreas urbanas

	Extensão de Rede Subterrânea (Km)	Extensão de Rede Subterrânea em Áreas Urbanas (Km)	(%) de Extensão de Rede Subterrânea em Áreas Urbanas face à Extensão total de Rede Subterrânea	Extensão de Rede Subterrânea na Proximidade a Áreas Urbanas (Km)	(%) de Extensão de Rede Subterrânea na Proximidade a Áreas Urbanas face à Extensão total de Rede Subterrânea
RND	592,00	232,90	39,3	403,08	68,1
Nova Rede Subterrânea	94,96	55,52	58,5	73,74	77,7
Remoção de Rede Subterrânea	6,87	2,40	35,0	4,07	59,2
Total	680,09	286,01	42,1	472,75	69,5
Variação (%)	14,9	22,8	---	17,3	---

### C3.4.3 - Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND (km e %)

O Quadro 108 sistematiza a informação relativa a este indicador, para o conjunto dos Eixos Estratégicos em estudo. Como resultado das intervenções propostas, a extensão de linhas subterrâneas na RND (AT) passará de 6,1% para 6,9%. A percentagem correspondente, no caso das linhas MT, é superior, assumindo atualmente o valor de 20,6%.

Verifica-se, em conclusão, uma evolução da RND no sentido de um maior crescimento da rede subterrânea, embora esse crescimento não configure, do ponto de vista da sua expressão percentual, uma mudança muito expressiva das atuais características da rede.

Quadro 108 – Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND

	Extensão da rede (Km)		Percentagem	
	Rede atual	Rede Futura	Rede atual	Rede Futura
Rede Aérea	9123	9233	93,9	93,1
Rede Subterrânea	592	680	6,1	6,9

### **C3.5 - Prevenção de outros riscos**

#### *C3.5.1 - Área e/ou extensão e percentagem de novo eixo estratégico que atravessa áreas de áreas de intensidade sísmica 8 e 9 (ha ou km, %)*

Este indicador tem em conta a perigosidade sísmica e a necessidade de acautelar soluções a ela adequadas em áreas de elevada intensidade sísmica. De acordo com a Figura 67e o Quadro 109, verifica-se que este perigo é significativo nas seguintes Zonas Estratégicas, situadas na totalidade ou quase totalidade em áreas com elevada intensidade sísmica: Leiria, Médio Tejo, Oeste, Grande Lisboa 1, 2 e 3, Lezíria do Tejo, Baixo Alentejo 1, Alentejo Litoral 1 e 2 e Algarve.

O perigo sísmico é, também, significativo nas ZE Alto Alentejo e Alto Alentejo e Central.

#### *C3.5.2 - Estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG inseridos nos eixos estratégicos em avaliação (número)*

Este indicador tem em conta o risco de acidentes graves, nomeadamente o risco em que potencialmente incorrerão as novas infraestruturas da RND pelo atravessamento de áreas onde se localizam estabelecimentos abrangidos pelo Regime Jurídico de Prevenção de Acidentes Graves. De acordo com a Figura 68 e o Quadro 110, verifica-se que o número desses estabelecimentos situados na proximidade dos Eixos Estratégicos em estudo é muito reduzido. Há, mesmo assim, mais casos nas Zonas Estratégicas AM Porto, Aveiro e Grande Lisboa 1, registando-se ainda situações mais pontuais nas ZE Trás-os-Montes 1, Tâmega e Sousa, Beiras e Serra da Estrela 2 e Baixo Alentejo 1.



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

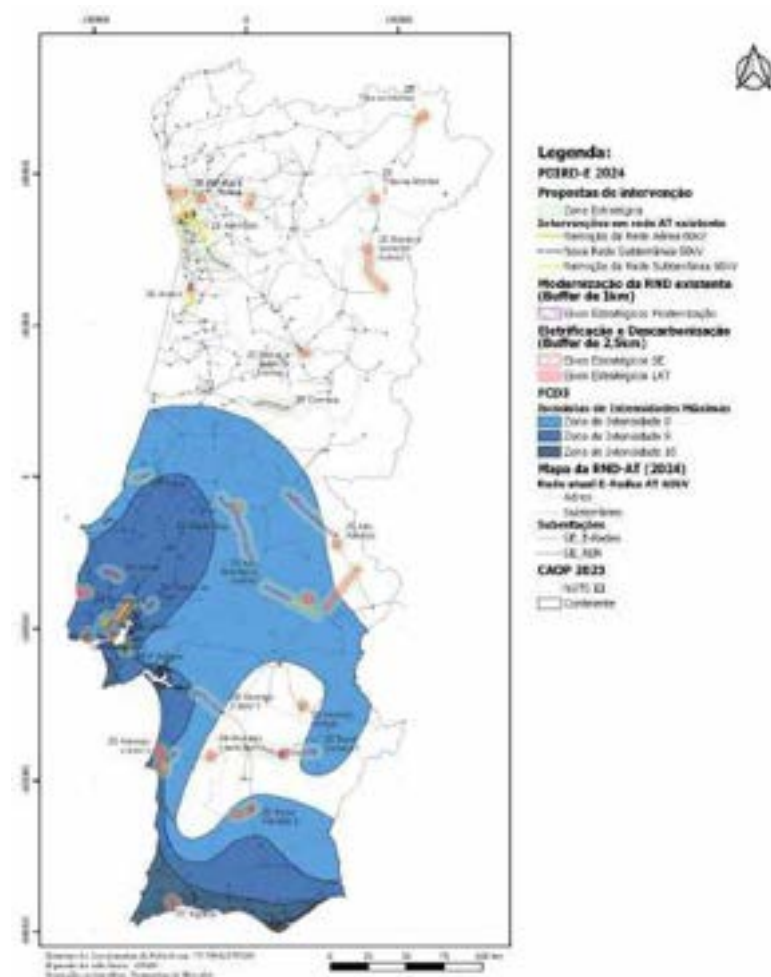


Figura 67 - Potencial inserção das intervenções em avaliação em áreas com elevada intensidade sísmica (ZI 8, 9 e 10). Fonte: ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG InfoRiscos, 2024

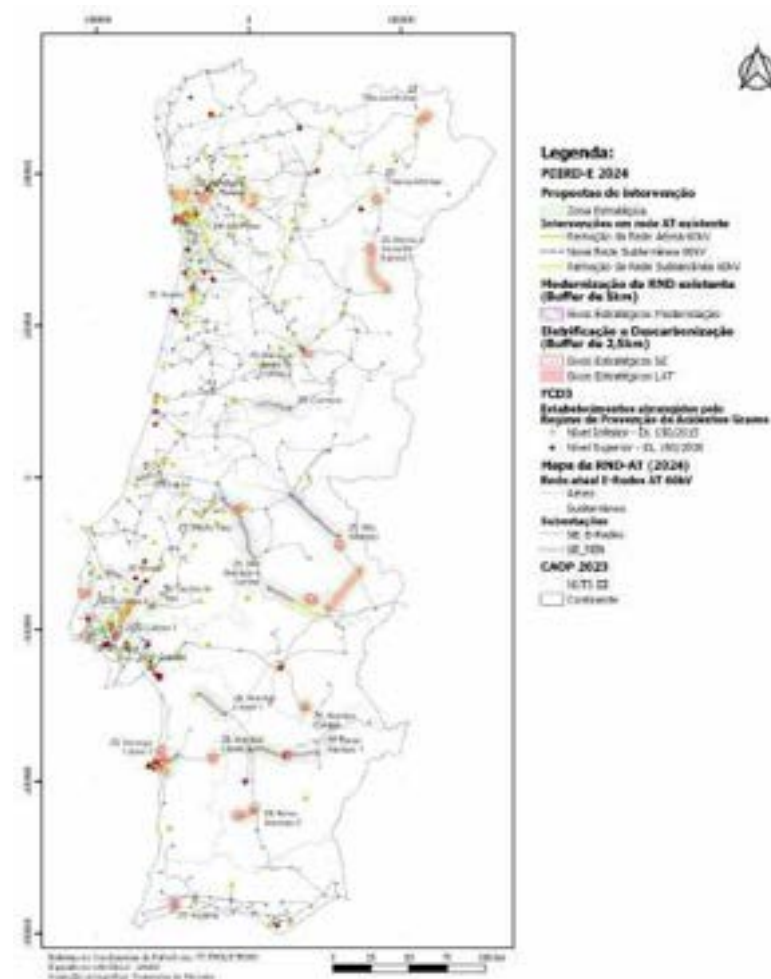
Quadro 109 – Potenciais inserção em áreas com elevada intensidade sísmica (ZIS<sub>8,9 e 10</sub>)

Zona Estratégica	ZIS <sub>8,9 e 10</sub>	EE-LAT		EE-SE			EE-Modernização		
	Área (ha)	Azis (ha)	ZIS <sub>8,9 e 10</sub> (%)	Área (ha)	Azis (ha)	ZIS <sub>8,9 e 10</sub> (%)	Área (ha)	Azis (ha)	ZIS <sub>8,9 e 10</sub> (%)
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	0	0	3017,55	0	0	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	0	0	3018,04	0	0	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	0	0	3018,50	0	0	5860,59	0	0
ZE Aveiro	2044,26	0	0	0	0	0	1069,23	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	0	0	3018,09	0	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	0	0	0	0	0	1761,97	0	0
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	0	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	2022,02	100
ZE Médio Tejo	4149,02	4149,02	100	0	0	0	9503,43	9503,43	100
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	2185,93	100
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	8692,44	95,6	2411,03	1973,16	81,8	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	3935,94	97,7	2691,87	2559,16	95,1	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	2306,61	96,4	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	1136,60	100
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	0	0	3018,30	0	0	9011,09	6709,34	74,5
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	10973,12	49,7	4335,85	4335,85	100	3953,92	3953,92	100
ZE Alentejo Central	2327,46	0	0	3018,47	0	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	0	0	3018,52	0	0	10320,92	2032,72	19,7
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	7500,77	100	6037,13	6037,13	100	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	4490,21	94,5
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	8915,96	100	3018,32	3018,32	100	2447,93	2447,93	100
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	0	0	3018,53	0	0	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	3096,86	98,9	3017,56	2934,88	97,3	0	0	0



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)



Quadro 110 – Potencial inserção na proximidade de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG

Estabelecimentos RPAG	EE-LAT			EE-SE			EE-Modernização		
	Área (ha)	Nível Inferior (n.º)	Nível Superior (n.º)	Área (ha)	Nível Inferior (n.º)	Nível Superior (n.º)	Área (ha)	Nível Inferior (n.º)	Nível Superior (n.º)
<b>Zona Estratégica</b>									
ZE Trás-os-Montes 1	4718,16	1	0	3017,55	0	0	0	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	1983,68	0	0	3018,04	0	0	0	0	0
ZE Tâmega e Sousa	5578,64	1	0	0	0	0	0	0	0
ZE AM Porto	15296,79	2	3	3018,50	0	0	5860,59	0	0
ZE Aveiro	2044,26	1	3	0	0	0	1069,23	1	2
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	17667,78	0	0	3018,09	0	0	0	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	2576,62	0	0	0	0	0	1761,97	1	0
ZE Coimbra	0	0	0	0	0	0	4392,21	0	0
ZE Leiria	0	0	0	0	0	0	2022,02	0	0
ZE Médio Tejo	4149,02	0	0	0	0	0	9503,43	0	0
ZE Oeste	0	0	0	0	0	0	2185,93	0	0
ZE Grande Lisboa 1	9092,15	2	1	2411,03	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 2	4030,15	0	0	2691,87	0	0	0	0	0
ZE Grande Lisboa 3	0	0	0	2393,06	0	0	0	0	0
ZE Lezíria do Tejo	0	0	0	0	0	0	1136,60	0	0
ZE Península de Setúbal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ZE Alto Alentejo	2132,42	0	0	3018,30	0	0	9011,09	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	22079,44	0	0	4335,85	0	0	3953,92	0	0
ZE Alentejo Central	2327,46	0	0	3018,47	0	0	0	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	2538,16	1	0	3018,52	1	0	10320,92	1	0
ZE Baixo Alentejo 2	7500,77	0	0	6037,13	0	0	0	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	0	0	0	0	0	0	4753,34	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	8915,96	0	0	3018,32	0	0	2447,93	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	2365,60	0	0	3018,53	0	0	0	0	0
ZE Algarve	3132,80	0	0	3017,56	0	0	0	0	0

Figura 68 - Potencial inserção das intervenções em avaliação na proximidade de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG. ANEPC, Avaliação Nacional de Risco-2ª atualização, 2023 e WebSIG [InfoRiscos](#), 2024

### **C3.6 - Assimetrias Territoriais**

Este grupo de indicadores tem como objetivo avaliar a capacidade de mobilização de recursos energéticos endógenos e os efeitos da proximidade da rede a novos produtores nas desigualdades regionais de desenvolvimento económico, em especial em territórios com VAB per capita inferior à média nacional, Pretende, ainda, avaliar a capacidade de satisfação das necessidades locais e consequente redução das assimetrias territoriais no acesso à energia; além de permitir analisar a evolução do desempenho ambiental da rede existente com recurso a eventuais reclamações que tenham ocorridos e que, entretanto, tenham solução equacionada no âmbito dos investimentos previstos no Plano.

*C3.6.1 - Variação da capacidade de receção e transporte de FER (GWh e %) em:*

- *territórios com VAB per capita inferior à média nacional;*
- *na RND*

Este indicador pretende contribuir para a avaliação da capacidade de valorização de recursos energéticos locais, na perspetiva da integração de fontes de energia renováveis e da redução de assimetrias de desenvolvimento.

De acordo com a informação disponível, e já referida anteriormente, a potência ligada à rede era, em 2024, de 5.867 MVA, esperando-se que, no final de 2030 e em consequência dos investimentos previstos, a capacidade de receção da RND aumente para 7.228 MVA.

A Figura 69 procede à sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador do VAB a preços correntes, de modo a permitir uma análise da espacialização previsível destas alterações. Verifica-se que as intervenções propostas ocorrem em espaços com características muito diferenciadas do ponto de vista do desenvolvimento económico. O seu efeito conjugado na evolução das assimetrias de desenvolvimento não é, portanto, imediato e dependerá de vários fatores, para além dos relacionados com a provisão de infraestrutura de distribuição de energia.

Na fundamentação das intervenções propostas, que acompanha a sua identificação e descrição inicial, existem referências explícitas ao aumento da capacidade de receção e transporte de FER na justificação de intervenções associadas às seguintes Zonas Estratégicas: Trás-os-Montes 2, AM Porto, Alto Alentejo e Central, Lezíria do Tejo, Grande Lisboa 3, Alentejo Central, Alentejo Litoral 2 e 3, Baixo Alentejo 1 e 2. Alguns destes territórios situam-se em espaços com VAB per capita inferior à média nacional e outros, pelo contrário, situam-se em espaços com VAB per capita superior à média nacional.

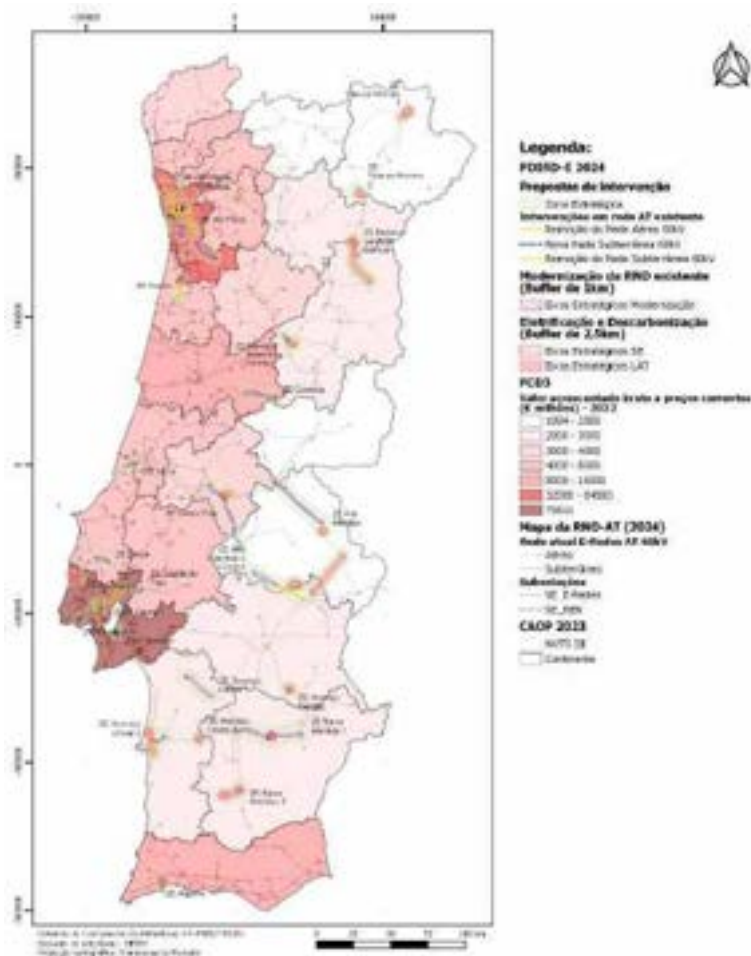


Figura 69 - Sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador do VAB a preços correntes, por NUTS III (2022)

### C3.6.2 - SAIDI-MT (System Average Interruption Duration Index, em minutos), por município

Este indicador pretende avaliar a evolução das assimetrias espaciais da continuidade e qualidade de serviço. A Figura 70 procede à sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador SAIDI – MT, por município, referente a 2023. Como foi referido na parte referente às tendências e situação atual da RND, este indicador é mais elevado na Área Metropolitana do Porto e nos territórios próximos, nomeadamente do Ave e do Cávado, na Área Metropolitana de Lisboa, na Beira Baixa e, em geral, na faixa mais litoral do continente. Foi, também, referido que os valores deste indicador são relativamente baixos, face ao disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço

A análise da Figura 70 permite verificar que as intervenções propostas estão parcialmente localizadas nos municípios em que o indicador SAIDI – MT tem sido mais elevado. Existem importantes sobreposições, que, provavelmente, se refletirão na alteração do valor deste indicador. Há, no entanto, casos de municípios não abrangidos diretamente pelas intervenções propostas, nomeadamente na região Norte (Cávado, Ave), na Beira Baixa e no Algarve, que deverão ser acompanhados no processo de monitorização.

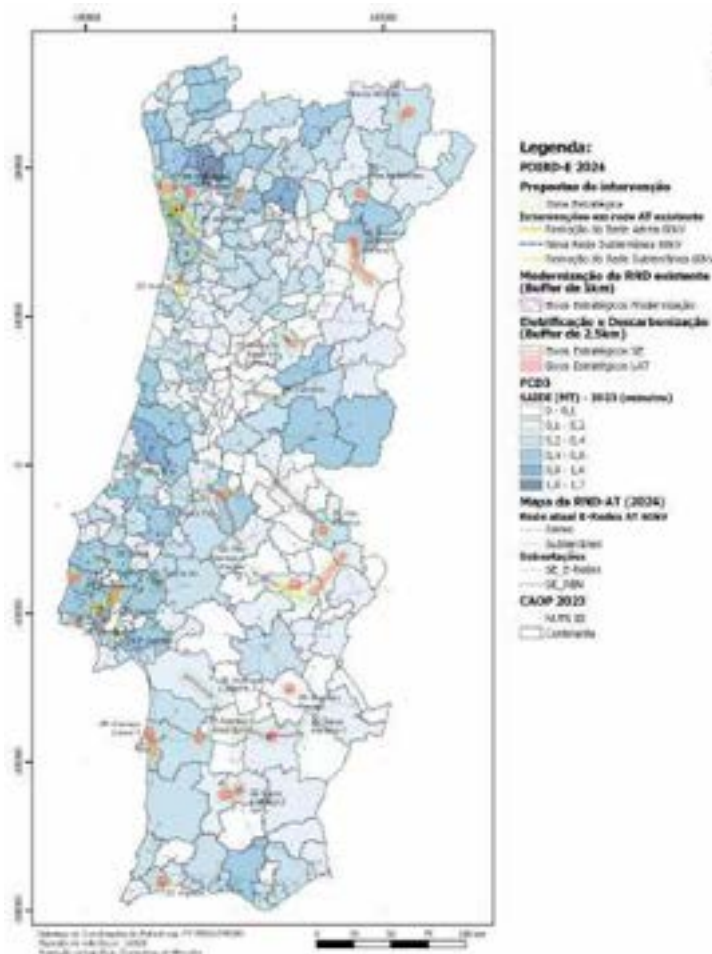


Figura 70 - Sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador SAIDI – MT, por município (2023)

### C3.6.3 - TIEPI MT (Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos), por município

Este indicador pretende, também, avaliar a evolução das assimetrias espaciais da continuidade e qualidade de serviço. Nesse sentido, a Figura 71 procede à sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador TIEPI – MT, por município, referente a 2023.

As conclusões e recomendações a retirar da análise dessa sobreposição são idênticas às referidas para o indicador C3.6.2.

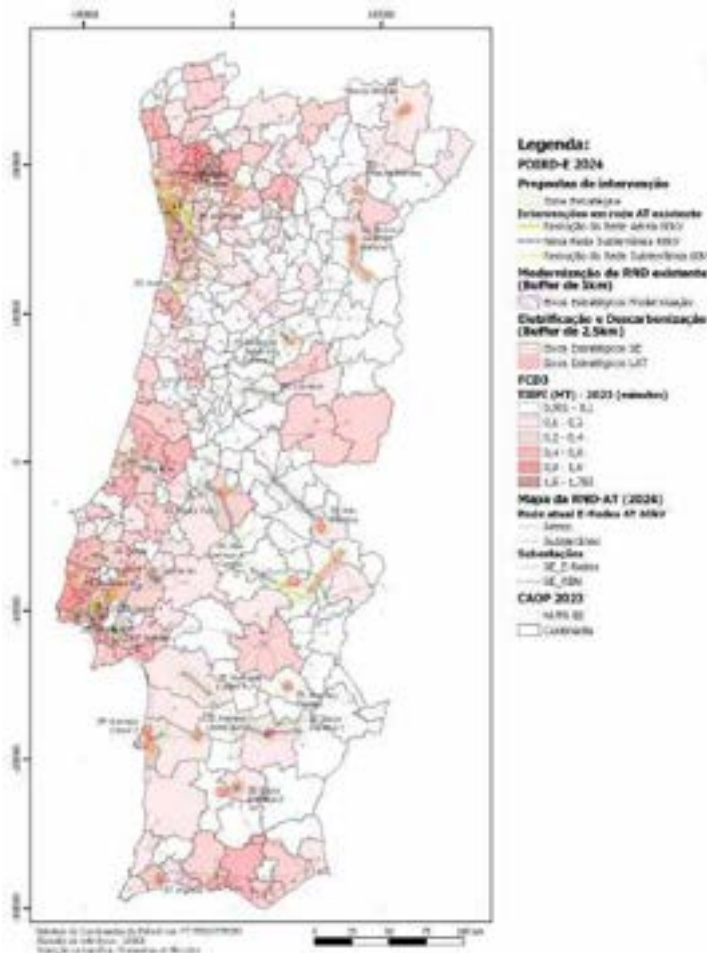


Figura 71 – Sobreposição das intervenções em avaliação com o indicador TIEPI – MT, por município (2023)

### C3.6.4 - Reclamações ambientais por município (nº)

Este indicador pretende avaliar a evolução das assimetrias espaciais na perceção do desempenho ambiental da rede existente. Recorre, para isso, a informação da E-REDES (Figura 72) sobre reclamações ambientais recebidas, categorizadas de acordo com motivos de reclamação relacionados com: biodiversidade; campos elétricos e magnéticos; derrames para o solo ou meio hídrico; emissões para a atmosfera; integração paisagística; resíduos; ruído; vegetação.

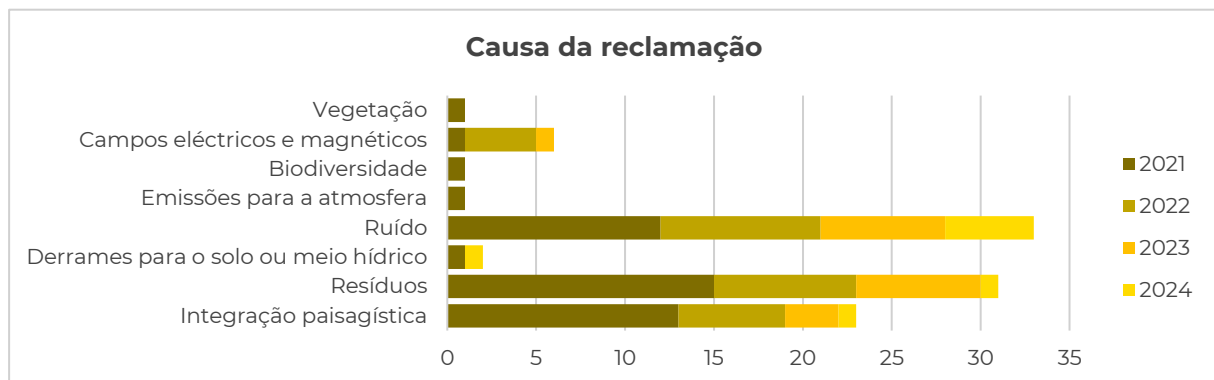


Figura 72 – Causas das reclamações ambientais, por ano. Fonte: E-REDES, 2024.

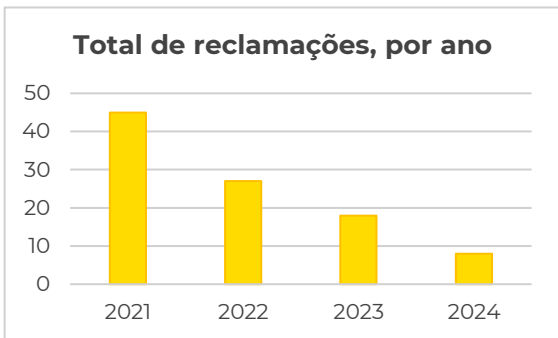
No entanto, uma análise mais fina sobre o conteúdo das reclamações apresentadas permitiu constatar que algumas cas classificadas como Campos Elétricos e Magnéticos diziam respeito a reclamações sobre ruído de postos de transformação e a intervenções em propriedades privadas.

Entre 2021 e 2024, foram recebidas pela E-REDES 99 reclamações relacionadas com os tópicos referidos. 42 dessas reclamações foram recebidas em 2021, 29 em 2022, 17 em 2023 e 11 no corrente ano de 2024. O Quadro 111 apresenta essa informação para o período de 2021 a 2024, segundo as NUTS III. Sublinha-se o maior número de casos associado à Área Metropolitana do Porto, seguindo-se, por ordem decrescente, as Beiras e Serra da Estrela e a Região de Coimbra.

Não é possível, com a informação disponibilizada, antecipar uma associação direta entre as reclamações recebidas e cada uma das intervenções previstas no âmbito deste Plano e, por isso, este indicador, deverá integrar, também, os indicadores de monitorização da execução do próprio Plano.

Pode, no entanto, afirmar-se, à partida, que as intervenções nas Zonas Estratégicas AM Porto, Beiras e Serra da Estrela e Coimbra são potencialmente relevantes para a redução das assimetrias na perceção do desempenho ambiental da rede.

Quadro 111 – Reclamações ambientais, por NUTS III (2021-2024). Fonte: E-REDES, 2024

NUTS III	Reclamações	Evolução do número de reclamações
Área Metropolitana do Porto	22	
Beiras e Serra da Estrela	13	
Região de Coimbra	11	
Viseu Dão Lafões	9	
Área Metropolitana de Lisboa	8	
Região de Aveiro	5	
Algarve	4	
Alto Minho	4	
Tâmega e Sousa	4	
Ave	3	
Beira Baixa	3	
Alto Tâmega	2	
Cávado	2	
Médio Tejo	2	
Oeste	2	
Alentejo Central	1	
Alentejo Litoral	1	
Douro	1	
Região de Leiria	1	
Terras de Trás-os-Montes	1	
Baixo Alentejo	0	
Lezíria do Tejo	0	
Alto Alentejo	0	
<b>Total</b>	<b>99</b>	



### 6.5.3 Síntese da avaliação das propostas de intervenção

No presente ponto, procede-se a uma síntese da avaliação das propostas de intervenção do PDIRD-E 2024.

No que concerne à **Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas**, foi possível verificar que, tendo presente todas as áreas classificadas interseccionadas pelos EE em avaliação, verifica-se que a maioria dos EE se encontra fora das áreas protegidas ou sensíveis para as espécies analisadas, pelo que não são esperadas afetações sensíveis a este nível.

Relativamente à *avifauna*, é de notar que os EE associados à costa atlântica apresentam uma coincidência espacial com áreas críticas e muito críticas para aves aquáticas, em especial nas ZE Aveiro (ZE07), Grande Lisboa 2 (ZE17) e Alentejo Litoral 2 (ZE22). O mesmo fenómeno sucede na proximidade de Castro Verde, com a definição de uma área muito crítica para aves estepárias, que é coincidente com alguns EE da ZE Baixo Alentejo 2 (ZE25). Mesmo aqui, considera-se ser possível avançar com a implementação dos projetos objeto do Plano, desde que sejam observadas, atentamente, as diretrizes apresentadas.

Relativamente aos mamíferos analisados (grupo dos *quirópteros*, *Lobo-ibérico* e *Lince-ibérico*), identificam-se interseções pouco relevantes com os EE. Mantém-se, mesmo assim, a necessidade de observar as diretrizes que se apresentam.

Ao nível interferência com **Paisagem e Património Cultural e Natural**, no que respeita ao *património*, as análises efetuadas, mostraram a presença generalizada de ocorrências, mas, também, da possibilidade de se concretizarem os projetos, sem afetação deste tipo de valores, observando as diretrizes propostas em 6.5.4. Ao nível das *paisagens*, com reconhecida importância, existem alguns projetos, nomeadamente os analisados nos inseridos nas Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 2 e Beiras e Serra da Estrela 1, que implicam preocupações acrescidas e que obrigarão a um cuidado particular no desenvolvimento dos projetos associados.

Quanto à interferência com os **Recursos Hídricos**, e no que respeita à interferência nas massas de água pelos diferentes Eixos Estratégicos, a análise efetuada não deixa antecipar que venham a existir afetações relevantes a este nível. Sendo certo que existirão ocupações de diversas massas de água com Estado inferior a Bom, a fase subsequente – de maior detalhe, com a definição do projeto que permitirá a concretização dos investimentos previstos, deverá acautelar que os mesmos não possam vir a provocar uma maior degradação dessas massas de água

Do ponto de vista da **Inserção Territorial**, concluiu-se que os diferentes Eixos Estratégicos colocam diferentes desafios do ponto de vista da qualidade dessa inserção. Em geral, são expressivas as potenciais interferências com áreas urbanas, espaços de atividade agrícola, da RAN e da REN, que devem ser acauteladas. A interferência potencial mais expressiva com as áreas urbanas ocorre nos espaços mais urbanizados, (como as ZE Grande Lisboa 1, Grande Lisboa 2, AM Porto e Aveiro), estando previsto o enterramento de linhas ou a construção de novas linhas subterrâneas no atravessamento das correspondentes áreas urbanas, e o correspondente aumento da extensão e percentagem da rede subterrânea.

A respeito da **Prevenção de outros Riscos**, concluiu-se que, em geral, o número de estabelecimentos RJPAG na proximidade dos Eixos Estratégicos em estudo é muito

reduzido. Verifica-se uma desigual exposição ao perigo sísmico, que é muito significativa em territórios do centro e sul do continente.

Finalmente, na perspetiva do contributo para redução das **Assimetrias Territoriais**, a análise realizada sublinhou a importância da sua monitorização, uma vez que as intervenções propostas ocorrem em espaços com características muito diferenciadas do ponto de vista do desenvolvimento económico e que o seu efeito dependerá de vários fatores, para além dos relacionados com a provisão de infraestrutura de distribuição de energia. Existe potencial de redução de assimetrias na continuidade e qualidade do serviço e na perceção da qualidade ambiental da rede.

#### 6.5.4 Planeamento e Monitorização

As Diretrizes de Planeamento e Gestão (DPG) e o Programa de Monitorização (PM) definiram-se em relação estreita com os FCD considerados na avaliação das propostas.

- **Diretrizes de Planeamento e Gestão**

No âmbito deste FCD, enunciam-se as seguintes orientações para planos e projetos futuros:

- Garantir que a avaliação ambiental prévia acompanha o desenvolvimento do projeto e permite identificar valores naturais existentes e assegurar a devida compatibilização.
- Garantir a compatibilização das infraestruturas com os valores naturais e assegurar a estrutura de continuidade ecológica entre áreas de interesse para a biodiversidade e conservação, por exemplo, com os corredores ecológicos que possam existir.
- Garantir, no desenho dos projetos que se inserem em áreas com potencial de conflito com as aves (especialmente nas Zona Estratégicas de Alto Alentejo e Central, Baixo Alentejo 1, Baixo Alentejo 2, Alentejo Litoral 1, Alentejo Litoral 2 e Beiras e Serra da Estrela 1), a opção por soluções que minimizem potenciais impactes de colisão e eletrocussão com as aves.
- Prosseguir na implementação dos Protocolos que estão em curso, relativos à monitorização e minimização de impactes nas aves.
- Cumprir, no planeamento das obras, as limitações temporais associadas à construção dos projetos, nomeadamente na Zona Estratégica de Trás-os-Montes 1, onde existe potencial de afetação de áreas com valor para o lobo-ibérico.
- Garantir que a avaliação ambiental prévia acompanha o desenvolvimento do projeto e permite identificar os valores patrimoniais existentes e assegurar a devida compatibilização.
- Garantir que a avaliação ambiental acompanha o desenvolvimento do projeto e permite definir as melhores soluções para compatibilizar os projetos com os valores paisagísticos existentes, nomeadamente nos EE inseridos nas Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 2 e Beiras e Serra da Estrela 1.
- Adotar nos desenhos e definição dos projetos e soluções construtivas, soluções que evitem a degradação das massas de água subterrâneas identificadas em estado inferior a Bom, evitando a sua degradação. Esta opção deve, aliás, ser considerada em todas as intervenções preconizadas no Plano.
- Garantir que sejam adotadas soluções estruturais, construtivas e de implantação adequadas ao tipo de zonas atravessadas, nomeadamente quando localizadas em áreas legalmente condicionadas ou com restrições de uso;
- Garantir a adoção de soluções de traçado otimizadas, minimizando a afetação do território, nomeadamente das áreas urbanas, espaços de atividades económicas, empreendimentos



turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas, através do aproveitamento de eixos existentes, utilização de corredores de outras ou das mesmas infraestruturas e/ou pela consideração de linhas duplas, e pela opção de desenvolvimento da rede subterrânea.

- Consultar o DGADR durante o processo de elaboração de projetos para salvaguardar as devidas autorizações no caso;
- Qualquer proposta de intervenção na zona de jurisdição da IP, deve ser objeto de projeto específico, devendo os respetivos projetos ser submetidos a licenciamento, autorização ou parecer prévio vinculativo da Infraestruturas de Portugal, IP, S.A., nos termos do art.º 42.º do Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional, aprovado pela Lei n.º 34/2015 de 27 de abril;
- Acautelar a consideração das infraestruturas da RND em sede de elaboração ou revisão dos diversos instrumentos de gestão territorial.

• **Programa de Monitorização**

Para efeitos de monitorização dos efeitos ambientais da implementação do Plano no âmbito do FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais, indica-se um conjunto de indicadores de monitorização (IM) que se consideram eficazes para o efeito. O programa proposto tenta integrar alguns indicadores que, no passado, já foram alvo de monitorização passada, de modo, a garantir alguma continuidade. Essa análise teve o contributo da experiência da E-REDES.

Quadro 112 – Síntese de indicadores de monitorização associados ao FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais

<b>Critério</b>	<b>Indicadores de monitorização</b>	<b>Fundamentação</b>
Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas	Extensão (km) de novas linhas aérea em áreas da RNAP Área (ha) de novas SE, PC e PS em áreas da RNAP	Avalia os efeitos da implementação do Plano ao nível da biodiversidade e áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.
	Extensão e/ou área (km e ha) de LAT e SE em áreas com estatuto de conservação reconhecido, em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves, quirópteros, Lobo-ibérico e Lince-ibérico	Avalia os efeitos da implementação do Plano ao nível da biodiversidade, nomeadamente ao nível de áreas com importância para valores naturais como aves, lobo, quirópteros ou lince no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.
	Extensão (km) de linhas aéreas desmontadas, corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção, em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves	Avalia os esforços de correção de linhas em áreas com potencial para conflito com a avifauna, por tipo de intervenção: <i>desmontagem de linhas, colocação de dispositivos de proteção</i>
	Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas, em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves e áreas com estatuto de conservação reconhecido	Avalia a percentagem de linhas aéreas em áreas com potencial para conflito com a avifauna, relativamente ao total de linhas aéreas.
Interferência com Paisagem e	Extensão e/ou área (km e ha) de LAT ou SE em áreas com estatuto de	Avalia os efeitos da implementação do Plano ao nível do património cultural,

<b>Critério</b>	<b>Indicadores de monitorização</b>	<b>Fundamentação</b>
Património Cultural e Natural	proteção ao nível patrimonial, em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância	nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo
	Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas (desmontadas) em áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância	Avalia os efeitos da implementação do Plano ao nível das áreas de enquadramento do património cultural e em áreas de reconhecido interesse paisagístico, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo
	Variação da percentagem de LAT ou SE, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações, em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial, áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes	Avalia a percentagem de linhas aéreas em áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial, áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido e em áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes.
Inserção territorial	Extensão e/ou área (km e ha) de LAT ou SE localizadas em e na proximidade de áreas urbanas	Permite avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e garantir a minimização dos impactes sobre áreas urbanas
	Extensão e/ou área (km e ha) de LAT ou SE localizadas em e na proximidade de áreas destinadas a atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas	Permite avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND
	Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em: áreas urbanas e na sua proximidade; em áreas de atividades económicas e na sua proximidade	Permite avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e garantir a minimização dos impactes sobre áreas urbanas
	Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND (km e %)	Permite avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND
	Número de participações da E-REDES em Comissões Consultivas de PDM	Garantir a Inclusão da E-REDES em Comissões Consultivas dos Planos Diretores Municipais, de modo a acautelar a consideração das infraestruturas da RND em sede de revisão destes instrumentos de gestão territorial
Prevenção de outros riscos	Número de estabelecimentos abrangidos pelo RJPEG na proximidade da RND	Permite avaliar a exposição da RND ao risco de acidentes graves.

Critério	Indicadores de monitorização	Fundamentação
Assimetrias territoriais	Variação da receção e transporte de FER (GWh e %), na RND e em territórios com VAB per capita inferior à média nacional	Permite avaliar a capacidade de mobilização de recursos energéticos endógenos nos processos de desenvolvimento local.
	SAIDI-MT (System Average Interruption Duration Index, em minutos), por município	Permite avaliar a redução de assimetrias espaciais na continuidade e qualidade do serviço.
	TIEPI MT (Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em minutos), por município	
	Reclamações ambientais por município	Permite avaliar a redução de assimetrias espaciais na perceção da qualidade ambiental da rede.

A monitorização será da responsabilidade da E-REDES e os indicadores definidos devem ser atualizados e analisados anualmente, à semelhança do realizado em exercícios anteriores.

## 6.6 Aplicação do princípio “não prejudicar significativamente”

De forma análoga à prevista para os investimentos efetuados ao abrigo do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), também se considera que os futuros projetos associados ao PDIRD-E deverão cumprir o princípio de “não prejudicar significativamente” os objetivos ambientais estabelecidos no artigo 9º do Regulamento Taxonomia, de acordo com os pressupostos estabelecidos no seu artigo 17º.

Nesse contexto e de acordo com as Orientações técnicas sobre a aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente», os investimentos a realizar no âmbito do presente Plano, para não prejudicar significativamente:

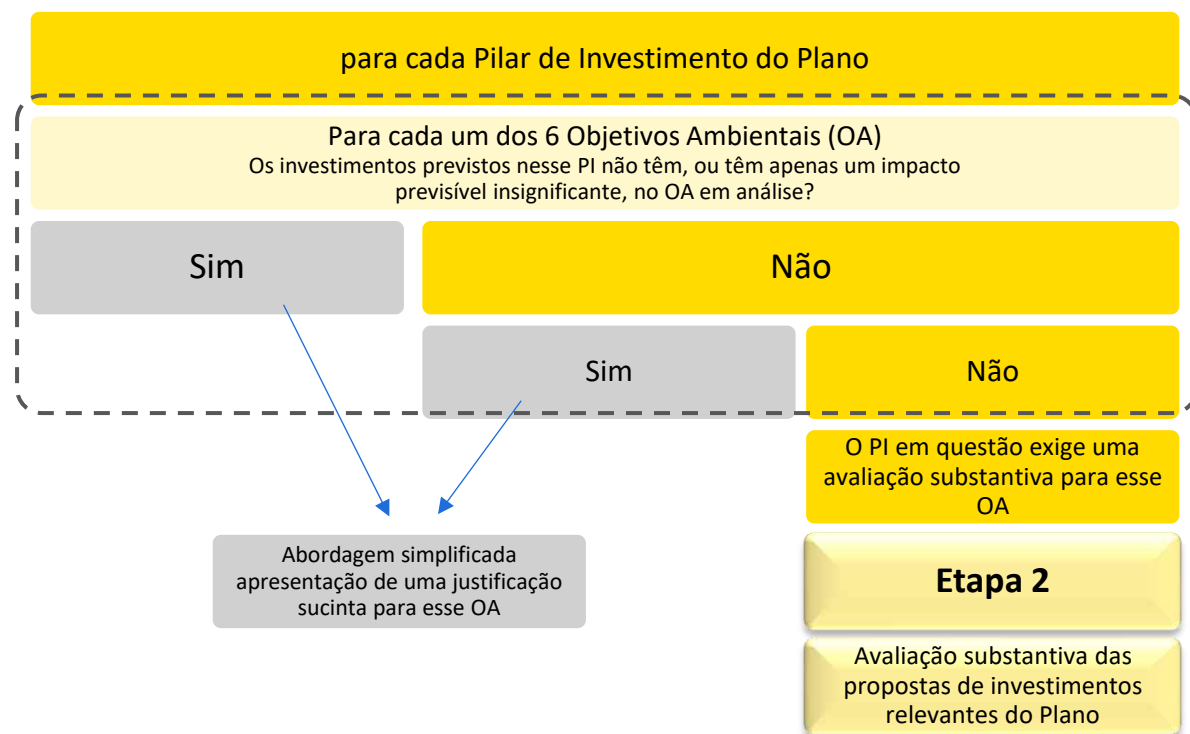
1. a *mitigação das alterações climáticas*, não podem dar origem a emissões significativas de gases com efeito de estufa (GEE);
2. a *adaptação às alterações climáticas*, não podem dar origem a um aumento dos efeitos negativos do clima atual e do clima futuro previsto, sobre a própria atividade, as pessoas, a natureza ou os ativos;
3. a *utilização sustentável e a proteção dos recursos hídricos e marinhos*, não podem prejudicar o bom estado ou o bom potencial ecológico das massas de água, incluindo as águas de superfície e subterrâneas, ou o bom estado ambiental das águas marinhas;
4. a *economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos*, não pode dar origem a ineficiências significativas na utilização dos materiais ou na utilização direta ou indireta dos recursos naturais, nem aumentar significativamente a produção, a incineração ou a eliminação de resíduos, nem causar prejuízos ambientais significativos e de longo prazo com a eliminação a longo prazo dos resíduos;
5. a *prevenção e o controlo da poluição*, não podem dar origem a um aumento significativo das emissões de poluentes para o ar, a água ou o solo;

6. a proteção e o restauro da biodiversidade e dos ecossistemas, não pode ser significativamente prejudicial para as boas condições e a resiliência dos ecossistemas ou para o estado de conservação dos habitats e das espécies, incluindo os de interesse da União.

Assim, foram aplicadas as duas etapas definidas na metodologia estabelecida nas referidas Orientações Técnicas, da forma que se apresenta na Figura 73.

Complementarmente, foram considerados os critérios técnicos de avaliação para determinar em que condições uma atividade económica é qualificada como contribuindo substancialmente para a mitigação das alterações climáticas ou para a adaptação às alterações climáticas e estabelecer se essa atividade económica não prejudica significativamente o cumprimento de nenhum dos outros objetivos ambientais indicados no Regulamento Delegado (UE) 2021/2139 da Comissão, em particular os respeitantes ao transporte e distribuição de eletricidade (ponto 4.9 desse documento).

Tanto a análise subjacente à identificação dos objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva (Fase 1), como a justificação substantiva de eventuais interferências com os objetivos ambientais, foi efetuada ao nível da natureza dos investimentos associados aos cinco Pilares de Investimento que constam do PDIRD-E 2024: *Modernização, Resiliência e Ambiente, Eletrificação e Descarbonização, Transformação Digital e Suporte à atividade*.



Etapa 1

Figura 73 - Fluxograma de decisão relativo à aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente» aos investimentos previstos na proposta de PDIR-E 2024. Fonte: adaptado das Orientações técnicas sobre a aplicação do princípio de «não prejudicar significativamente», UE, 2021.




Não se pode deixar de salientar que as propostas de investimento que constam na presente edição do Plano ainda não apresentam o detalhe correspondente a um projeto e, por essa razão, não permitem uma avaliação substantiva aprofundada. No entanto, a avaliação dos Eixos Estratégicos, incluída no presente documento, permite que se antecipem eventuais cuidados que deverão ser considerados na fase de elaboração dos projetos subsequentes.




Por outro lado, releva-se que as justificações incluídas nos quadros seguintes decorrem da avaliação ambiental efetuada, mas não substituem futuros procedimentos ambientais que se revelem necessários, nem a solicitação de parecer às entidades competentes em cada domínio ambiental.

### PI 1: Modernização



Investimentos destinados à renovação e reabilitação de ativos com desempenho menos satisfatório. Estes investimentos incluem a substituição de condutores, a substituição de linhas aéreas por linhas subterrâneas, o desvio pontual de linhas aéreas e o reforço pontual de linhas aéreas.


Quadro 113 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 1: Modernização: *identificação dos objetivos ambientais alvo de avaliação substantiva.*

PI 1: Modernização.			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Mitigação das alterações climáticas		X	Os investimentos propostos no PII destinam-se a melhorar a eficiência da atividade e minimizar eventuais emissões de CO <sub>2</sub> associadas, em particular, a perdas técnicas na RND existente. Adicionalmente, irão permitir aumentar a capacidade de carga da rede e o acolhimento de nova produção, incluindo produção FER, reduzindo as emissões de CO <sub>2</sub> no SEN. Neste sentido, as intervenções propostas constituirão um contributo central para a eletrificação e descarbonização da economia, em alinhamento com os objetivos e metas traçados na revisão do PNEC 2030.  Assim, apesar de ocorrerem emissões associadas às componentes da infraestrutura e às atividades de construção, deve considerar-se que o balanço é amplamente positivo, tendo em conta a redução de emissões prevista (consultar ponto 6.4.2).
 Adaptação às alterações climáticas	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos		X	No caso da rede aérea, atendendo a que os investimentos propostos se destinam a melhorar a eficiência da atividade e minimizar eventuais emissões decorrentes da mesma, sem intervenções no território, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relativos à proteção dos recursos hídricos e marinhos.
	X		<i>No caso da rede subterrânea e do desvio pontual de linhas, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>

PI 1: Modernização.			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo		X	No caso dos investimentos que não exigem intervenções no território e atendendo a que os mesmos se destinam a melhorar a eficiência da atividade, não se prevê a ocorrência de riscos de degradação ambiental.
	X		<i>Para os investimentos em que ocorre alteração do traçado, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas		X	No caso dos investimentos que não exigem intervenções no território e atendendo a que os mesmos se destinam a melhorar a eficiência da atividade, o impacto previsível da atividade sobre este objetivo ambiental é insignificante.
	X		<i>Para os investimentos em que ocorre alteração do traçado, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>


Quadro 114 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 1: Modernização: avaliação substantiva do contributo para os OA, no âmbito da AA do Plano.

PI 1: Modernização		
Perguntas relativas aos Objetivos Ambientais (OA)	Não	Justificação substantiva
 Adaptação às alterações climáticas Prevê-se que a medida dê origem a um aumento dos efeitos negativos do clima atual e do clima futuro previsto, sobre a própria medida, as pessoas, a natureza ou os ativos?	X	A natureza dos investimentos previstos neste PII vai no sentido de modernizar os ativos da RND que apresentam desempenho menos eficiente. Nalgumas situações de maior proximidade e de atravessamento de áreas urbanas está a ser equacionado o enterramento de linhas e a desmontagem de rede aérea existente.  A E-REDES tem em elaboração o “Estudo para a definição do Plano de Adaptação às Alterações Climáticas da EREDES” que tem como principais objetivos: reduzir a vulnerabilidade da RND a eventos climáticos extremos; capitalizar o momento da transição energética incorporando o fator resiliência no planeamento e investimento. Até ao momento já foram concluídos os trabalhos relativos à caracterização da exposição da RND aos eventos climáticos extremos e à avaliação da vulnerabilidade da RND às condições climáticas passadas e ao clima futuro <sup>24</sup> . Com base nessa informação, para os EE definidos, foram avaliadas as potenciais implicações para as novas infraestruturas das RND que pode ser consultada no ponto 6.3.2.  Constata-se que, com os investimentos previstos no PII, a própria RND, as pessoas e a natureza, poderão vir a beneficiar de uma redução de potenciais efeitos negativos associados a eventos climáticos extremos, tanto na perspetiva da integridade física da infraestrutura como na perspetiva da qualidade do serviço prestado pelo ORD.
 Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos	X	No caso dos investimentos incluídos neste PII, não está prevista qualquer intervenção que interfira com águas marinhas.

PI 1: Modernização		
Perguntas relativas aos Objetivos Ambientais (OA)	Não	Justificação substantiva
<p>Prevê-se que a medida prejudique:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) o bom estado ou o bom potencial ecológico das massas de água, incluindo as águas de superfície e subterrâneas, ou</li> <li>ii) o bom estado ambiental das águas marinhas?</li> </ul>		<p>Apenas as intervenções que implicam a construção de nova rede subterrânea e ao desvio da atual linha são relevantes. Contudo, não se pode deixar de salientar que a colocação dos cabos subterrâneos é feita ao longo de vias públicas existentes e em vala dedicada, em território que já sofreu intervenção humana. No caso dos desvios do traçado da linha, conforme mencionado no ponto 6.5.2, em certas localizações será necessário assegurar que não há afetação dos recursos hídricos e solicitar parecer e aprovação dos projetos às entidades competentes.</p> <p>Nestas circunstâncias não são de antecipar efeitos nefastos assinaláveis (consultar ponto 6.5.2) e serão seguidas as recomendações de boas práticas – já instituídas na empresa, durante a fase de construção, assim como as recomendações do ponto 6.5.4.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 <p><b>Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos</b></p> <p>Prevê-se que a medida:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) conduza a um aumento significativo da produção, da incineração ou da eliminação de resíduos, com exceção da incineração de resíduos perigosos não recicláveis, ou</li> <li>ii) dê origem a ineficiências significativas na utilização direta ou indireta de qualquer recurso natural em qualquer fase do seu ciclo de vida que não sejam minimizadas por medidas adequadas, ou</li> <li>iii) venha a causar danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular?</li> </ul>	X	<p>A natureza dos investimentos deste PII tem como intenção prolongar a vida dos ativos e o máximo aproveitamento da rede existente. Como mencionado, está prevista a substituição de condutores e o reforço pontual de linhas, ou seja, uma parte significativa dos componentes de uma LAT serão mantidos, minimizando-se a utilização de novos recursos (tecnológicos e espaciais).</p> <p>Nota-se, ainda, que um número não desprezável de componentes é valorizável sendo direcionadas para entidades licenciadas para o seu tratamento. Assim, sempre que ocorre a substituição de partes da infraestrutura é previsto o seu reencaminhamento para reciclagem e destino final.</p> <p>A opção pela modernização das infraestruturas permite o prolongamento da sua vida útil, em condições adequadas de operação, reduzindo a geração de resíduos. A E-REDES tem em curso um projeto<sup>34</sup> ligado à economia circular que numa primeira fase resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas enquadradas em 7 eixos de atuação: <i>Eficiência no Uso de Recursos e Materiais; Digitalização; Novos Modelos de Negócios; Influência e Capacitação; Longevidade do Produto; Valorização de Recursos e Fornecimentos Circulares</i>.</p> <p>Detalhando algumas das atividades em curso, destacam-se: a aplicação de critérios de economia circular na fase de <i>procurement</i> através da melhoria das especificações técnicas; a melhoria dos processos de logística interna, caracterização dos moldes de falha, para potenciar a reutilização, reparação e recondicionamento de ativos, permitindo a extensão da sua vida útil; a abrangência do modelo de negócio de revenda a um maior número de ativos.</p>

<sup>34</sup> Capgemini (2024) E-REDONDO: Plano de Ação para a Economia Circular da E-REDES.



PI 1: Modernização		
Perguntas relativas aos Objetivos Ambientais (OA)	Não	Justificação substantiva
		Neste contexto, não se preveem “danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular”.
 <p><b>Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo</b></p> <p>Prevê-se que a medida dê origem a um aumento significativo das emissões de poluentes para o ar, a água ou o solo?</p>	X	<p>No que respeita aos investimentos previstos no âmbito deste PII, apenas um número residual terá potencial para impactar (positiva ou negativamente) a saúde humana ou o ambiente.</p> <p>No caso, têm potencial de <i>impactar positivamente</i> todas as remoções de linha aérea, que libertam o território da presença da infraestrutura; por outro lado, no caso do enterramento das linhas necessárias para suprir as ligações aéreas a desmontar, verifica-se que a sua inserção em espaço público (vias rodoviárias existentes), minimiza potenciais afetações ao uso do solo. Não são de prever impactes ao nível do ar e da água, exceto transitivamente, durante a fase de construção.</p> <p>Nas situações em que se prevê o desvio pontual de traçado, constata-se que poderão ocorrer algumas situações com <i>desempenho ambiental antagónico</i>, ou seja, os desvios propostos pretendem resolver situações de passivo ambiental que, após o estabelecimento das linhas, foram criadas com a autorização de construção sob as mesmas. Nessas circunstâncias, do ponto de vista da saúde humana ocorrerá um claro benefício; por outro lado, a ocupação de novo território – mesmo que seja pontual, poderá criar condições para eventuais impactes negativos que terão de ser minimizados – seja com opções de projeto, seja com a adoção de medidas de minimização adequadas aos efeitos a minimizar. Apenas com a definição do projeto e com a correspondente análise ambiental se poderão identificar os correspondentes impactes.</p> <p>No entanto, da consulta deste relatório e, em particular, da síntese da avaliação ambiental (ver ponto 6.7) e da descrição detalhada dos investimentos a realizar (ver ponto 6.2) é possível antecipar que não ocorra um “<i>aumento significativo das emissões de poluentes</i>”.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 <p><b>Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas</b></p> <p>Prevê-se que a medida:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) prejudique de forma significativa as boas condições e a resiliência dos ecossistemas, ou</li> <li>ii) prejudique o estado de conservação das espécies e habitats, incluindo os de interesse da União?</li> </ul>	X	<p>Os investimentos incluídos neste PII, como se tem vindo a referir, têm como mote intervenções na RND existente. À semelhança do mencionado no OA anterior, apenas um número residual terá potencial para impactar (positiva ou negativamente) a biodiversidade e os ecossistemas. Neste relatório (ver ponto 6.5.2) é apresentada uma análise detalhada por eixo estratégico e por motivação da intervenção a realizar para os diversos valores naturais e culturais em presença.</p> <p>Para as situações em que se procede ao <i>desmantelamento de linhas aéreas existentes</i>, a situação será claramente benéfica, uma vez que irá deixar de constituir um obstáculo (para a avifauna) e/ou um potencial de eletrocussão e permitirá a renaturalização integral do território que anteriormente estava sob a influência de uma FCC. Também no caso em que se procede ao enterramento de linhas, em vias públicas existentes,</p>







PI 1: Modernização		
Perguntas relativas aos Objetivos Ambientais (OA)	Não	Justificação substantiva
		<p>essa opção revela um desempenho positivo para este OA, uma vez que deixa de ocorrer qualquer afetação ao nível dos ecossistemas e biodiversidade.</p> <p>No caso do <i>reforço pontual de linhas</i>, que poderá – ou não-, estar associado ao desvio das mesmas, a fase de projeto irá permitir avaliar com detalhe eventuais impactes e selecionar as medidas técnicas e de minimização que se considerem mais adequadas para o tipo de impacte identificado.</p> <p>No mesmo alinhamento, para as situações em que ocorre <i>desvio pontual de linhas</i>, em fase subsequente de projeto, proceder-se-á à respetiva análise ambiental e definição das medidas técnicas e de minimização que se considerem mais adequadas para o tipo de impacte identificado.</p> <p>No entanto, da consulta deste relatório e, em particular, da síntese da avaliação ambiental (ver ponto 6.7) e da descrição detalhada dos investimentos a realizar (ver ponto 6.2) é possível antecipar com segurança que não se “prejudique de forma significativa as boas condições e a resiliência dos ecossistemas” nem o “estado de conservação das espécies e habitats, incluindo os de interesse da União”.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>

## PI 2: Resiliência e Ambiente



Investimentos destinados à manutenção dos bons níveis da Qualidade de Serviço Técnica (QST), à promoção ambiental e à abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível (FGC). Estes investimentos incluem a desmontagem de linhas aéreas existentes (simples e duplas), a construção de novas linhas subterrâneas (ao longo de vias públicas existentes), de uma nova subestação e da respetiva linha de alimentação a partir de uma LAT existente e, como referido, a abertura e restabelecimento de FGC.

Quadro 115 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 2: Resiliência e Ambiente: *identificação dos objetivos ambientais alvo de avaliação substantiva*


PI 2: Resiliência e Ambiente			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Mitigação das alterações climáticas		X	No caso do PI2, os investimentos propostos, destinam-se a melhorar a resiliência da rede e o seu desempenho ambiental. No contexto da resiliência da rede está previsto o restabelecimento regular das FGC ou a possibilidade promover intervenções diferenciadas

PI 2: Resiliência e Ambiente			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
			<p>com ocupações compatíveis<sup>35</sup> e o enterramento de diversas linhas, em substituição das linhas aéreas que serão desmontadas.</p> <p>O investimento em tecnologia para inspeção e monitorização das faixas e zonas de proteção reduz a necessidade de realizar percursos às linhas minimizando as deslocações e consequentemente as emissões associadas.</p> <p>Neste contexto, antecipa-se que o impacto sobre este objetivo ambiental seja reduzido e que não sofra alterações assinaláveis.</p>
 <p>Adaptação às alterações climáticas</p>		X	<p>Os investimentos previstos no PI2 têm como propósito o aumento da resiliência e do desempenho ambiental da RND e, como tal, contribuem substancialmente para a adaptação às AC da RND. Um conjunto significativo de investimentos destina-se à remoção de rede aérea e à construção da rede subterrânea que permita assegurar idênticos fluxos de eletricidade; também está previsto o restabelecimento das FGC.</p> <p>Nas linhas AT e MT estão previstos investimentos regulares para o sobrevoo de helicóptero e <i>drone</i> resultando em relatórios baseados nas leituras por medição laser de distâncias dos condutores à vegetação. Estas tecnologias alavancam a resiliência da rede e é com base nestes relatórios de inspeção que a E-REDES prioriza intervenções, consoante a urgência de intervenção para reposição das distâncias regulamentares, intervindo com brevidade nas situações críticas (perigo iminente) ou notificando os proprietários para o fazer.</p> <p>Desta forma, os investimentos propostos assumem-se como soluções de adaptação da RND, com potencial para reduzir substancialmente o risco de efeitos negativos do clima atual e da evolução prevista e, em simultâneo também reduzem potenciais efeitos negativos sobre as pessoas e a natureza.</p>
 <p>Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos</p>		X	<p>Dado que os investimentos previstos na RND, no âmbito do PI2, se situam maioritariamente em áreas urbanas ou ao longo de rede existente (no caso das FGC), o impacto previsível da atividade sobre este objetivo ambiental é insignificante.</p>
 <p>Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos</p>	X		<p><i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i></p>

<sup>35</sup> CoLAB ForestWISE & E-REDES. Está a ser efetuado um *Levantamento do potencial de mitigação de carbono com ocupações compatíveis*, que permitirá a quantificação dos valores de stock de carbono para um subconjunto de espécies (de entre as 108 espécies identificadas no âmbito de um estudo sobre as ocupações compatíveis com FGC), 2024.

PI 2: Resiliência e Ambiente			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo		X	Dado que os investimentos previstos na RND, no âmbito do PI2, se situam maioritariamente em áreas urbanas ou ao longo de rede existente (no caso das FGC), não se evidenciam riscos de degradação ambiental.
 Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas		X	<p>Dado que, no âmbito do PI2, um conjunto significativo de investimentos se destina à remoção de rede aérea e à construção da rede subterrânea que permita assegurar idênticos fluxos de eletricidade, antecipa-se uma contribuição positiva para este objetivo ambiental, uma vez que o território deixará de ser atravessado por essas linhas e os ecossistemas anteriormente afetados poderão ser restaurados.</p> <p>Por outro lado, quanto ao restabelecimento das FGC, a E-REDES tem procurado incentivar os proprietários e produtores florestais à plantação e manutenção de ocupações compatíveis nas FGC<sup>36</sup>, procurando modelos de gestão alternativos para intervenção e fomentando a proteção da biodiversidade e o restauro dos ecossistemas.</p> <p>De referir ainda que no âmbito da promoção ambiental está previsto anualmente uma verba dedicada à correção de linhas elétricas perigosas para a avifauna, nomeadamente aplicada à proteção de espécies ameaçadas.</p> <p>Neste contexto, o impacto previsível sobre este objetivo ambiental será positivo e potencialmente significativo.</p>

Quadro 116 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 2: Resiliência e Ambiente: *avaliação substantiva do contributo para os OA, no âmbito da AA do Plano*

PI 2: Resiliência e Ambiente		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
 Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos Prevê-se que a medida: i) conduza a um aumento significativo da produção, da incineração ou da eliminação de resíduos, com exceção da incineração de resíduos perigosos não recicláveis, ou	X	<p>A natureza dos investimentos deste PI2 tem como intenção o aumento da resiliência e do desempenho ambiental da RND e, como mencionado, está prevista a remoção de linhas aéreas e a construção de novas linhas subterrâneas.</p> <p>Como já indicado, a E-REDES tem em curso um projeto ligado à economia circular <b>Erro! Marcador não definido.</b> que numa primeira fase resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas enquadradas em 7 eixos de atuação: <i>Eficiência no Uso de Recursos e Materiais; Digitalização; Novos Modelos de</i></p>

<sup>36</sup> Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro de 2021 (DL 82/2021), estabelece o Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais no território continental e define as suas regras de funcionamento, prevendo que a remoção de combustível nas faixas de gestão e nas áreas estratégicas de mosaicos, possa ser substituída por um tipo de ocupação compatível nos seguintes termos: “a ocupação do solo de modo diverso do previsto nas normas de gestão de combustível, desde que conciliável com o objetivo de gestão de combustível, reduzindo a sua disponibilidade para a ignição e progressão do fogo, e geradora de valor para os proprietários ou para as comunidades”





PI 2: Resiliência e Ambiente		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
ii) dê origem a ineficiências significativas na utilização direta ou indireta de qualquer recurso natural em qualquer fase do seu ciclo de vida que não sejam minimizadas por medidas adequadas, ou iii) venha a causar danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular?		<p><i>Negócios; Influência e Capacitação; Longevidade do Produto; Valorização de Recursos e Fornecimentos Circulares.</i></p> <p>Nota-se que este tipo de infraestrutura já privilegia a sua desmontagem, facilitando a separação das componentes recicláveis e possibilitando que a parte remanescente seja direcionada para entidades licenciadas para o seu tratamento.</p> <p>Neste contexto, não se prevêem “danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular”.</p>



### PI 3: Eletrificação e Descarbonização

Investimentos destinados à criação de nova capacidade de rede, para assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e de postos de carregamento de veículos elétricos (PCVE), assim como à redução de perdas técnicas na RND. Estes investimentos incluem a construção de novas subestações, de novas linhas aéreas e subterrâneas (ao longo de vias públicas) da rede de distribuição, a remoção de rede aérea existente, a substituição de linhas simples por linhas duplas, assim como a alteração de condutores e das suas características técnicas. No caso do estabelecimento de novas linhas será constituída a correspondente FGC.


Como referido na introdução a este ponto, sempre que justificado, recorreu-se ao Regulamento Delegado (UE) 2021/2139 da Comissão. Atendendo a que, no âmbito do PI3, está prevista a *construção e exploração de sistemas de distribuição de eletricidade nas redes de distribuição de alta, média e baixa tensão*, adotaram-se como base para a análise inscrita no Quadro 117 e no Quadro 118 os critérios técnicos de avaliação definidos no mesmo para os objetivos ambientais: *mitigação das alterações climáticas, adaptação às alterações climáticas e proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas*.


Quadro 117 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 3: Eletrificação e Descarbonização



PI 3: Eletrificação e Descarbonização			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Mitigação das alterações climáticas	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Adaptação às alterações climáticas	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>

PI 3: Eletrificação e Descarbonização			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>



Quadro 118 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 3: Eletrificação e Descarbonização

PI 3: Eletrificação e Descarbonização		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
 <p>Mitigação das alterações climáticas</p> <p>Prevê-se que a medida dê origem a emissões significativas de gases com efeito de estufa?</p>	X	<p>As intervenções previstas na RND satisfazem as seguintes alíneas do critério 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>b) <i>“Mais de 67 % da nova capacidade de produção permitida no sistema é inferior ao valor-limite de produção de 100 g CO<sub>2e</sub>/kWh medido com base num ciclo de vida, de acordo com os critérios aplicáveis à produção de eletricidade, durante um período deslizando de cinco anos”.</i> De acordo com a informação prestada pela E-REDES (ver Quadro 34 e Figura 30) no ano horizonte do Plano estima-se que 87% da eletricidade na RND seja proveniente de FER.</li> <li>c) <i>“O fator de emissão média da rede, calculado como as emissões totais anuais resultantes da produção de eletricidade ligada ao sistema divididas pela produção líquida de eletricidade total anual nesse sistema, é inferior ao valor-limite de 100 g CO<sub>2e</sub>/kWh medido com base num ciclo de vida, de acordo com os critérios aplicáveis à produção de eletricidade, durante um período deslizando de cinco anos”.</i> De facto, em 2023, o referido fator de emissão foi de 93 g CO<sub>2e</sub>/kWh (consultar Quadro 32).</li> </ul> <p>Adicionalmente, em relação ao critério 2, existem intervenções na RND que abrangem os subsectores (consultar o ponto 3.3 e o Quadro 10):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>b) <i>construção e exploração de postos de carregamento de veículos elétricos e de <u>infraestruturas elétricas de apoio</u> à eletrificação dos transportes (...).</i> No desenho das propostas de intervenção na rede que motivam a sua expansão foram contemplados novos consumos associados aos PCVE;</li> <li>d) <i>construção/instalação e exploração de equipamentos e de infraestruturas que tenham por objetivo principal o aumento da produção ou da utilização de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis.</i> Como se pode constatar do mencionado no ponto 3.3 e no Quadro 10, assim como no Quadro 34, que traduz a expectativa de incorporação de FER na rede.</li> </ul>

PI 3: Eletrificação e Descarbonização		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
		<ul style="list-style-type: none"> <li>h) construção e operação de interligações entre sistemas de transporte, desde que um dos sistemas satisfaça os requisitos. No âmbito da presente edição do Plano estão previstas novas interligações com a RNT.</li> </ul> <p>Assim, da aplicação dos referidos critérios resulta que a atividade económica da E-REDES, no que respeita à operação e expansão da RND, se constitui como uma atividade capacitante, que não dá origem a emissões significativas de gases com efeito de estufa e contribui substancialmente para mitigação das alterações climáticas.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 <p><b>Adaptação às alterações climáticas</b></p> <p>Prevê-se que a medida dê origem a um aumento dos efeitos negativos do clima atual e do clima futuro previsto, sobre a própria medida, as pessoas, a natureza ou os ativos?</p>	X	<p>A natureza dos investimentos previstos neste PI3 vai no sentido de criar novas infraestruturas da RND que permitam viabilizar a descarbonização do SEN e a eletrificação da economia. Com esse intuito foram analisados 20 EE destinados ao desenvolvimento de rede e 3 para redução de perdas técnicas AT/MT.</p> <p>A E-REDES tem em elaboração o “Estudo para a definição do Plano de Adaptação às Alterações Climáticas da EREDES” que tem como principais objetivos: reduzir a vulnerabilidade da RND a eventos climáticos extremos; capitalizar o momento da transição energética incorporando o fator resiliência no planeamento e investimento. As bases dessa avaliação estão alinhadas com os mais recentes relatórios do IPCC e com os cenários climáticos usados para definição do RND2100.</p> <p>Até ao momento já foram concluídos os trabalhos relativos à caracterização da exposição da RND aos eventos climáticos extremos e à avaliação da vulnerabilidade da RND às condições climáticas passadas e ao clima futuro<sup>24</sup>.</p> <p>Com base nessa informação, que procedeu a uma avaliação exaustiva da vulnerabilidade e dos riscos climáticos da RND existente, foi possível avaliar as potenciais implicações de eventos climáticos extremos (incêndio rural, ventos extremos e inundações) para as novas infraestruturas das RND, considerando para cada a máxima vulnerabilidade da infraestrutura a cada um desses riscos. Os resultados dessa avaliação podem ser consultados no ponto 6.3.2.</p> <p>Constata-se que, para os investimentos previstos no PI3, na fase subsequente de elaboração dos projetos das infraestruturas pretendidas, o ORD terá de atender aos riscos climáticos que possam incorrer sobre cada uma das ligações e adotar as soluções técnicas e tecnológicas mais adequadas para reduzir potenciais efeitos negativos sobre as mesmas, sobre as pessoas e sobre a natureza, garantindo a integridade física da infraestrutura e a qualidade do serviço prestado pelo ORD.</p> <p>Sempre que necessário serão adotadas medidas de adaptação da rede que, de momento, passam pela definição do traçado em função do risco climático, a opção pelo enterramento de linhas nas situações mais gravosas, o estabelecimento e</p>

PI 3: Eletrificação e Descarbonização		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
		<p>manutenção das FGC, complementado com a adoção de usos do solo compatíveis com a presença da linha, entre outras que venham a ser delineadas com a conclusão do estudo em curso.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 <p>Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos</p> <p>Prevê-se que a medida prejudique:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) o bom estado ou o bom potencial ecológico das massas de água, incluindo as águas de superfície e subterrâneas, ou</li> <li>ii) o bom estado ambiental das águas marinhas?</li> </ul>	X	<p>A natureza dos investimentos previstos neste PI3 vai no sentido de criar novas infraestruturas da RND que permitam viabilizar a descarbonização do SEN e a eletrificação da economia. Com esse intuito foram analisados 20 EE destinados ao desenvolvimento de rede e 3 para redução de perdas técnicas AT/MT. Destes EE, 15 englobam a construção de novas subestações. Nenhum dos projetos se situa em águas marinhas.</p> <p>Da AA dos investimentos do Plano, que pode ser consultada no ponto 6.5.2, constatou-se que diversos EE, em particular os que respeitam a subestações, se situam em massas de água subterrâneas com estado inferior a bom ou a menos de 200 m das massas de água superficiais com estado inferior a bom. Igualmente se verifica que algumas das linhas subterrâneas previstas se situam em massas de água subterrâneas ou a menos de 200m de massas de água superficiais com a mesma classificação.</p> <p>Nestas circunstâncias, na fase subsequente de projeto, o ORD deverá assegurar que a localização das novas infraestruturas e as atividades de construção associadas não venham a provocar uma maior degradação das mesmas.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 <p>Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos</p> <p>Prevê-se que a medida:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) conduza a um aumento significativo da produção, da incineração ou da eliminação de resíduos, com exceção da incineração de resíduos perigosos não recicláveis, ou</li> <li>ii) dê origem a ineficiências significativas na utilização direta ou indireta de qualquer recurso natural em qualquer fase do seu ciclo de vida que não sejam minimizadas por medidas adequadas, ou</li> <li>iii) venha a causar danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular?</li> </ul>		<p>A natureza dos investimentos previstos neste PI3 vai no sentido de criar novas infraestruturas da RND que permitam viabilizar a descarbonização do SEN e a eletrificação da economia.</p> <p>Como tem vindo a ser mencionado, as infraestruturas da RND incluem um número não desprezável de componentes que facilitam a montagem, desmontagem, substituição e reparação das mesmas e, como tal, potenciam a sua valorização e direcionamento para entidades licenciadas para o seu tratamento.</p> <p>A E-REDES tem em curso um projeto ligado à economia circular<sup>34</sup> que, numa primeira fase, resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas enquadradas em 7 eixos de atuação: <i>Eficiência no Uso de Recursos e Materiais; Digitalização; Novos Modelos de Negócios; Influência e Capacitação; Longevidade do Produto; Valorização de Recursos e Fornecimentos Circulares.</i></p> <p>Detalhando algumas das atividades em curso, destacam-se: a aplicação de critérios de economia circular na fase de</p>



PI 3: Eletrificação e Descarbonização		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
		<p><i>procurement</i> através da melhoria das especificações técnicas; a melhoria dos processos de logística interna, caracterização dos moldes de falha, para potenciar a reutilização, reparação e acondicionamento de ativos, permitindo a extensão da sua vida útil; a abrangência do modelo de negócio de revenda a um maior número de ativos.</p> <p>Neste contexto, não se preveem “danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular”.</p>
 <p><b>Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo</b></p> <p>Prevê-se que a medida dê origem a um aumento significativo das emissões de poluentes para o ar, a água ou o solo?</p>	X	<p>A natureza dos investimentos previstos neste PI3 vai no sentido de criar novas infraestruturas da RND que permitam viabilizar a descarbonização do SEN e a eletrificação da economia. Com esse intuito foram analisados 20 EE destinados ao desenvolvimento de rede e 3 para redução de perdas técnicas AT/MT que apresentam algum potencial para impactar (positiva ou negativamente) a saúde humana ou o ambiente.</p> <p>No caso, têm potencial de não impactar negativamente todas as novas linhas subterrâneas, cuja inserção em espaço público (vias rodoviárias existentes), minimiza potenciais afetações ao uso do solo. Não são de prever impactes ao nível do ar e da água, exceto transitoriamente, durante a fase de construção.</p> <p>No caso da construção de novas linhas aéreas e de subestações, a ocupação de novo território poderá criar condições para a ocorrência de eventuais impactes negativos que terão de ser minimizados – seja com opções de projeto, seja com a adoção de medidas de minimização adequadas aos efeitos a minimizar. Apenas com a definição do projeto e com a correspondente análise ambiental se poderão identificar os correspondentes impactes.</p> <p>Da consulta deste relatório e, em particular, da síntese da avaliação ambiental (ver ponto 6.7) e da descrição detalhada dos investimentos a realizar (ver ponto 6.2) é possível antecipar que não ocorra um “aumento significativo das emissões de poluentes”, embora sejam necessários cuidados acrescidos nalguns dos EE, na fase subsequente de elaboração do projeto.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 <p><b>Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas</b></p> <p>Prevê-se que a medida:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) prejudique de forma significativa as boas condições e a resiliência dos ecossistemas, ou</li> <li>iv) prejudique o estado de conservação das espécies e habitats, incluindo os de interesse da União?</li> </ul>	X	<p>A natureza dos investimentos previstos neste PI3 vai no sentido de criar novas infraestruturas da RND que permitam viabilizar a descarbonização do SEN e a eletrificação da economia. Com esse intuito foram analisados 20 EE destinados ao desenvolvimento de rede e 3 para redução de perdas técnicas AT/MT, alguns dos quais com potencial para a ocorrência de impactes na biodiversidade e em ecossistemas.</p> <p>Neste relatório (ver ponto 6.5.2) é apresentada uma análise detalhada por eixo estratégico e por motivação da intervenção a realizar para os diversos valores naturais e culturais em presença.</p> <p>No caso, têm potencial de não impactar negativamente todas as novas linhas subterrâneas, cuja inserção em espaço público</p>




PI 3: Eletrificação e Descarbonização		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
		<p>(vias rodoviárias existentes), minimiza a presença de obstáculos (para a avifauna) e/ou o potencial de eletrocussão, deixando de ocorrer afetação ao nível dos ecossistemas e biodiversidade (exceto na fase de construção).</p> <p>No caso da construção de novas linhas aéreas e de subestações, a ocupação de novo território poderá criar condições para a ocorrência de eventuais impactes negativos que terão de ser minimizados – seja com opções de projeto, seja com a adoção de medidas de minimização adequadas aos efeitos a minimizar. Apenas com a definição do projeto e com a correspondente análise ambiental se poderão identificar os correspondentes impactes.</p> <p>Da consulta deste relatório e, em particular, da síntese da avaliação ambiental (ver ponto 6.7) e da descrição detalhada dos investimentos a realizar (ver ponto 6.2) é possível antecipar com segurança que, desde que sejam implementadas as medidas de minimização necessárias e adequadas a eventuais impactes negativos na biodiversidade e ecossistemas, não se “prejudique de forma significativa as boas condições e a resiliência dos ecossistemas” nem o “estado de conservação das espécies e habitats, incluindo os de interesse da União”.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>



#### PI 4: Transformação Digital




Investimentos destinados à instalação de dispositivos e sistemas de gestão, a assegurar adequados níveis de supervisão e controlo da rede, nomeadamente, com a instalação de telecomando da rede MT, e a dotar a rede de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica. Com este tipo de investimentos o ORD pretende otimizar a gestão de dados de energia e do ciclo comercial, aumentar a eficiência na gestão de ativos e da operação da rede, potenciar o benefício das infraestruturas inteligentes, além de contribuir para acelerar a transformação digital e a automação das operações.

Neste sentido, não está prevista a existência de investimentos com expressão territorial.


Quadro 119 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 4: Transformação Digital

PI 4: Transformação Digital			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Mitigação das alterações climáticas		X	<p>Em relação ao critério 2 do <u>Regulamento Delegado (UE) 2021/2139</u> da Comissão, existem intervenções na RND que abrangem o subsector:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>e) <i>instalação de equipamento para aumentar a controlabilidade e a observabilidade do sistema elétrico e permitir o desenvolvimento e a integração de fontes renováveis de energia,</i></li> </ul>

PI 4: Transformação Digital			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
			<p><i>incluindo: (i) sensores e instrumentos de medição (designadamente sensores meteorológicos para elaboração de previsões sobre a produção de energia de fontes renováveis); (ii) equipamento de comunicação e controlo (designadamente software avançado e salas de controlo, automatização de subestações ou canais de alimentação, e capacidade de regulação da tensão para adaptação a fontes renováveis de energia mais descentralizadas).</i></p> <p>Os investimentos associados ao PI4 destinam-se à otimização da gestão da rede e da sua flexibilidade, à criação de redes inteligentes e à manutenção da qualidade de serviço técnica. Para o efeito serão instalados sensores e instrumentos de medição e, ainda, equipamentos de comunicação e controlo.</p> <p>Assim, da aplicação do referido critério resulta que a atividade económica da E-REDES, no que respeita à transformação digital da RND, se constitui como uma atividade capacitante, que não dá origem a emissões significativas de gases com efeito de estufa e contribui substancialmente para mitigação das alterações climáticas.</p> <p>Não se deixa de recordar que todos os projetos que vierem a ser desenvolvidos para a efetiva concretização destes investimentos são alvo de licenciamento e de parecer das entidades competentes para o efeito.</p>
 Adaptação às alterações climáticas		X	<p>Os investimentos associados ao PI4 destinam-se à otimização da gestão da rede e da sua flexibilidade, à criação de redes inteligentes e à manutenção da qualidade de serviço técnica. Para o efeito serão instalados sensores e instrumentos de medição e, ainda, equipamentos de comunicação e controlo.</p> <p>Nestas circunstâncias, constata-se que não são expectáveis impactes sobre o ambiente, nomeadamente no que concerne à capacidade de adaptação às alterações climáticas, relacionado com os efeitos diretos e os principais efeitos indiretos da medida ao longo do seu ciclo de vida, dada a sua natureza e, como tal, considera-se que, relativamente ao objetivo em causa, o princípio de «não prejudicar significativamente» é cumprido.</p>
 Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos		X	<p>Atendendo a que os investimentos propostos se destinam à otimização da gestão da rede e da sua flexibilidade, à criação de redes inteligentes e à manutenção da qualidade de serviço técnica, sem intervenções no território, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relativos à proteção dos recursos hídricos e marinhos e, como tal considera-se que, relativamente ao objetivo em causa, o princípio de «não prejudicar significativamente» é cumprido.</p>

PI 4: Transformação Digital			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo		X	Atendendo a que os investimentos propostos se destinam à otimização da gestão da rede e da sua flexibilidade, à criação de redes inteligentes e à manutenção da qualidade de serviço técnica, sem intervenções no território, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relativos à poluição do ar, da água ou do solo e, como tal considera-se que, relativamente ao objetivo em causa, o princípio de «não prejudicar significativamente» é cumprido.
 Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas		X	Atendendo a que os investimentos propostos se destinam à otimização da gestão da rede e da sua flexibilidade, à criação de redes inteligentes e à melhoria da qualidade de serviço técnica, sem intervenções no território, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relativos à proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas e, como tal considera-se que, relativamente ao objetivo em causa, o princípio de «não prejudicar significativamente» é cumprido.

Quadro 120 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 4: Transformação Digital







PI 4: Transformação Digital		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
 Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos Prevê-se que a medida: i) conduza a um aumento significativo da produção, da incineração ou da eliminação de resíduos, com exceção da incineração de resíduos perigosos não recicláveis, ou ii) dê origem a ineficiências significativas na utilização direta ou indireta de qualquer recurso natural em qualquer fase do seu ciclo de vida que não sejam minimizadas por medidas adequadas, ou iii) venha a causar danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular?	X	<p>Esta ação poderá ter um impacto previsível que poderá ir do negativo insignificante ao positivo mediano, dependendo tipo de materiais a utilizar nos sensores e nas suas componentes (e.g. matérias primas críticas e/ou perigosas, materiais de difícil reciclabilidade) e, por outro, ao permitir a criação de redes inteligentes e otimizadas, que podem contribuir para um maior tempo de vida útil das infraestruturas e a desmaterialização de processos e da gestão da rede, que são fatores importantes para a transição para uma economia circular.</p> <p>Por outro lado, a E-REDES tem em curso um projeto ligado à economia circular<sup>34</sup> que, numa primeira fase, resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas enquadradas em 7 eixos de atuação: <i>Eficiência no Uso de Recursos e Materiais; Digitalização; Novos Modelos de Negócios; Influência e Capacitação; Longevidade do Produto; Valorização de Recursos e Fornecimentos Circulares.</i></p> <p>Detalhando algumas das atividades em curso, destacam-se: a aplicação de critérios de economia circular na fase de <i>procurement</i> através da melhoria das especificações técnicas; a melhoria dos processos de logística interna, caracterização dos moldes de falha, para potenciar a reutilização, reparação e acondicionamento de ativos, permitindo a extensão da sua</p>

PI 4: Transformação Digital		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
		vida útil; a abrangência do modelo de negócio de revenda a um maior número de ativos. Neste contexto, não se prevêem “danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular”.


### PI 5: Suporte à atividade

Investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outras construções, sistemas informáticos, entre outros.

Quadro 121 – Aplicação da parte 1 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 5: Suporte à atividade

PI 5: Suporte à atividade: investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros			
objetivos ambientais que exigem uma avaliação substantiva	Sim	Não	Justificar caso seja selecionada a opção «Não»
 Mitigação das alterações climáticas		X	O tipo de investimentos a realizar no âmbito do PI5 pressupõe o cumprimento das estratégias da empresa no que respeita à minimização das emissões de CO <sub>2</sub> , seja ao nível da aquisição de veículos elétricos ou com reduzidas emissões, seja ao nível da eficiência energética dos edifícios a construir. Como tal, o impacto previsível sobre este objetivo ambiental é insignificante.
 Adaptação às alterações climáticas		X	Atendendo tanto aos efeitos diretos como aos efeitos indiretos primários ao longo do ciclo de vida, o impacto previsível dos investimentos previstos sobre este objetivo ambiental é insignificante.
 Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos		X	Atendendo à natureza dos investimentos a realizar no PI5, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relacionados com a preservação da qualidade da água e a pressão sobre os recursos hídricos.
 Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos	X		<i>Para este Objetivo Ambiental, apresenta-se a avaliação substantiva.</i>
 Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo		X	Atendendo à natureza dos investimentos a realizar no PI5, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relacionados com a poluição do ar, da água ou do solo.
 Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas		X	Atendendo à natureza dos investimentos a realizar no PI5, não se evidenciam riscos de degradação ambiental relacionados com a proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas.

Quadro 122 – Aplicação da parte 2 da lista de controlo do princípio de «não prejudicar significativamente» ao PI 5: Suporte à atividade

PI 5: Suporte à atividade: investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros		
Perguntas	Não	Justificação substantiva
 <p>Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos</p> <p>Prevê-se que a medida:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>iv) conduza a um aumento significativo da produção, da incineração ou da eliminação de resíduos, com exceção da incineração de resíduos perigosos não recicláveis, ou</li> <li>v) dê origem a ineficiências significativas na utilização direta ou indireta de qualquer recurso natural em qualquer fase do seu ciclo de vida que não sejam minimizadas por medidas adequadas, ou</li> <li>vi) venha a causar danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular?</li> </ul>	X	<p>A E-REDES tem em curso um projeto ligado à economia circular<sup>34</sup> que, numa primeira fase, resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas enquadradas em 7 eixos de atuação: <i>Eficiência no Uso de Recursos e Materiais; Digitalização; Novos Modelos de Negócios; Influência e Capacitação; Longevidade do Produto; Valorização de Recursos e Fornecimentos Circulares.</i></p> <p>Detalhando algumas das atividades em curso, destacam-se: a aplicação de critérios de economia circular na fase de <i>procurement</i> através da melhoria das especificações técnicas; a melhoria dos processos de logística interna, caracterização dos moldes de falha, para potenciar a reutilização, reparação e acondicionamento de ativos, permitindo a extensão da sua vida útil; a abrangência do modelo de negócio de revenda a um maior número de ativos.</p> <p>Neste contexto, não se preveem “danos significativos e de longo prazo no ambiente, no contexto da economia circular”.</p>

### Síntese

No âmbito da presente avaliação ambiental do PDIRD-E 2024 procedeu-se à aplicação do princípio “Não Prejudicar Significativamente” (“Do No Significant Harm” - DNSH) aos Pilares de Investimento previstos no mesmo.

A aplicação deste princípio, a um nível estratégico num Plano com uma abrangência nacional, revelou alguma complexidade. O elevado grau de desconhecimento da localização específica dos investimentos previstos, numa infraestrutura com grande flexibilidade de traçado e com reconhecida capacidade de acomodação aos desafios territoriais e ambientais com que se possa deparar, encerra algumas incertezas na avaliação dos potenciais efeitos sobre os objetivos ambientais. Por outro lado, o conhecimento existente sobre a tipologia e natureza dos investimentos previstos, assim como a avaliação ambiental já efetuada – estruturada segundo os três FCD deste quadro de avaliação, permitiu a aplicação do princípio “Não Prejudicar Significativamente”.

Assim, da aplicação deste princípio resultaram as seguintes conclusões:

- **Mitigação das alterações climáticas**

- todos os investimentos previstos nos **PI 1 a PI 4** contribuem de forma positiva para o objetivo ambiental *Mitigação das Alterações Climáticas*, em particular os respeitantes ao PI3 e PI4 constituem-se como atividades capacitantes para este objetivo ambiental;
- nota-se que um dos objetivos subjacentes à presente edição do Plano é a criação de nova capacidade de carga na rede e a introdução de maior flexibilidade na gestão da infraestrutura e das cargas, de forma a permitir uma maior integração de nova energia, incluindo a proveniente de FER, e satisfazer de um modo mais eficiente os consumos

atuais e futuros, contribuindo para a descarbonização e para a transição digital do SEN, em linha com as metas estabelecidas no PNEC 2030.

- **Adaptação às alterações climáticas**

- os investimentos associados aos **PI 1, PI 2 e PI 3**, contribuem positivamente para este objetivo;
- o estabelecimento e manutenção das FGC e a iniciativa de disseminação de informação e de incentivo à utilização de ocupações compatíveis na presença de uma linha aérea de alta tensão, contribuem fortemente para a salvaguarda dos ativos existentes e das novas infraestruturas;
- cumulativamente, o conhecimento dos cenários climáticos futuros relativos aos riscos mais relevantes para a RND (incêndios rurais, ventos extremos e inundações) permitirá, em fases subsequentes de projeto, aplicar medidas mais adaptadas a estes fenómenos, minimizando – numa fase preliminar, a possibilidade de danos à infraestrutura e à qualidade de serviço técnica, minimizando potenciais efeitos negativos sobre a própria RND, as pessoas e a natureza.

- **Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos**

- não está prevista a concretização de projetos que interfiram com os recursos marinhos;
- no caso dos recursos hídricos subterrâneos e superficiais, os investimentos associados à construção de novas linhas subterrâneas e os EE relativos à construção de novas subestações, são os mais determinantes. Concluiu-se que apesar de existirem investimentos em massas de água com estado inferior a Bom, a análise efetuada aos diferentes EE não antecipa que venham a existir afetações relevantes ao nível dos recursos hídricos. No entanto, na fase subsequente de projeto será necessário assegurar que esses investimentos não possam vir a provocar uma maior degradação das mesmas.

- **Economia circular, incluindo a prevenção e a reciclagem de resíduos**

- todos os investimentos previstos nos **PI 1 a PI 5**, vão beneficiar das conclusões do projeto ligado à economia circular<sup>34</sup> que, numa primeira fase, resultou num diagnóstico do processo de circularidade aos ativos da empresa e identificou um conjunto de iniciativas enquadradas nos 7 eixos de atuação indicados nos quadros de avaliação deste princípio;
- no caso particular do **PI 1 e do PI 3**, que respeitam à modernização de ativos da RND e à implantação de novas infraestruturas da RND, esse benefício irá ocorrer numa fase preliminar, uma vez que estão a ser introduzidos critérios de economia circular na fase de *procurement*.

- **Prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo**

- os investimentos de **PI 4 e PI 5** não determinam efeitos sobre este objetivo ambiental uma vez que não têm expressão territorial assinalável;
- todos os investimentos associados à remoção de linhas aéreas e à construção de novas linhas subterrâneas (essencialmente em áreas urbanas e ao longo de vias públicas existentes) representam um benefício para este objetivo ambiental. Existem investimentos desta natureza em **PI 1, PI 2 e PI 3**. Não são de prever impactes ao nível do ar e da água, exceto transitoriamente, durante a fase de construção que terão de ser definidas na fase subsequente de projeto;
- os investimentos destinados ao desvio de traçado de linhas existentes (**PI 1**) para afastamento de áreas urbanas terão um desempenho positivo para este objetivo ambiental, principalmente, do ponto de vista da saúde humana;
- os investimentos que incluem o estabelecimento de novas linhas e subestações (**PI 2 e PI 3**) têm potencial para criar condições para eventuais impactes negativos que terão de

ser minimizados, na fase subsequente de definição do projeto e da correspondente análise ambiental.

- **Proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas**

- os investimentos de **PI 4 e PI 5** não determinam efeitos sobre este objetivo ambiental uma vez que não têm expressão territorial assinalável;
- todos os investimentos associados à remoção de linhas aéreas e à construção de novas linhas subterrâneas, que minimizam a presença de obstáculos (para a avifauna) e/ou o potencial de eletrocussão, representam um benefício para este objetivo ambiental. Existem investimentos desta natureza em **PI 1, PI 2 e PI 3**.
- os investimentos destinados ao desvio de traçado de linhas existentes (**PI 1**) e ao estabelecimento de novas linhas e subestações (**PI 2 e PI 3**) têm potencial para criar condições para eventuais impactes negativos, que terão de ser minimizados, na fase subsequente de definição do projeto e da correspondente análise ambiental.
- Ainda em relação a linhas existentes, no **PI 2** está previsto investimento voluntário para a correção de linhas elétricas perigosas para a avifauna, com potencial para a minimização de efeitos nefastos associados à presença das linhas.

Como já se salientou no início deste ponto, as propostas de investimento que constam na presente edição do Plano ainda não apresentam o detalhe correspondente a um projeto e, por essa razão, não permitem uma avaliação substantiva aprofundada. No entanto, a avaliação dos Eixos Estratégicos, incluída no presente documento (pontos 6.3.2, 6.4.2 e 6.5.2), permite que se antecipem eventuais cuidados que deverão ser considerados numa fase subsequente, de maior detalhe – elaboração do projeto de cada uma das novas infraestruturas da futura RND. Assim sendo, será possível antecipar - com segurança - que, desde que sejam implementadas as medidas de minimização necessárias e adequadas a eventuais impactes negativos na biodiversidade e ecossistemas, não se “prejudique de forma significativa as boas condições e a resiliência dos ecossistemas” nem o “estado de conservação das espécies e habitats, incluindo os de interesse da União”. Conclusão idêntica pode ser retirada quando à prevenção e controlo da poluição do ar, da água ou do solo.

Releva-se, ainda, que as justificações incluídas nos quadros anteriores não substituem futuros procedimentos ambientais, quando aplicáveis, no âmbito do RJAIA, nem a solicitação de parecer às entidades competentes em cada domínio ambiental.

## **6.7 Síntese dos principais constrangimentos identificados nos EE avaliados**

Após a avaliação realizada por FCD, para os diferentes critérios e indicadores, no âmbito da qual se identificaram os principais constrangimentos à viabilização dos investimentos incluídos na proposta de Plano, conduziu-se uma etapa com a qual se pretendeu averiguar as prováveis dificuldades à criação das novas ligações ou subestações e à modificação de traçado de linhas existentes.

Para o efeito, optou-se por criar elementos gráficos, dotados de uma legenda cromática (como a indicada no



Quadro 123) que assenta nos seguintes pressupostos:

- **zonas sem coloração**, correspondem a partes do território sem constrangimentos ambientais e técnicos conhecidos ou assinaláveis;
- **zonas com coloração vermelha**, no caso dos investimentos incluídos na proposta de Plano – com a informação analisada e produzida, considerou-se que não existiriam áreas do território que *inviabilizassem por completo* a implantação de novas infraestruturas da RND. Como tal, não consta dos mapas criados;
- **zonas com coloração laranja** pretende indicar a existência de condicionantes que implicarão cuidados acrescidos na elaboração dos futuros projetos e uma tomada de decisão do ORD para a viabilização dos investimentos propostos. Neste caso encontram-se a Rede Natura 2000 (ZPE); as Áreas Críticas e Muito Críticas para Aves, as Áreas urbanas, Património Cultural e os estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG, cuja localização terá de ser futuramente equacionados para um adequado desenho da rede;
- **zonas com coloração laranja mais claro**, destina-se às áreas sujeitas à ocorrência de elevado e muito elevado risco de incêndio, no âmbito do FCD1, e, no âmbito do FCD3, à Rede Nacional de Áreas Protegidas; às Zonas Especiais de Conservação e Sítios da Diretiva Habitats, aos Sítios RAMSAR e aos Empreendimentos Turísticos. Nesta coloração são apresentadas duas matrizes: *lisa* e com ponteados branco, em que este último se destina a situações em que se considera que os principais constrangimentos poderão ocorrer na fase de construção<sup>37</sup>. Estão nesta situação o Lobo, o Lince Ibérico e os Abrigos de Quirópteros. Nota-se que, na representação gráfica integrada se optou pela não inclusão do risco de incêndio elevado e muito elevado uma vez que ele é quase transversal a todas as alternativas e prejudicaria a observação e interpretação da demais informação;
- **zonas com coloração amarela** respeitam à potencial afetação dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração, da Reserva Agrícola Nacional e da Reserva Ecológica Nacional, assim como de geossítios, as concessões mineiras e da Zona Especial de Proteção (ZEP) do ADV, para a qual também se antecipa a necessária colaboração das entidades que a tutelam e dos atores que nele vivem e desenvolvem as suas atividades económicas, de investigação e de lazer;
- **zonas com coloração verde-claro** associa-se a riscos transitórios ou ligados à fase de construção, nomeadamente, os relativos à potencial ocorrência de inundações e de ventos fortes, à eventual afetação de massas de água subterrâneas com estado inferior a bom e ao eventual cruzamento ou acompanhamento de infraestruturas lineares (em relação às quais será necessário solicitar a colaboração e anuência das entidades que as tutelam), assim como, de geoparques. Esta coloração não é apresentada nos elementos gráficos deste subcapítulo.

---

<sup>37</sup> Nessas situações entende-se que poderá ser implementada uma adequada gestão ambiental e o envolvimento próximo do ICNF e de outras partes interessadas, que minimizarão potenciais afetações e possibilitarão a construção destas infraestruturas, assegurando que a situação pré-existente tenderá a regressar (após um período de alguma afetação), garantindo a sobrevivência e reprodução das espécies em causa.



Quadro 123 – Código cromático adotado

			(FC) ● ● ● ● ●		
FCD1	Risco de Inundação Risco de ventos extremos		Risco de Incêndio (Alto e muito alto)		
FCD3	Geoparques Massas de água subterrânea inferior a bom	ZEP-ADV; Geossítios	RNAP; ZEC/SIC; RAMSAR	ZPE; Áreas Críticas e Muito Críticas para Aves	
	Vias Rodoviárias; Vias Ferroviárias; LMAT, Gasodutos	AH; RAN; REN Concessões Mineiras	Empreendimentos Turísticos;	Áreas urbanas Património Classificado Estabelecimentos abrangidos pelo RJPAG	
			Lobo -ibérico e Lince -ibérico (FC); Abrigos de Quirópteros (FC)		

Em resultado desta abordagem, produziu-se a informação patente na Figura 74 (estendida a todo o território nacional continental), complementada, com algum detalhe suplementar, na Figura 75 – para a zona Norte e Centro, na Figura 76 – referente à zona Centro, de Lisboa e Vale do Tejo e Alentejo e na Figura 77 – correspondente ao Alentejo e Algarve e, seguidamente com a informação desagregada no Quadro 124.

Da análise destas figuras são evidentes alguns dos desafios associados à futura materialização das novas ligações constantes da presente edição do Plano que implicarão um cuidado acrescido para assegurar a compatibilização com todos os valores a proteger, embora não se antecipe uma impossibilidade material de concretização de qualquer uma das ligações pretendidas. Salientam-se:

- a relevante presença de áreas urbanas em todos os eixos estratégicos que se desenvolvem no litoral, com maior preponderância da Península de Setúbal para norte e no Algarve;
- a presença de património edificado e a identificação de sítios arqueológicos (com a necessária verificação detalhada em fases posteriores), em todos os eixos estratégicos, mas com maior preponderância nos eixos que se desenvolvem mais a sul e na zona enquadrante da região de Grande Lisboa, do Alentejo interior, e, ainda potenciais interferências com a Zona de Proteção Especial do Alto Douro Vinhateiro;
- ao nível da biodiversidade, com reflexos particulares para projetos desta natureza, nota-se não se identificam áreas particularmente sensíveis, mas a área do Alentejo apresenta áreas que justificam maior atenção;
- dada a natureza das infraestruturas a construir na sequência deste Plano, também é evidente a necessidade de assegurar a compatibilização com atividades económicas mais ligadas à agricultura (incluindo as que se constituem como aproveitamentos hidroagrícolas), à produção industrial e à atividade extrativa;

- dada a abrangência territorial da RAN e REN, em fases de estudo mais avançadas, deverão ser identificados com maior detalhe os valores a proteger e assegurar a compatibilização destas infraestruturas (subestações e linhas de alta e média tensão);
- de entre os cenários e riscos climáticos conhecidos, e atendendo às características da infraestrutura, os perigos associados aos incêndios rurais que, em determinadas áreas, colocam desafios à sua resiliência e recomendam um planeamento preventivo face a esses riscos.

Assim, atendendo à diversidade de valores em presença, considera-se que, sempre que possível e para investimentos associados à materialização de novas ligações ou realocação das existentes, deverão ser estudadas alternativas de implantação dentro dos eixos estratégicos, de forma a identificar a solução de ligação menos desfavorável.

O recurso ao Estudo Ambiental de Alternativas de Corredores, sendo uma figura opcional, poderá ser uma ferramenta de apoio à decisão, que incorpora as contribuições dos atores da região - a integrar durante o processo de elaboração deste estudo, o qual prevê um procedimento ambiental específico que contará com a coordenação da Autoridade de AIA, com o envolvimento das entidades com competências ambientais ou territoriais relevantes e com a realização da correspondente consulta pública.

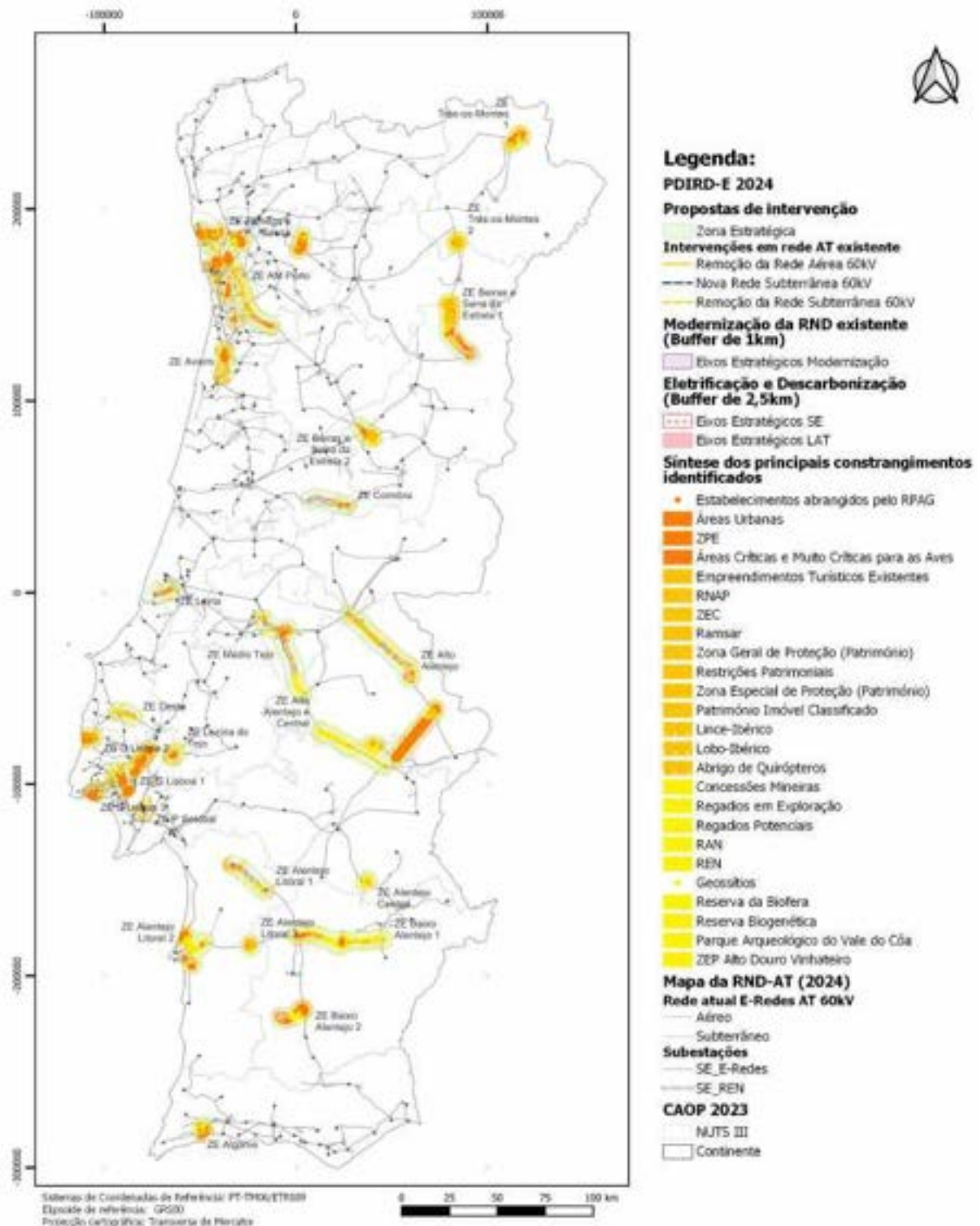


Figura 74 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024



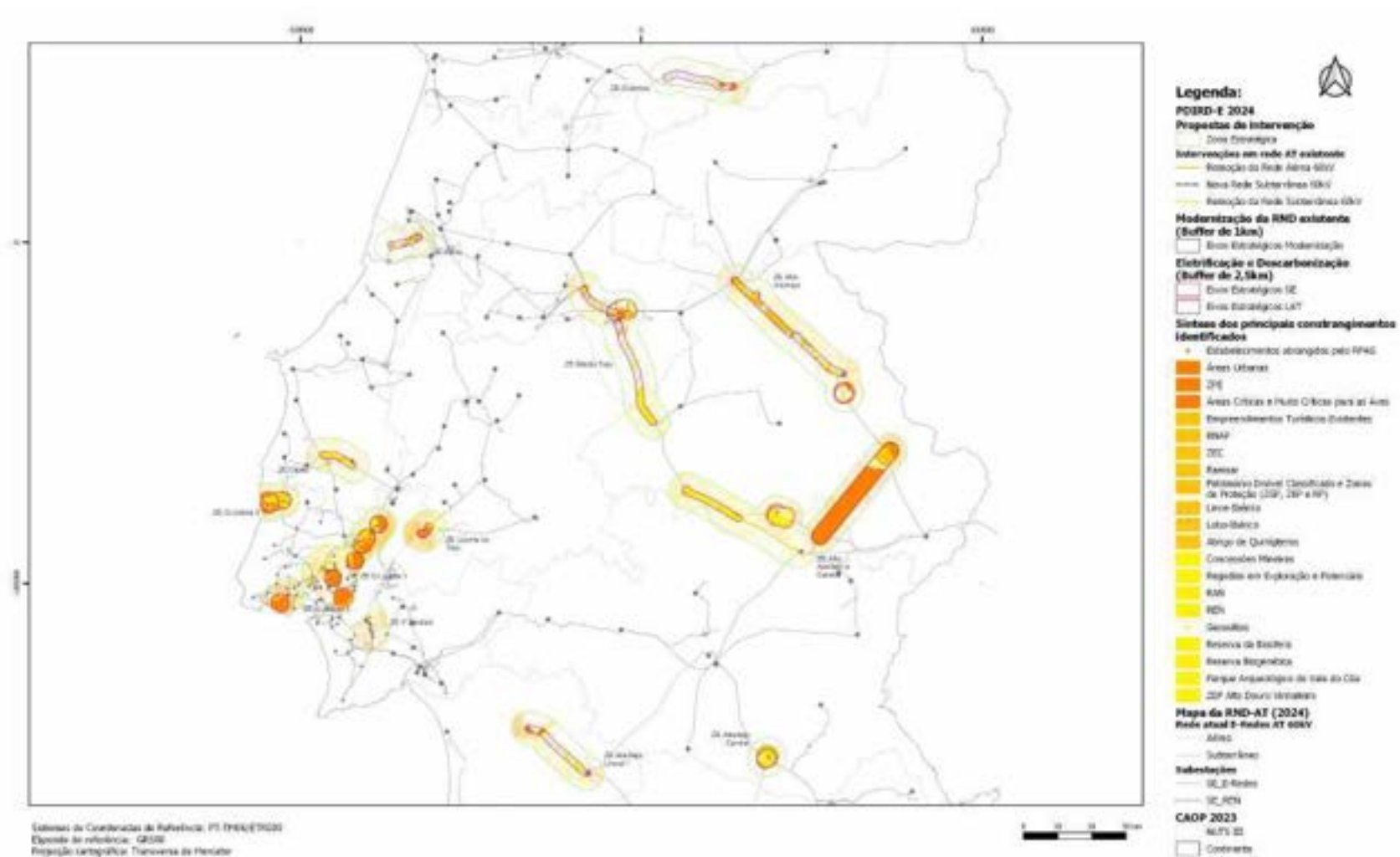


Figura 76 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024, na zona Centro, de Lisboa e vale do Tejo e do Alentejo, em Portugal

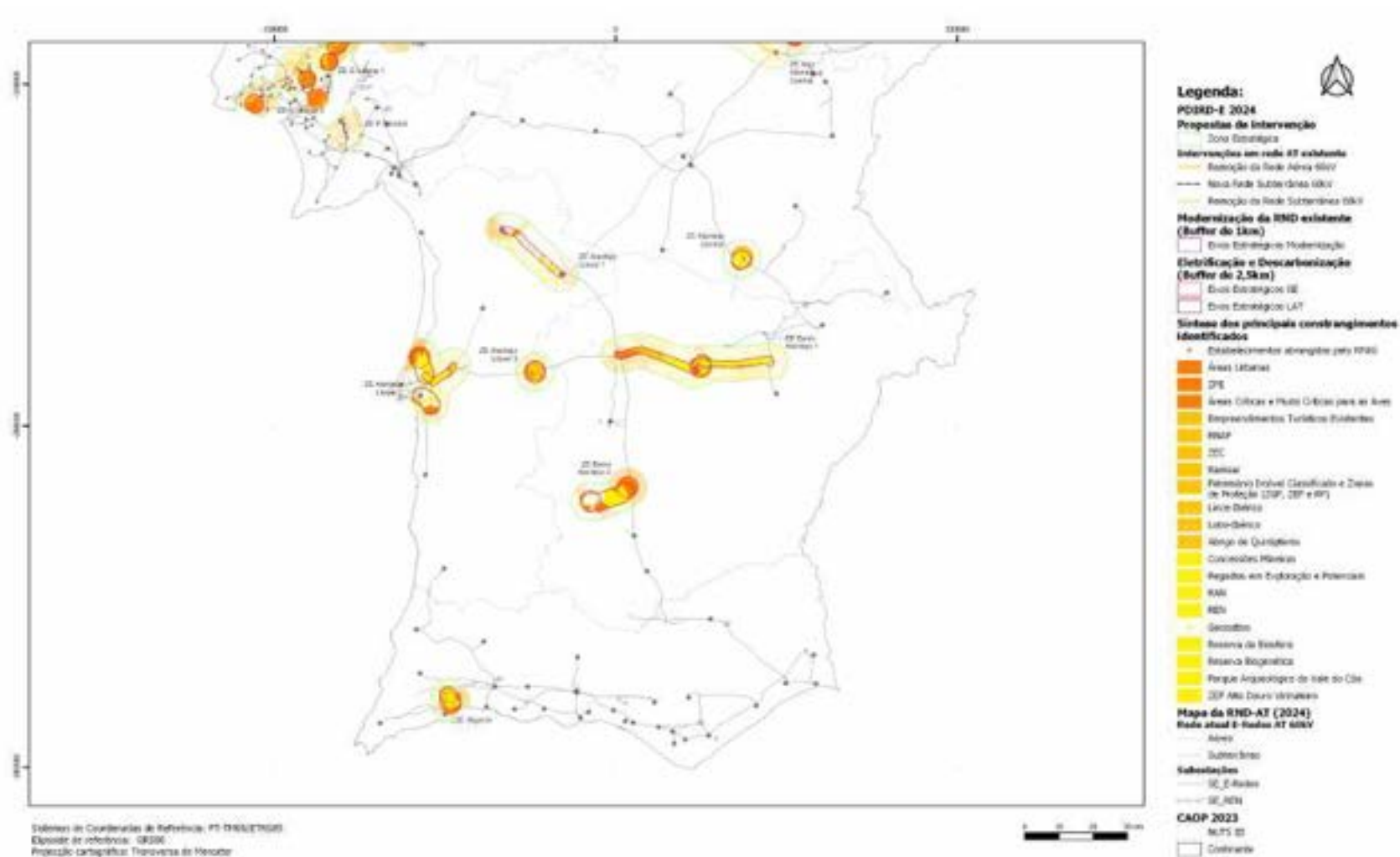


Figura 77 - Síntese dos principais constrangimentos identificados nos eixos estratégicos associadas às novas ligações incluídas no PDIRD-E 2024, na zona do Alentejo e Algarve, em Portugal











No Quadro 124 é possível observar a contribuição de cada uma destas variáveis na identificação dos principais constrangimentos para a futura definição do traçado de novas ligações.





Quadro 124 – Síntese da avaliação desagregada das variáveis consideradas na identificação dos principais constrangimentos, apresentadas de acordo com o código cromático indicado no

Quadro 123

<b>ZPE</b>	<b>Áreas Críticas e Muito Críticas para Aves</b>	<b>Áreas Urbanas</b>	<b>Património Classificado</b>
<p>Os Eixos Estratégicos integrados nas Zonas Estratégicas que são mais preenchidos com ZPE são Baixo Alentejo 2 e Lezíria do Tejo. Outros eixos estão ocupados por ZPE, mas em áreas muito reduzidas.</p>	<p>Os Eixos integrados na Zona Estratégica Alto Alentejo e Central está totalmente abrangido por esta tipologia de áreas. Também a ZE Baixo Alentejo 2, apresenta uma ocupação com algum significado.</p>	<p>Existe uma interferência potencial com as áreas urbanas em todas as ZE, embora com um grau de interferência diversificado. A interferência potencial mais expressiva ocorre nos espaços mais urbanizados, (como as ZE Grande Lisboa 1, Grande Lisboa 2, AM Porto e Aveiro), estando previsto o enterramento de linhas ou a construção de novas linhas subterrâneas no atravessamento das correspondentes áreas urbanas.</p>	<p>Existe património em praticamente todas as Zonas Estratégicas avaliadas, e respetivos EE. Destaca-se, pela extensão abrangida, A ZE Trás-os-Montes 2, Beiras e Serra da Estrela 1 e Grande Lisboa 1.</p>



			
<b>Estabelecimentos RJPAG</b>	<b>Risco de Incêndio (Alto e muito alto)</b>	<b>RNAP</b>	<b>ZEC/SIC</b>
Em geral, o número de estabelecimentos RJPAG na proximidade dos eixos estratégicos em estudo é reduzido.	Os EE integrados nas ZE Trás-os-Montes 1 e 2, no interior sul da AM Porto, Beiras e Serra da Estrela 1 e 2, Coimbra, Médio Tejo e Alto Alentejo são os que atravessam mais áreas com esta classificação e que determinarão mais cuidados na fase subsequente.	Os EE integrados em seis Zonas Estratégicas abrangem áreas inseridas em RNAP. Aquela que apresenta algum significado, pela extensão ocupada dos eixos estudados é Beiras e Serra da Estrela 2.	Os EE integrados em nove ZE abrangem esta tipologia de áreas. Novamente é a de Beiras e Serra da Estrela 2 que assume maior significado, pela extensão interferida.
			
<b>RAMSAR</b>	<b>Empreendimentos Turísticos</b>	<b>Lobo e Lince Ibérico (FC)</b>	<b>Abrigos de Quirópteros (FC)</b>
Apenas os Eixos inseridos em três Zonas Estratégicas abrangem sítio Ramsar.	Em grande parte das Zonas Estratégicas em análise, a potencial	Apenas os Eixos Estratégicos localizados no Alto Alentejo 1 (lince) e	Identificam-se vários Eixos integrados em nove Zonas Estratégicas que



<p>Nenhum deles ocupa áreas significativas.</p>	<p>interferência das intervenções em estudo com os empreendimentos turísticos é nula ou muito reduzida. No caso dos Eixos Estratégicos SE, destaca-se de forma clara a ZE Grande Lisboa 1, com potenciais interferências mais elevadas.</p>	<p>Trás-os-Montes 1, interferem com áreas com lobo ou lince ibérico.</p>	<p>abrangem áreas de abrigos de quirópteros. Realça-se, apenas, os Eixos integrados no Alentejo Litoral 3, pela área interferida.</p>
			
<p><b>ZEP-ADV) e PA Vale do Côa</b></p>	<p><b>Geossítios</b></p>	<p><b>AH</b></p>	<p><b>RAN</b></p>
<p>Apenas os Eixos integrados em Trás-os-Montes 2 e Beira e Serra da Estrela 1, interferem estas áreas.</p>	<p>Apenas Eixos integrados em três Zonas Estratégicas abrangem Geossítios e mesmo estas Zonas, interferem com um número muito reduzido.</p>	<p>Verificam-se interferências potenciais nas ZE Algarve, Trás-os-Montes 1, Alto Alentejo e Central, Alentejo Litoral 1 e 3, Grande Lisboa 1 e Lezíria do Tejo. Em termos percentuais, é maior a afetação potencial na ZE Algarve.</p>	<p>As maiores interferências potenciais com as áreas de Reserva Agrícola correspondem aos casos inseridos nas ZE Baixo Alentejo 1 e Algarve.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

	
<p><b>REN</b></p>	<p><b>Concessões Mineiras</b></p>
<p>Em geral, a potencial interferência das intervenções em estudo com áreas da Reserva Ecológica Nacional é significativa, sendo mais elevada nas ZE Alentejo Central, Beiras e Serra da Estrela 2, Grande Lisboa 2 e 1, Alentejo Litoral 2, Algarve e Trás-os-Montes 2.</p>	<p>Existe apenas potencial interferência, e de reduzida expressão, na ZE Oeste</p>

Considerando as novas ligações incluídas na proposta do Plano, objeto da presente avaliação ambiental, e os resultados obtidos para os diferentes Fatores Críticos para a Decisão, apresenta-se de seguida a sistematização das principais conclusões por FCD.

## 7 CONCLUSÃO

Em resumo, neste relatório da Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024:

- i. Evidenciaram-se as especificidades do Plano e a metodologia de Avaliação Ambiental adotada;
- ii. Identificou-se o objeto de análise que, no caso do PDIRD-E 2026-2030, inclui propostas do Plano que, maximizando a incorporação de FER com base na rede existente, minimizem as necessidades de implementação de nova rede que permita suportar a receção de nova produção FER (solar e eólica) prevista e a satisfação de nova procura;
- iii. Identificaram-se os principais objetivos da E-REDES para a RND que, neste ciclo de planeamento, se traduzem em propostas de modernização, de renovação e de expansão da rede que contribuem para as metas nacionais e europeias de incorporação de FER, redução das emissões de GEE do setor energético, assim como a aceleração da transição energética e a descarbonização da economia, a par da criação de condições para aumento da resiliência da rede e do seu desempenho ambiental;
- iv. Desenvolveu-se uma análise que permitiu identificar, para este Plano:
  - O correspondente Quadro de Referência Estratégico (onde se destacam importantes – e recentes - documentos estratégicos e legais, europeus e nacionais, marcados pela intencionalidade de imprimir maior celeridade ao processo de descarbonização e pela necessidade de promover a autossuficiência energética da Europa face a mercados globais disruptivos);
  - Um conjunto de Questões Estratégicas e de Questões Ambientais e de Sustentabilidade que conduziram à identificação dos Fatores Críticos para a Decisão,

resultando numa verdadeira grelha de leitura capaz de avaliar as consequências mais relevantes das propostas (em determinadas áreas críticas) e fornecer ao Plano um conjunto de condicionantes a ter em conta na sua implementação futura.

É importante referir que, no âmbito desta Avaliação Ambiental, considerando a fase de planeamento em que é desenvolvida, a natureza distinta das intervenções propostas e a simultaneidade entre o exercício de avaliação e a elaboração do Plano, não se procedeu à identificação de traçados para as futuras extensões de rede, mas procurou-se evidenciar os principais obstáculos à sua concretização. Assim, o resultado desta avaliação ambiental do PDIRD-E 2024 constituirá um ponto de partida, devidamente fundamentado e validado ao longo dos diversos procedimentos de consulta, para a futura definição dos traçados a desenvolver, tendo em conta as condicionantes aqui identificadas previamente.

Este enquadramento global e a metodologia adotada permitiram identificar e fundamentar três Fatores Críticos para a Decisão que se entende constituírem uma base sólida e focada (complementada com um conjunto de critérios de avaliação e indicadores) para estruturar o exercício subsequente da Avaliação Ambiental do Plano, a saber:

### **FCD1: Modernização da RND**

No âmbito do FCD 1, a avaliação das propostas do plano conduziu às seguintes conclusões:

- O operador da RND, convergindo com as orientações do quadro legal e estratégico do setor energético, prevê a possibilidade de recorrer ao *curtailment* e à consequente possibilidade

de diferimento de alguns investimentos na rede, num esforço para promover a eficiência dos investimentos na infraestrutura. No entanto, como o sucesso destas iniciativas não está inteiramente na esfera do ORD e depende da ação de outros agentes do SEN, só a monitorização contínua do desempenho destas soluções de flexibilidade permitirá aferir se terão um impacto relevante na promoção da eficiência da rede;

- O operador da RND evidencia neste Plano a continuidade dos esforços de digitalização da rede, nomeadamente quanto ao número de postos de telecomando e à extensão da rede de fibra ótica, que permitirá a aceleração no processo de transição digital da RND e, possivelmente a conclusão do mesmo, com reflexos positivos na qualidade do serviço prestado, na exploração mais eficiente da infraestrutura e na viabilização de soluções de flexibilidade na operação;
- O ORD evidencia um propósito de continuidade da promoção da resiliência da rede, nomeadamente com respostas de antecipação aos cenários climáticos futuros, tendo em conta as características da infraestrutura e os riscos climáticos e naturais mais relevantes;
- Finalmente, conclui-se, a este nível, que a globalidade dos investimentos do Plano contribuirá para níveis de qualidade de serviço compatíveis com o acordo existente com o Estado concedente.

## FCD2: Descarbonização da RND

No âmbito do FCD 2, a avaliação das propostas do plano conduziu às seguintes conclusões:

- do ponto de vista do contributo do Plano para o desempenho da RND relativamente à sua *capacidade de receção de energia*, conclui-se que os investimentos previstos se traduzem no aumento dessa capacidade. No entanto, a entrada de nova produção depende de condicionalismos exteriores ao ORD, nomeadamente os que derivam dos restantes atores do SEN, como sejam a RNT e os produtores de energia;
- do ponto de vista da *satisfação do consumo*, conclui-se que no ano horizonte do Plano (2030) embora a maioria da infraestrutura apresente níveis de utilização que não estão próximos do seu limite, há uma tendência de agravamento, especialmente no caso das SE AT/MT. Esta situação, aferida pelas previsões do ORD dos níveis de utilização, aconselha uma monitorização atenta para sinalizar eventuais necessidades de intervenções em Planos futuros;
- na perspetiva da *interligação com a RNT* conclui-se que o período de implementação do Plano não registará alterações do número de pontos de ligação, embora nalguns desses pontos de entrega esteja previsto o reforço de ligações. Esta opção para a RND, segue-se a investimentos do passado recente a este nível e é considerada pelo ORD a ajustada e que garante suprir as necessidades de interligação com a RNT;
- Finalmente, na perspetiva do contributo do Plano para o *cumprimento dos objetivos relacionados com a mitigação das AC*, nomeadamente através da redução de emissões, pode concluir-se que os investimentos propostos, globalmente, criam condições para viabilizarem e convergirem com as metas do Estado concedente (nomeadamente as que estão plasmadas no PNEC 2030 e no quadro legal do SEN). No entanto, e apesar das expectativas para a produção de energia FER, disponível para ser injetada na RND, apontarem para um crescimento muito relevante até 2030, o desempenho da RND no seu processo de descarbonização depende, em parte, do desempenho dos restantes atores do SEN, nomeadamente da concretização da concretização dos pedidos de ligação à rede de distribuição.

### FCD3: Gestão dos Valores Territoriais

No âmbito do FCD 3, a avaliação das propostas do plano conduziu às seguintes conclusões:

- No que concerne à *Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas*, foi possível verificar que, tendo presente todas as áreas classificadas intersestadas pelos EE em avaliação, verifica-se que a maioria dos EE se encontra fora das áreas protegidas ou sensíveis para as espécies analisadas, pelo que não são esperadas afetações sensíveis a este nível.

Relativamente à *avifauna*, é de notar que os EE associados à costa atlântica apresentam uma coincidência espacial com áreas críticas e muito críticas para aves aquáticas, em especial nas ZE Aveiro (ZE07), Grande Lisboa 2 (ZE17) e Alentejo Litoral 2 (ZE22). O mesmo fenómeno sucede na proximidade de Castro Verde, com a definição de uma área muito crítica para aves estepárias, que é coincidente com alguns EE da ZE Baixo Alentejo 2 (ZE25). Mesmo aqui, considera-se ser possível avançar com a implementação dos projetos objeto do Plano, desde que sejam observadas, atentamente, as diretrizes apresentadas.

Relativamente aos mamíferos analisados (grupo dos *quirópteros*, *Lobo-ibérico* e *Lince-ibérico*), identificam-se interseções pouco relevantes com os EE. Mantém-se, mesmo assim, a necessidade de observar as diretrizes que se apresentam.

- Ao nível interferência com *Paisagem e Património Cultural e Natural*, no que respeita ao *património*, as análises efetuadas, mostraram a presença generalizada de ocorrências, mas, também, da possibilidade de se concretizarem os projetos, sem afetação deste tipo de valores, observando as diretrizes propostas em 6.5.4. Ao nível das *paisagens*, com reconhecida importância, existem alguns projetos, nomeadamente os analisados nos inseridos nas Zonas Estratégicas Trás-os-Montes 2 e Beiras e Serra da Estrela 1, que implicam preocupações acrescidas e que obrigarão a um cuidado particular no desenvolvimento dos projetos associados.
- Quanto à *interferência com os Recursos Hídricos*, e no que respeita à interferência nas massas de água pelos diferentes Eixos Estratégicos, a análise efetuada não deixa antecipar que venham a existir afetações relevantes a este nível. Sendo certo que existirão ocupações de diversas massas de água com Estado inferior a Bom, a fase subsequente – de maior detalhe, com a definição do projeto que permitirá a concretização dos investimentos previstos, deverá acautelar que os mesmos não possam vir a provocar uma maior degradação dessas massas de água.
- Do ponto de vista da *Inserção Territorial*, concluiu-se que os diferentes Eixos Estratégicos colocam diferentes desafios do ponto de vista da qualidade dessa inserção. Em geral, são expressivas as potenciais interferências com áreas urbanas, espaços de atividade agrícola, da RAN e da REN, que devem ser acauteladas. A interferência potencial mais expressiva com as áreas urbanas ocorre nos espaços mais urbanizados, (como as ZE Grande Lisboa 1, Grande Lisboa 2, AM Porto e Aveiro), estando previsto o enterramento de linhas ou a construção de novas linhas subterrâneas no atravessamento das correspondentes áreas urbanas, e o correspondente aumento da extensão e percentagem da rede subterrânea.
- A respeito da *Prevenção de outros Riscos*, concluiu-se que, em geral, o número de estabelecimentos RJPAG na proximidade dos Eixos Estratégicos em estudo é muito reduzido. Verifica-se uma desigual exposição ao perigo sísmico, que é muito significativa em territórios do centro e sul do continente.
- Finalmente, na perspetiva do contributo para redução das *Assimetrias Territoriais*, a análise realizada sublinhou a importância da sua monitorização, uma vez que as intervenções propostas ocorrem em espaços com características muito diferenciadas do ponto de vista do desenvolvimento económico e que o seu efeito dependerá de vários fatores, para além dos relacionados com a provisão de infraestrutura de distribuição de energia. Existe

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (*versão preliminar para consulta*)



potencial de redução de assimetrias na continuidade e qualidade do serviço e na perceção da qualidade ambiental da rede.

## **ANEXOS**

## Anexo I – Quadro de governação associado à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (nacionais, regionais, municipais, Reguladores, ONGA, ...)													
	Operadores da RND (E-REDES)													
		Governo	ERSE	DGEG	Operador da RNT (REN)	APA	CCDR	ICNF	Património Cultural	DGT	IPMA	Câmaras Municipais	População	ONGA
Define os objetivos nacionais de produção de energia proveniente de FER, de incorporação na RND e de eletrificação da economia e da sociedade		Red												
Assegura o cumprimento dos objetivos nacionais de produção e integração de energia proveniente de FER e de eletrificação da economia e sociedade			Red	Red										
Define estratégias de desenvolvimento do território municipal e procura assegurar a compatibilidade de funções com a RND		Red				Red					Red			
Garante a exigência de condições que permitam satisfazer, de forma eficiente, a procura de eletricidade			Red	Red										
Promove a concorrência entre os agentes intervenientes nos mercados		Red	Red	Red										
Garante a existência de condições que permitam satisfazer, de forma sustentável, a incorporação de FER e satisfação de consumos	Red	Red	Red	Red	Red	Red								
Assegura a articulação com a RNT, contribuindo para a segurança do abastecimento e para a incorporação de FER na RND	Red			Red	Red									
Estabelece as Grandes Opções do Plano		Blue												
Estabelece a Política Energética Nacional		Blue												
Estabelece a Política Climática Nacional		Blue												
Define os objetivos nacionais de redução de GEE		Blue												
Assegura o cumprimento dos objetivos da Política Energética Nacional,				Blue		Blue								



Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (nacionais, regionais, municipais, Reguladores, ONGA, ...)												
	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	Operadores da RND (E-REDES)	
	Governo	ERSE	DGEG	Operador da RNT (REN)	APA	CCDR	ICNF	Património Cultural	DGT	IPMA	Câmaras Municipais	População	ONGA
nomeadamente dos objetivos nacionais de redução de GEE													
Mantém uma base de dados atualizada para avaliar o grau de cumprimento dos objetivos nacionais de redução dos GEE													
Mantém uma base de dados atualizada para avaliar o grau de cumprimento dos objetivos nacionais de produção de energia proveniente de FER													
Mantém uma base de dados atualizada da evolução da potência instalada e da produção renovável injetadas na RND e da evolução dos consumos													
Compila e disponibiliza informação referente à RND													
Monitoriza a evolução das temperaturas médias, máximas e mínimas e a frequência de eventos climáticos extremos													
Desenvolve cenários climáticos de curto e longo prazo com a escala adequada e fornecer informação útil aos interessados													
Define as perspetivas de desenvolvimento do território, assegurando uma adequada inserção territorial da RND com a eventual salvaguarda de espaços-canal ou corredores necessários à concretização das estratégias da E-REDES													
Participa nos processos de decisão, nomeadamente, no decurso dos procedimentos de avaliação ambiental													
Compila, identifica e disponibiliza informação sobre áreas críticas e muito críticas sob o ponto de vista da conservação da natureza													
Gere o património cultural em Portugal Continental; fomenta a investigação, a													

Áreas de competência e Responsabilidades (âmbitos de interesse, instrumentos legais, normativos ou de regulação)	Entidades (nacionais, regionais, municipais, Reguladores, ONGA, ...)													
	Operadores da RND (E-REDES)	Governo	ERSE	DGEG	Operador da RNT (REN)	APA	CCDR	ICNF	Património Cultural	DGT	IPMA	Câmaras Municipais	População	ONGA
	inventariação e a divulgação do património arquitetónico e arqueológico no território													
Salvaguarda, valoriza e divulga o património cultural imóvel, móvel e imaterial														

Legenda:

**FCD1 – Modernização da RND**

**FCD2 – Descarbonização da RND**

**FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais**

## Anexo II - Quadro de Referência Estratégico

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<b>Enquadramento Internacional</b>	
<u>Plano de Ação da UE para as Redes Elétricas</u>	Plano da Comissão Europeia para tornar as redes elétricas da Europa mais fortes, mais interligadas, mais digitalizadas e mais ciber-resilientes. Para tal identificou sete desafios horizontais para acelerar o ritmo de desenvolvimento da rede na Europa, a saber: 1) acelerar a execução dos PIC (Projetos de Interesse Comum) existentes e desenvolver novos projetos; 2) melhorar o planeamento da rede a longo prazo; 3) introduzir um quadro regulamentar favorável e preparado para o futuro; 4) utilizar melhor as redes existentes e torná-las mais inteligentes; 5) melhorar o acesso ao financiamento; 6) assegurar processos de licenciamento mais rápidos e mais simples; 7) reforçar as cadeias de abastecimento
<u>Diretiva Energias Renováveis - RED III</u>	Altera a diretiva <u>UE 2018/2001</u> RED II, que já reformulava a RED I (diretiva <u>2009/28/CE</u> ). Simplifica os procedimentos, cria zonas de aceleração das energias renováveis e inclui novidades no domínio do hidrogénio renovável. Aumenta o compromisso dos Estados-Membros em aumentar a quota do consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis de 32% para 42,5% até 2030, com um complemento indicativo adicional de 2,5 % que permitirá atingir a meta de 45 %.
<u>Estratégia da UE para a Energia Solar</u>	Visa assegurar que a energia solar alcança todo o seu potencial para ajudar a cumprir os objetivos do Pacto Ecológico Europeu em matéria de clima e energia. Permitirá às pessoas em toda a UE colher os benefícios de um sistema energético integrado: i) identificando os obstáculos à utilização da energia solar; ii) propondo medidas para acelerar a sua implantação; iii) tornando os sistemas de energia solar da UE mais competitivos e resilientes.
<u>REPowerEU</u>	Deste plano destaca-se, no <u>curto prazo</u> , um conjunto de medidas: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implantação rápida de projetos de energia solar e eólica combinada com a implantação de hidrogénio renovável para poupar na importação de gás</li> <li>• Comunicação da UE sobre a poupança de energia com recomendações sobre a forma como os cidadãos e as empresas podem poupar na importação de gás</li> <li>• Planos coordenados de redução da procura a nível da UE em caso de perturbação do aprovisionamento de gás</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>Medidas a <u>médio prazo</u> (a concretizar até 2027):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Novos planos REPowerEU nacionais no âmbito do Fundo de Recuperação e Resiliência alterado - para apoiar investimentos e reformas</li> <li>• Impulsionar a descarbonização industrial mediante projetos que beneficiam de financiamento antecipado no âmbito do Fundo de Inovação</li> <li>• Nova legislação e recomendações para acelerar o licenciamento de projetos de energias renováveis, especialmente em «zonas preferenciais» com baixo risco ambiental</li> <li>• Investimentos numa rede integrada e adaptada de infraestruturas de gás e eletricidade</li> <li>• Reforço da ambição em termos de economias de energia, aumentando a meta de eficiência energética a nível da UE para 2030 — de 9 % para 13 %</li> <li>• Aumentar de 40 % para 45 % a meta europeia de energias renováveis para 2030</li> <li>• Medidas regulamentares para aumentar a eficiência energética no setor dos transportes</li> </ul>
<p><u>Lei Europeia do Clima</u></p>	<p>Consagra na lei o objetivo da neutralidade climática até 2050, para a UE, como estabelecido pelo PEE, nomeadamente com uma meta vinculativa de emissões líquidas nulas de GEE até 2050. Para tal, define orientações a longo prazo baseadas em princípios de equidade e eficiência, cria um mecanismo de acompanhamento que permite reajustar e adotar novas medidas, proporciona segurança aos investidores e assegura uma transição irreversível para a neutralidade climática.</p> <p>Prevê a revisão de todos os instrumentos políticos necessários ao cumprimento da meta estabelecida - redução de 55% das emissões de GEE (em comparação com os níveis de 1990), até 2030, e estabelece a avaliação da coerência das medidas nacionais e europeias a cada 5 anos (após 2023).</p> <p>Atribui aos Estados-membros o desenvolvimento de estratégias de adaptação para reforçar a resiliência e diminuir a vulnerabilidade aos efeitos das alterações climáticas.</p>
<p><u>Pacto Europeu para o Clima</u></p>	<p>Visa envolver cidadãos, comunidades e organizações no processo de transição energética, tendo em vista o cumprimento das metas climáticas propostas pelo Pacto Ecológico Europeu. Salienta a importância da divulgação do conhecimento, sensibilização e consciencialização para a ação climática.</p>
<p><u>Plano para atingir a Meta Climática em 2030</u></p>	<p>Reforça a importância do Acordo de Paris e - incentivando a limitação de 1,5°C por ele estipulada - este plano tem como objetivo definir uma trajetória mais ambiciosa em matéria climática para os próximos 10 anos (até 2030), de forma a viabilizar a neutralidade climática na UE, até 2050. O Plano redefine como meta a redução de 55% das emissões de GEE, relativamente aos níveis de 1990, para 2030.</p> <p>Até 2030 é esperada a redução do consumo de carvão em mais de 70% quando comparada a 2015, e do petróleo e do gás em mais de 30% e 25%, respetivamente, o que determina na necessidade de se reforçar na rede a presença de gases de origem renovável.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	De uma forma abrangente, este Plano pretende estimular a economia verde.
<u>Estratégia de Proteção do Solo da UE para 2030</u>	<p>Pretende conseguir, até 2050, que todos os ecossistemas do solo da UE estejam em bom estado e sejam mais resilientes.</p> <p>Consagra a importância estratégica da proteção, utilização sustentável e restauração do solo, atribuindo aos solos o mesmo nível de proteção concedido ao ar, à água e ao ambiente marinho.</p>
<u>Nova Estratégia da UE para a adaptação às AC</u>	<p>Na sequência do Pacto Ecológico Europeu e da Lei Europeia do Clima, onde se lançam as bases para uma maior ambição e um reforço da coerência das políticas em matéria de adaptação, esta estratégia pretende aumentar a capacidade de adaptação dos Estados membros, reforçar a resiliência e reduzir a sua vulnerabilidade às alterações climáticas. Havendo já um trabalho muito consistente de diagnóstico e identificação de cenários climáticos, o objetivo desta nova estratégia centra-se nas soluções e na execução das mesmas, intensificando ainda um quadro de ação internacional.</p> <p>A visão a longo prazo da estratégia é que, em 2050 (ano em que se pretende alcançar a neutralidade climática), a UE seja uma sociedade resiliente às alterações climáticas e totalmente adaptada aos impactos inevitáveis das mesmas.</p> <p>A estratégia apresenta-se estruturada em 3 eixos estratégicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uma adaptação mais inteligente: melhorar os conhecimentos e gerir as incertezas</li> <li>• Uma adaptação mais sistémica: apoio à elaboração de políticas em todos os níveis e setores</li> <li>• Uma adaptação mais rápida: acelerar a adaptação a todos os níveis</li> </ul> <p>A abordagem sistémica e a convicção da necessidade de acelerar a adaptação são os aspetos mais relevantes desta estratégia que se considera verterem, de alguma forma, orientações para esta AAE.</p>
<u>Objetivo 55 (Fit for 55)</u>	<p>Plano da Comissão Europeia (apresentado na sequência do Green Deal e da Lei Europeia do Clima) para reduzir as emissões de GEE em, pelo menos, 55% até 2030, relativamente aos níveis de 1990, e atingir a neutralidade climática até 2050. Traduz-se num conjunto de propostas destinadas a rever e atualizar a legislação da EU e criar um conjunto de iniciativas com o objetivo de alinhar as políticas dos múltiplos setores de atividade (incluindo o setor energético) da EU com os objetivos climáticos assumidos.</p> <p>É particularmente relevante, no âmbito desta AAE, a aposta deste Plano no hidrogénio verde e a promoção da integração dos mercados.</p>
<u>Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético</u>	<p>Pretende contribuir para uma descarbonização acentuada e eficaz da economia europeia.</p> <p>Apresentar uma visão sobre a forma de acelerar a transição para um sistema elétrico integrado, com a promoção de energias limpas e de uma economia com impacto neutro no clima. Esta estratégia baseia-se, fundamentalmente, em três elementos complementares:</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Criação de um sistema energético mais circular;</li> <li>• Utilização de eletricidade mais limpa, produzida a partir de fontes renováveis;</li> <li>• Promoção da utilização de combustíveis renováveis e hipocarbónicos pelos setores de difícil descarbonização.</li> </ul> <p>Estabelece como metas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• para o horizonte 2050, que a percentagem de gás natural nos combustíveis gasosos deverá cair para 20%, sendo os restantes 80% de combustíveis gasosos de origem renovável;</li> <li>• atingir, em 2030, 15% de interligação da eletricidade.</li> </ul>
<a href="#">Estratégia da UE para uma Mobilidade Sustentável e Inteligente</a>	Promove uma transição irreversível para uma mobilidade sem emissões, para o que se reconhece a necessidade de que o setor energético apoie e acompanhe as soluções preconizadas para descarbonizar os transportes.
<a href="#">Estratégia de Biodiversidade da UE para 2030</a>	Estabelece os caminhos para colocar a biodiversidade na via da recuperação até 2030, intensificando a proteção e a restauração da natureza. Define critérios e orientações relativos à identificação e designação de novas áreas protegidas e corredores ecológicos; estabelece orientações sobre a seleção das espécies e dos habitats, a fim de assegurar que, pelo menos, 30 % das espécies e dos habitats protegidos que não se encontram atualmente em estado favorável alcançam essa categoria até 2030 ou apresentam uma forte tendência positiva; e dá orientações relativas à florestação e reflorestação favoráveis à biodiversidade e às práticas silvícolas mais próximas da natureza.
<a href="#">Agenda Territorial 2030</a>	Estabelece um modelo de desenvolvimento territorial que tire partido da diversidade que caracteriza o território europeu (adotando o lema “Um futuro para todos os territórios”), articulando a preocupação com a justiça espacial (“Uma Europa Justa”) e a preocupação com a transição ambiental (“Uma Europa Verde”).  Reafirma o conceito de transição energética, a que associa o objetivo de acesso a “energia segura, acessível e sustentável”. Refere que “A insuficiência de infraestruturas energéticas e a dependência das redes existentes exigem uma produção e um aprovisionamento energético diversificados, bem como o desenvolvimento e a integração do mercado da energia”.
<a href="#">Nova Política de Coesão da UE 2021-2027</a>	Estabelece o quadro de programação da Política Regional Europeia, definindo cinco objetivos gerais: uma Europa mais inteligente, mais verde, mais conectada, mais social e mais próxima dos cidadãos.  Prevê a afetação de 65% a 85% dos recursos do FEDER e do Fundo de Coesão à prioridade 2. Uma Europa mais “verde”, sem emissões de carbono.  Nesta prioridade, sublinha o objetivo de desenvolver sistemas, redes e formas de armazenamento energéticos inteligentes a nível local, reforçando a biodiversidade, as infraestruturas verdes no ambiente urbano e reduzindo a poluição.

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<a href="#">Pacto Ecológico Europeu</a>	<p>No seguimento da Agenda 2030 das Nações Unidas, nomeadamente dos seus Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, o PEE renova e fortalece o compromisso da UE em enfrentar os desafios climáticos e ambientais (na dupla vertente mitigação e adaptação às alterações climáticas), sublinhando a necessidade de proteção, conservação e reforço do capital natural e humano da UE contra os riscos e impactos ambientais. Este propósito assenta em princípios equitativos e ambiciona um crescimento económico compatível com emissões líquidas nulas de GEE em 2050. Esta meta pressupõe o acelerar da transição energética em todos os setores.</p> <p>O PEE reconhece a necessidade de intervir de forma diferenciada e integrada em diferentes domínios: energia, ambiente, mobilidade e transportes, política regional e economia hipercarbónica, financiamento sustentável, política industrial, comércio e desenvolvimento sustentável, cooperação internacional e desenvolvimento, investigação e inovação no domínio das alterações climáticas, e objetivos de desenvolvimento sustentável.</p> <p>Particularmente relevante, no âmbito desta AAE, é a criação de um mecanismo de ajustamento das emissões de carbono nas fronteiras para determinados setores, com o objetivo de reduzir o risco de fuga de emissões carbónicas, promover a contínua descarbonização do sistema energético, priorizando a eficiência energética e baseando o setor da energia em fontes renováveis, complementado pela eliminação do carvão e descarbonização do setor do gás, nomeadamente mediante o reforço do apoio ao desenvolvimento de gases descarbonizados, a conceção prospetiva de um mercado do gás descarbonizado competitivo, e a resposta à questão das emissões de metano relacionadas com o setor da energia</p> <p>Finalmente, aponta o ano de 2023 para que os Estados-membros iniciem a atualização dos planos nacionais integrados em matéria de clima e energia.</p>
<a href="#">Plano de Investimento para uma Europa Sustentável</a>	Constitui um instrumento para a aplicação do Pacto Ecológico Europeu, respondendo às necessidades de investimento relacionadas com a a transição ecológica.
<a href="#">Mecanismo para uma Transição Justa</a>	<p>Presta apoio específico para atenuar o impacto socioeconómico da transição nas regiões por ela mais afetadas.</p> <p>Em Portugal, os Planos Territoriais de Transição Justa estão integrados nos programas regionais do Norte, do Centro e do Alentejo, abrangendo os territórios do concelho de Matosinhos, do Médio Tejo e do Alentejo Litoral, destinando-se a compensar os efeitos sociais e económicos do encerramento de duas centrais elétricas a carvão em Sines (Alentejo Litoral) e Pego (Médio Tejo) e a refinaria de Matosinhos.</p>
<a href="#">Diretiva Quadro da Água</a>	Principal instrumento da Política da União Europeia relativa à água, estabelece um quadro de ação comunitária para a proteção das águas de superfície interiores, das águas de transição, das águas costeiras e das águas subterrâneas.
<a href="#">Estratégia a Longo Prazo para 2050</a>	Estabelece uma estratégia a longo prazo da UE para uma “economia próspera, moderna, competitiva e com impacto neutro no clima”.

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>Reitera o empenho da UE em atingir a neutralidade das emissões líquidas de GEE até 2050, definindo o rumo da política da UE em matéria de clima e energia, enquadrada nos objetivos do Acordo de Paris e nos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas.</p> <p>Defende que a transição energética deve ser socialmente justa e deve contribuir para reforçar a competitividade económica e da indústria da UE nos mercados globais.</p> <p>Salienta que o futuro sistema energético deve integrar os sistemas e mercados de eletricidade, gás, aquecimento/refrigeração e mobilidade, com redes inteligentes que colocam os cidadãos no centro das preocupações.</p> <p>Destaca-se que o gás, incluindo o GNL, misturado com hidrogénio, ou metano de síntese, produzidos a partir de misturas de eletricidade renovável e de biogás poderão desempenhar um papel-chave na descarbonização da economia.</p> <p>É sublinhado o papel cada vez mais proeminente do hidrogénio, produzido com base em FER, num sistema energético totalmente descarbonizado.</p> <p>Apresenta uma carteira de opções para uma economia com emissões líquidas nulas de GEE.</p> <p>No âmbito do objetivo proposto, apresenta sete componentes estratégicas principais que convergem para uma ação comum, das quais se destacam no âmbito desta AAE as seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximizar a implantação de energias renováveis e a utilização de eletricidade para fins de uma plena descarbonização do aprovisionamento energético da Europa;</li> <li>• Desenvolver uma infraestrutura adequada de redes inteligentes e respetivas interconexões;</li> <li>• Usufruir plenamente dos benefícios da bioeconomia e criar sumidouros de carbono essenciais;</li> <li>• Eliminar as restantes emissões de CO2 com captura e armazenamento de carbono</li> </ul>
<p><u>Sistemas Importantes do Património Agrícola Mundial (2018)</u></p>	<p>São paisagens de beleza estética excecional que combinam biodiversidade agrícola, ecossistemas resilientes e importante património cultural. Localizados em sítios específicos em todo o mundo, fornecem de forma sustentável múltiplos bens e serviços, alimentos e segurança de subsistência para milhões de pequenos agricultores.</p> <p>No âmbito da Sustentabilidade, remete para a salvaguarda do Património agrícola e da Paisagem agrícola.</p>
<p><u>Agenda Urbana para a UE – Pacto de Amesterdão</u></p>	<p>Apresenta uma lista de temas prioritários para o desenvolvimento urbano, que devem mobilizar a atenção e parceria de decisores, aos mais diversos níveis, e cidadãos europeus.</p> <p>Um dos temas selecionados é a Transição energética, visando “uma alteração estrutural a longo prazo dos sistemas energéticos, i.e., promover a utilização de energias renováveis e a eficiência energética. A tónica será</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	colocada em melhorar a eficiência energética (também em edifícios), desenvolver abordagens inovadoras para o fornecimento energético (por exemplo, sistemas locais) e aumentar a produção local de energias renováveis”.
<a href="#">Acordo de Paris</a>	Assinado em dezembro de 2015, entrou em vigor em 4.11.2016 e constitui um marco da agenda climática, a nível global.  Visa alcançar a descarbonização das economias mundiais, estabelecendo o limite do aumento da temperatura média global abaixo dos 2°C relativamente ao período pré-industrial e prosseguir esforços para limitar esse aumento a 1,5°C. Este compromisso assenta no reconhecimento da que a descarbonização das economias é condição necessária para a sustentabilidade e a resiliência dos ecossistemas e das sociedades no futuro.
<a href="#">Quadro de Sendai para a Redução de Risco de Catástrofe 2015-2030</a>	A Declaração de Sendai (2015) assinala o compromisso de 187 Estados Membros da ONU relativamente ao Quadro para a Redução do Risco de Desastre 2015-2030. Tem como base um conjunto de princípios, aplicáveis à intervenção preventiva e de redução de catástrofes, dos quais destacam o papel decisivo do ‘envolvimento total das instituições do Estado’, as ‘responsabilidades partilhadas’, os ‘mecanismos de cooperação’, o ‘envolvimento de toda a sociedade e, finalmente, o imperativo de uma ‘abordagem multirrisco’.
<a href="#">Agenda 2030 das NU para o Desenvolvimento Sustentável</a>	Define um quadro geral de objetivos e metas de desenvolvimento sustentável. Neles se integra a preocupação com a universalidade e qualidade do acesso à energia (“energia limpa e acessível”), a que corresponde o Objetivo 7, “assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos”. Define três metas: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 7.1 - Até 2030, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia;</li> <li>• 7.2 - Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global;</li> <li>• 7.3 - Até 2030, duplicar a taxa global de melhoria da eficiência energética.</li> </ul>
<a href="#">Carta Europeia do Património Arquitetónico</a>	Reconhece o património arquitetónico como expressão insubstituível da riqueza e da diversidade da cultura europeia e apela à conservação integrada como meio de afastar o património arquitetónico de ameaças resultantes da ignorância e desconhecimento.  Defende a salvaguarda, proteção e valorização do património arquitetónico através da conservação integrada
<a href="#">Convenção para a Salvaguarda do Património Arquitetónico da Europa</a>	Fundamental para garantir a proteção, conservação e valorização do património arquitetónico dos países europeus. Adotada em 1985, promove a identificação de monumentos, conjuntos e sítios de interesse, assegurando a sua integração nas políticas de desenvolvimento urbano e no quotidiano das comunidades.

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<p><u>Proposta de Alteração da Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural</u></p>	<p>Promove o alargamento do seu conteúdo através da atualização do seu contexto tendo por base a proteção de valores, necessidades económicas, sociais e ambientais abrangidas no conceito de desenvolvimento sustentável, incluindo a avaliação de quatro nucleares: sustentabilidade ambiental; desenvolvimento social inclusivo; desenvolvimento económico inclusivo; paz e segurança.</p> <p>Pretende salvaguardar o património mundial, cultural e natural através de medidas que assegurem a disponibilidade de infraestruturas básicas e serviços básicos para as comunidades, respeitando os valores universais excecionais</p>
<p><u>Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural</u></p>	<p>Estabelece quais os bens naturais e culturais que podem vir a ser inscritos na Lista do Património Mundial, fixando os deveres dos Estados membros quanto à identificação desses bens, assim como, o desempenho para a proteção e preservação dos mesmos.</p> <p>Ao assinar a Convenção, Portugal compromete-se não só a assegurar a conservação dos bens que se localizam no seu território, como a proteger o seu património cultural e natural.</p> <p>Pretende salvaguardar o património cultural e natural como fator de preservação da identidade e da cultura da região.</p>
<p><u>Convenção Europeia para a Proteção do Património Arqueológico</u></p>	<p>Crucial para a salvaguarda do património arqueológico na Europa. Estabelece medidas para a sua proteção legal e administrativa, promovendo a investigação e a gestão adequadas dos sítios arqueológicos. A convenção integra a preservação do património nas políticas de ordenamento do território, assegurando que o desenvolvimento económico e urbano seja compatível com a conservação da herança arqueológica, preservando-a para as gerações futuras.</p>
<p><u>Convenção Europeia para a Paisagem (2000)</u></p>	<p>Tem por objetivo promover a proteção, a gestão e o ordenamento da paisagem e organizar a cooperação europeia neste domínio.</p> <p>Defende o reconhecimento jurídico da paisagem como uma componente essencial do ambiente humano, uma expressão da diversidade do seu património comum cultural e natural e base da sua identidade;</p> <p>Pretende estabelecer e aplicar políticas da paisagem visando a proteção, a gestão e o ordenamento da paisagem através da adoção das medidas específicas estabelecidas no artigo 6.º; estabelecer procedimentos para a participação do público, das autoridades locais e das autoridades regionais e de outros intervenientes interessados na definição e implementação das políticas da paisagem; e integrar a paisagem nas suas políticas de ordenamento do território e de urbanismo, e nas suas políticas cultural, ambiental, agrícola, social e económica, bem como em quaisquer outras políticas com eventual impacte direto ou indireto na paisagem.</p> <p>Neste âmbito os investimentos do PDIRD-E devem assegurar a proteção, gestão e ordenamento da paisagem.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<b>Enquadramento Nacional</b>	
<u>Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050</u>	<p>Identifica o combate à pobreza energética está identificado como uma prioridade política. Estabelece quatro eixos estratégicos de intervenção:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Promover a sustentabilidade energética e ambiental da habitação (aumento da eficiência energética da habitação e da descarbonização, dos consumos);</li> <li>Promover o acesso universal a serviços energéticos essenciais (redução do número de agregados familiares com dificuldade em pagar os serviços energéticos essenciais e proteção dos consumidores vulneráveis em situação de pobreza energética)</li> <li>Promover a ação territorial integrada (reforço da ação das estruturas locais no combate à pobreza energética e da oferta de habitação pública de elevado desempenho energético)</li> </ol> <p>Promover o conhecimento e a atuação informada (aumentar a capacidade de identificação de agregados familiares em situação de pobreza energética, aumentar a literacia energética, estimular a investigação e inovação e estimular a formação de profissionais necessários à realização de intervenções de reabilitação, eficiência energética e energia renovável nas habitações).</p>
<u>Estratégia Nacional de Territórios Inteligentes</u>	<p>Concebe-se como “medida catalisadora da transição digital, no âmbito da sociedade digital, da criatividade e da inovação”. Organiza-se segundo seis objetivos estratégicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Potenciar territórios sustentáveis que promovam a ação climática com foco na qualidade de vida do cidadão;</li> <li>Aumentar a colaboração multinível e interoperabilidade;</li> <li>Fomentar uma economia competitiva e alavancada em tecnologias digitais;</li> <li>Facilitar o acesso à informação e boas práticas através de um Portal dos Territórios Inteligentes;</li> <li>Promover a liderança, o talento e competências em Territórios Inteligentes;</li> <li>Ser uma referência internacional em infraestrutura, dados e serviços Smart City</li> </ul>
<u>Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023)</u>	<p>Avaliar, no médio e longo prazo, numa perspetiva de segurança de abastecimento, as necessidades do SEN, alinhando com os requisitos estipulados no artigo 247.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do SEN, nomeadamente o equilíbrio entre a oferta e a procura no mercado nacional, o nível de procura prevista e dos fornecimentos disponíveis, a capacidade suplementar prevista ou em construção, bem como a qualidade e o nível de manutenção das redes e as medidas destinadas a fazer face a níveis extremos de procura e às falhas de um ou mais produtores ou comercializadores.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>Este RMSA-E é o primeiro elaborado ao abrigo do referido Decreto-Lei n.º 15/2022. De acordo com o referido Decreto-Lei, o RMSA-E deve contemplar, designadamente: (i) A segurança do funcionamento das redes e a qualidade de serviço; (ii) Os padrões previstos para produção, trocas transfronteiriças e consumo, tendo em consideração as medidas de resposta da procura, de eficiência energética e de produção para autoconsumo; (iii) O equilíbrio entre a oferta e a procura, para um período de, pelo menos, cinco anos; (iv) As perspetivas de segurança do fornecimento de eletricidade, para um período de 5 a 15 anos a partir da data do relatório; (v) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça, pelo menos para os próximos cinco anos; (vi) As medidas adotadas e a adotar com vista a reforçar a segurança de abastecimento e, nomeadamente, o tipo de fontes primárias e prioridades da sua utilização, o seu peso na produção de eletricidade, bem como a capacidade de armazenamento, disponível e necessária.</p>
<p>Grandes Opções do Plano 2023-2026</p>	<p>Lei n.º 38 de 2023, Lei das Grandes Opções para 2023-2026 em matéria de planeamento e da programação orçamental plurianual; integra as medidas de política e os investimentos que as permitem concretizar.</p> <p>Tem presente a conjuntura de agravamento dos preços, pressionados pela crise pandémica COVID-19 e pela conjuntura geo-política saída da agressão da Rússia à Ucrânia, as medidas conjunturais de mitigação de impacto e medidas que permitem a contenção de preços, as políticas estruturais que visam um crescimento económico, bem como o desenvolvimento económico-social e territorial consagrado no Programa do XXIII Governo Constitucional.</p> <p>Este documento organiza-se em torno dos seguintes desafios: a) Boa governação; b) Alterações climáticas; c) Demografia; d) Desigualdades; e) Sociedade digital, da criatividade e da inovação.</p> <p>As opções de política económica, social e territorial interligam-se com os desenvolvimentos recentes nas seguintes dimensões:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crescimento económico, tendo em conta a trajetória de convergência sustentada com a média da União Europeia e a melhoria dos indicadores relacionados com a investigação e desenvolvimento (I&amp;D) e a evolução do perfil do tecido produtivo.</li> <li>• Mercado de trabalho, pelo aumento do peso relativo das remunerações no PIB, pela manutenção do desemprego em níveis próximos de pleno emprego e pela melhoria da qualidade desse emprego.</li> <li>• Inclusão social e igualdade, evidenciada na melhoria estrutural dos indicadores que medem a desigualdade, a pobreza e a privação material e na proteção dos rendimentos face à subida dos preços verificada em 2022.</li> <li>• Combate às alterações climáticas sustentado pela redução sistemática das emissões de gases de efeito de estufa, pelo reforço da potência da capacidade renovável instalada e medidas de promoção da sustentabilidade ambiental.</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Qualificações, com a evolução significativa na redução da taxa de abandono escolar e da proporção de população com ensino superior concluído.</li> </ul>
<p><u>Acordo de Parceria Portugal 2030</u></p>	<p>Decorre da Estratégia Portugal 2030 e materializa o Acordo de Parceria estabelecido entre Portugal e a Comissão Europeia, que fixa os grandes objetivos estratégicos para aplicação no período 2021-2027, com um pacote financeiro agregado (23 mil M€).</p> <p>O Portugal 2030 é concretizado através de 12 programas, que atribuem os apoios com base na região onde são desenvolvidos ou na área de atividade onde se inserem.</p> <p>A sua programação é feita em torno de cinco objetivos estratégicos da União Europeia - uma Europa mais inteligente, mais verde, mais conectada, mais social e mais próxima dos cidadãos – e é implementado através de 12 programas - quatro de âmbito temático (Pessoas 2030, dedicado à Demografia, qualificações e inclusão; COMPETE 2030, dedicado à Inovação e transição digital; Sustentável 2030, dedicado à Ação climática e sustentabilidade e Mar 2030), cinco Regionais (correspondentes às NUTS II do Continente e Regiões Autónomas) e o PAT 2030 – Programa de Assistência Técnica. A estes acrescem os Programas de Cooperação Territorial Europeia em que Portugal participa.</p>
<p><u>Estratégia Nacional para uma Especialização Inteligente 2030</u></p>	<p>Apresenta uma visão estratégica para Portugal como “um ecossistema de regiões de talento e inovação, onde a sustentabilidade, o ambiente criativo e a ciência convergem para a qualidade de vida”.</p> <p>Define seis domínios prioritários:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transição Digital;</li> <li>• Transição Verde;</li> <li>• Materiais, Sistemas e Tecnologias de Produção;</li> <li>• Sociedade, Criatividade e Património;</li> <li>• Saúde, Biotecnologia e Alimentação;</li> <li>• Grandes Ativos Naturais.</li> </ul> <p>Define Transição Verde a partir de objetivos de economia circular que promova a eficiência material, energética e carbónica, a eficiência produtiva e a sustentabilidade dos territórios.</p> <p>Promove um racional de integração estratégica da eficiência energética e carbónica com a sustentabilidade dos territórios, a partir da valorização de recursos endógenos (água e energia).</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<p><a href="#">Roteiro Nacional para a Adaptação 2100</a></p>	<p>Roteiro nacional para a Adaptação 2100 - Avaliação da vulnerabilidade do território Português às alterações climáticas no século XXI (RNA 2100).</p> <p>Nota de apresentação do projeto, concluído em 2024: 'Pretende definir narrativas de evolução das vulnerabilidades e impactes das alterações climáticas, bem como a avaliação de necessidades de investimento para a adaptação e custos socioeconómicos de inação.</p> <p>O RNA 2100 vem assim apoiar e responder a exercícios de política pública de adaptação às alterações climáticas nos vários níveis de intervenção territorial, sendo também apoiado por diversas iniciativas de divulgação de resultados, incluindo para o público em geral, tendo a ambição de se tornar um importante potenciador da educação e sensibilização para o tema da adaptação às alterações climáticas.</p> <p>Excepcionalmente, entendeu-se adequado integrar um projeto de investigação neste QRE, por ter um interesse reconhecido na produção de conhecimento científico muito relevante no que respeita a cenários climáticos e sinalização de vulnerabilidades territoriais face aos desafios das alterações climáticas, conhecimento que serve de base a estudos e Planos de adaptação climática.</p>
<p>Regime Jurídico do <a href="#">Sistema Elétrico Nacional</a></p>	<p>Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001).</p>
<p>Regime relativo à resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias</p>	<p><a href="#">Decreto-Lei n.º 20/2022</a> - Aprova procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias.</p>
<p><a href="#">Estratégia Nacional de Proteção Civil Preventiva 2030</a></p>	<p>Fomenta o princípio da prevenção, em articulação com os demais instrumentos, planos e programas de ação sectoriais que contribuam para os mesmos fins, e enfatiza a vertente preventiva da proteção civil como fator determinante para a atenuação das vulnerabilidades existentes e para o controlo do surgimento de novos elementos expostos a riscos coletivos, materializando a aplicação à escala nacional do Quadro de Sendai.</p>
<p><a href="#">Lei de Bases do Clima</a></p>	<p>Consolida objetivos, princípios e obrigações para os diferentes níveis de governação para a ação climática através de políticas públicas e estabelece novas disposições em termos de política climática.</p> <p>Entre outros objetivos, pretende:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover uma transição rápida e socialmente equilibrada para uma economia sustentável e uma sociedade neutras em GEE;</li> <li>• Promover a justiça climática, assegurando a proteção das comunidades mais vulneráveis à crise climática, o respeito pelos direitos humanos, a igualdade e os direitos coletivos sobre os bens comuns;</li> <li>• Assegurar uma trajetória sustentável e irreversível de redução das emissões de GEE;</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover o aproveitamento das energias de fonte renovável e a sua integração no sistema energético nacional;</li> <li>• Promover a economia circular, melhorando a eficiência energética e dos recursos;</li> <li>• Reforçar a resiliência e a capacidade nacional de adaptação às alterações climáticas;</li> <li>• Promover a segurança climática;</li> <li>• Fomentar a prosperidade, o crescimento verde e a justiça social, combatendo as desigualdades e gerando mais riqueza e emprego;</li> <li>• Proteger e dinamiza a regeneração da biodiversidade, dos ecossistemas e dos serviços;</li> <li>• Assegurar uma participação empenhada, ambiciosa e liderante nas negociações internacionais e na cooperação internacional;</li> <li>• Estabelecer uma base rigorosa e ambiciosa de definição e cumprimento de objetivos, metas e políticas climáticas;</li> </ul> <p>Garantir que todas as medidas legislativas e investimentos públicos de maior envergadura sejam avaliados estrategicamente em relação ao seu contributo para cumprir os pressupostos enunciados, integrando os riscos associados às alterações climáticas nas decisões de planeamento e de investimento económico nacional e setorial</p>
<p><u>Programa de Valorização do Interior (PVI)</u></p>	<p>Define os seguintes eixos de intervenção prioritária para a valorização do interior:</p> <p>Eixo 1: Valorizar os Recursos Endógenos e a Capacidade Empresarial do Interior;</p> <p>Eixo 2: Promover a Cooperação Transfronteiriça para Internacionalização de Bens e Serviços;</p> <p>Eixo 3: Captar Investimento e Fixar Pessoas no Interior;</p> <p>Eixo 4: Tornar os Territórios do Interior mais Competitivos.</p> <p>Em domínios relacionados com a energia, estabelece como objetivos:</p> <p>Valorizar os recursos e diminuição do desperdício: participação ativa na transição energética de cidadãos, empresas e demais entidades públicas e privadas, numa mudança de paradigma do consumidor passivo para o consumidor ativo, possibilitando a produção, consumo, partilha, armazenamento e venda de energia produzida a partir de fontes de energia renováveis.</p> <p>Valorizar as relações transfronteiriças nos territórios do interior.</p>
<p><u>Programa Nacional de Investimentos 2030</u></p>	<p>O PNI 2030 tem como objetivo ser o instrumento de planeamento do próximo ciclo de investimentos estratégicos e estruturantes de âmbito nacional, para fazer face às necessidades e desafios identificados para a próxima década e para o futuro.</p>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>O PNI 2030 assume o desafio de promover a convergência com a União Europeia, traduzidos em três desígnios estratégicos:</p> <p>Coesão - Reforçando a coesão territorial, em particular através do reforço da conectividade dos territórios, e da atividade económica, valorizando o capital natural;</p> <p>Competitividade e inovação - Aumentando e melhorando as condições infraestruturais do território nacional, capitalizando o potencial geográfico atlântico nacional e reforçando a inserção territorial de Portugal na Europa, em particular na Península Ibérica.</p> <p>Sustentabilidade e ação climática - Promovendo a descarbonização da economia e a transição energética, adaptando os territórios às alterações climáticas e garantindo uma maior resiliência das infraestruturas.</p>
<p><u>Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)</u></p>	<p>O Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) visa implementar um conjunto de reformas e de investimentos, assumindo 3 dimensões estruturantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• o reforço da resiliência económica, social e territorial enquanto resposta de primeira linha na transição entre a estabilização económica e social face aos efeitos da crise pandémica;</li> <li>• a promoção da transição climática, que se enquadra nos objetivos do Pacto Ecológico Europeu (European Green Deal) e propõe-se contribuir para a neutralidade climática em 2050.</li> <li>• promoção da transição digital, de forma a garantir um quadro de preparação das estruturas produtivas que contribua para um país mais competitivo.</li> </ul>
<p><u>Plano Territorial de Transição Justa</u></p>	<p>Implementa, no território português, o Mecanismo para uma Transição Justa. Em Portugal, os Planos Territoriais de Transição Justa estão integrados nos programas regionais do Norte, do Centro e do Alentejo, abrangendo os territórios do concelho de Matosinhos, do Médio Tejo e do Alentejo Litoral, destinando-se a compensar os efeitos sociais e económicos do encerramento de duas centrais elétricas a carvão em Sines (Alentejo Litoral) e Pego (Médio Tejo) e a refinaria de Matosinhos</p>
<p><u>Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)</u></p>	<p>Assume o compromisso do país com a transição energética, com o objetivo de reduzir as suas emissões de GEE e alavancar a sua competitividade. Concomitantemente, propõe o aumento da capacidade de adaptação aos impactos adversos das alterações climáticas e a mobilização de fluxos financeiros consistentes com trajetórias de baixas emissões e desenvolvimento resiliente; dar prioridade à eficiência energética; reduzir a dependência energética do país; garantir a segurança de abastecimento; promover uma Agricultura e Floresta sustentáveis e potenciar o sequestro de carbono; desenvolver uma indústria inovadora e competitiva; e garantir uma transição justa, democrática e coesa.</p> <p>Na revisão feita em 2024, o PNEC 2030 estabeleceu metas mais ambiciosas do que na sua versão anterior: reduzir 55% as emissões de GEE, por referência às emissões registadas no ano de 2005 (anteriormente a meta estava entre 45</p>



Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>e 55 %); incorporar 51% de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia (na versão anterior a ambição ficava pelos 47 %) ; atingir 29% de renováveis no setor dos transportes (anteriormente apontava-se para os 20%) e atingir 15 % interligações de eletricidade.</p> <p>Tanto os objetivos de eficiência energética como os objetivos de renováveis terão de ser alcançados em conjunto com outras prioridades estratégicas, como a das interligações, tendo em vista uma verdadeira integração do país na União da Energia e a necessidade de se alcançar a neutralidade carbónica garantindo sempre a segurança de abastecimento no País.</p>
<p><u>Classificação como zonas especiais de conservação dos sítios de importância comunitária do território nacional</u></p>	<p>Fundamental para assegurar que Portugal cumpre as suas obrigações no âmbito da Rede Natura 2000 e da Estratégia Europeia para a Biodiversidade. Ao fortalecer os mecanismos de gestão e proteção das ZEC e ZPE, e ao garantir a implementação de planos de gestão eficazes, o decreto contribui para a preservação dos habitats naturais e das espécies de interesse comunitário, promovendo ao mesmo tempo uma gestão mais sustentável dos recursos naturais.</p>
<p><u>Lei de bases da política e do regime de proteção e valorização do Património Cultural</u></p>	<p>Estabelece as bases da política e do regime de proteção e valorização do património cultural, como realidade da maior relevância para a compreensão, permanência e construção da identidade nacional e para a democratização da cultura</p>
<p><u>A Paisagem no âmbito municipal</u></p>	<p>Define orientações para a implementação da Convenção Europeia da Paisagem no âmbito Municipal, promovendo a proteção, gestão e ordenamento da paisagem.</p>
<p><u>Programa de Transformação da Paisagem</u></p>	<p>Reconhece a importância dos espaços florestais, área arborizada, matos e pastagens e o seu papel determinante para o sequestro de carbono, indispensável para que Portugal possa atingir a neutralidade carbónica em 2050 e na regulação dos diferentes ciclos naturais, tendo uma função estruturante para a conservação da natureza e biodiversidade.</p> <p>Assume que as características atuais destas paisagens potenciam os riscos de incêndios rurais, com consequências ao nível da biodiversidade e da capacidade produtiva dos solos, e no desencadear de processos de erosão e desertificação física dos solos, a que acrescem perdas sociais e prejuízos económicos avultados, fragilizando ainda mais estes territórios.</p> <p>Visa a proposta de medidas concretas para intervir no espaço rural, promovendo a diversificação da paisagem, a diminuição da carga de combustível, o aumento da área florestal gerida e a reconversão e densificação da área existente para espécies mais adaptadas ao território, incluindo agrícolas, tendo em vista a sua resiliência aos riscos, nomeadamente de incêndios, e a valorização da paisagem numa ótica multidimensional e promotora do sequestro de carbono.</p> <p>Fomenta a modificação das paisagens florestais</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>Potencia a valorização da paisagem e a revitalização dos territórios das florestas</p> <p>Visa a remuneração dos serviços prestados pelos ecossistemas, bem como de prevenção e adaptação do território às mudanças climáticas.</p>
<p><u>Plano Nacional de Gestão Integrada de Fogos Rurais</u></p>	<p>Introduz um modelo inovador de governação do risco, identifica objetivos estratégicos e as medidas a operacionalizar, clarificando os papéis e as responsabilidades das diversas entidades que cooperam para atingir as metas definidas. É um documento vivo, no qual participam todos os agentes, e que tem como objetivo concretizar a visão de um Portugal protegido de incêndios rurais graves, definindo uma estratégia para o conseguir, a que se associarão programas de ação, de níveis nacional e regionais, com a definição anual dos necessários objetivos e indicadores, sobre os quais incidirá a monitorização do PNGIFR.</p>
<p><u>Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)</u></p>	<p>Preconiza trajetórias que conduzam à neutralidade carbónica, identificando os principais vetores de descarbonização, considerando o potencial de redução dos vários setores da economia nacional.</p> <p>Assume o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica em Portugal até 2050, que se traduz num balanço neutro entre emissões de GEE e o sequestro de carbono pelo uso do solo e florestas.</p> <p>Este compromisso de transição energética é considerado como uma oportunidade para o país, assente num modelo democrático e justo de coesão territorial que potencia a geração de riqueza e o uso eficiente de recursos. Para além disso, pretende contribuir para a resiliência e para a capacidade nacional de adaptação às vulnerabilidades e impactes das alterações climáticas</p> <p>Estabelece um conjunto de vetores de descarbonização e linhas de atuação para uma sociedade neutra em carbono, de entre os quais aqui se destacam:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Concretizar a transição energética, aumentando muito significativamente a eficiência energética em todos os setores da economia, apostando na incorporação de fontes de energia renováveis endógenas nos consumos finais de energia, promovendo a eletrificação (substituição de combustíveis fósseis por eletricidade na generalidade dos setores da economia) e ajustando o papel do gás natural no sistema energético nacional. Hidrogénio e biomassa são também considerados como vetores de descarbonização;</li> <li>• Fomentar o desenvolvimento da nova economia ligada à transição energética e à descarbonização, apoiando o desenvolvimento de novos clusters industriais e de serviços, e a geração de novas oportunidades empresariais;</li> <li>• Redução da intensidade carbónica da eletricidade produzida em Portugal;</li> <li>• Estabelece como objetivo a redução de emissões de GEE, para Portugal, entre 85 % e 90 % até 2050, face a 2005, e a compensação das restantes emissões através do uso do solo e florestas, a alcançar através de</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>uma trajetória de redução de emissões entre 45 % e 55 % até 2030, e entre 65 % e 75 % até 2040, em relação a 2005;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução do consumo de energia primária de -44% face a 2015, e de energia final de -25% a -28% face a 2015;</li> <li>• Contribuir para a resiliência e para a capacidade nacional de adaptação às vulnerabilidades e impactes das alterações climáticas;</li> <li>• Garantir condições de financiamento e aumentar os níveis de investimento;</li> </ul> <p>Assegurar uma transição justa e coesa que contribua para a valorização do território.</p>
<p><u>Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas (P-3AC)</u></p>	<p>Pretende constituir-se como um guia orientador para, até 2030, apoiar a definição de políticas, de instrumentos de política e/ou de financiamento. Pretende ainda apoiar a implementação de ações de caráter mais estrutural que contribuam para reduzir a vulnerabilidade do território e da economia aos impactos das alterações climáticas, minimizando esses impactos.</p> <p>Estabelece as linhas de ação e as medidas prioritárias de adaptação às alterações climáticas, identificando as entidades envolvidas, os indicadores de acompanhamento e as potenciais fontes de financiamento.</p> <p>Ressalta que Portugal contribuirá para os objetivos do Acordo de Paris através do compromisso de redução das emissões de GEE, de modo a que o balanço entre estas emissões e a remoção ou captura de GEE da atmosfera seja nulo em 2050.</p> <p>No âmbito desta AAE, destacam-se as informações relevantes sobre os principais impactes e vulnerabilidade identificadas em Portugal relacionados com as alterações climáticas, nomeadamente no que respeita a incêndios rurais, cheias e inundações (considerando medidas de prevenção, redução e minimização de riscos associados).</p>
<p><u>Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT)</u></p>	<p>O PNPOT define a estratégia e modelo para a organização e desenvolvimento territorial, tendo por base o conceito o objetivo da coesão territorial, que articula a coesão interna e a competitividade externa do território.</p> <p>O PNPOT identifica 5 grandes Desafios Territoriais a que a política de ordenamento do território deverá dar resposta nas próximas décadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gerir os recursos naturais de forma sustentável;</li> <li>• Promover um sistema urbano policêntrico;</li> <li>• Promover a inclusão e valorizar a diversidade territorial;</li> <li>• Reforçar a conectividade interna e externa;</li> <li>• Promover a governança territorial.</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<p>No programa de ação do PNPOT, nos 10 compromissos para o território é definido um compromisso explicitamente relacionado com esta AAE - "4. Descarbonizar acelerando a transição energética e material", que tem como objetivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivar a produção e consumo de energia a partir de fontes renováveis, destacando-se a energia solar, aumentando a eletrificação do país e encerrando a produção de energia a partir do carvão;</li> <li>• Desenvolver uma economia de baixo carbono assente em sistemas de transporte de baixo carbono e na eficiência energética;</li> </ul> <p>Para além da importância atribuída às ligações internas, é dada relevância, num mercado cada vez mais global e integrado, à rede de transporte de energia (gás, eletricidade). Assegurar e incrementar a interoperabilidade entre as redes constitui um objetivo à escala nacional e internacional.</p> <p>O quadro de referência estabelecido pelo PNPOT sublinha como desafios centrais a ter em conta na AAE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A qualidade da inserção territorial da rede, acautelando efeitos de fragmentação territorial muitas vezes associados ao desenvolvimento das infraestruturas lineares;</li> <li>• A compatibilidade das propostas de desenvolvimento da rede com o modelo territorial policêntrico preconizado para Portugal;</li> <li>• O contributo para as dinâmicas locais e nacionais de competitividade e transição e nomeadamente para os processos de mudança nas formas de produção e de consumo de energia</li> </ul>
<p><u>Princípios ICOMOS-IFLA sobre as paisagens rurais como património</u></p>	<p>Promove o entendimento, a proteção efetiva, a transformação sustentável e a transmissão e valorização do património paisagístico rural como parte das sociedades e culturas humanas e como um recurso crucial em todo o mundo e, como tal, valoriza a conservação do património paisagístico rural</p>
<p><u>Política Nacional de Arquitetura e Paisagem</u></p>	<p>Visa promover a qualidade da arquitetura, do urbanismo e da paisagem, integrando-as como elementos essenciais do desenvolvimento sustentável do país. A política reconhece a importância da arquitetura e da paisagem na qualidade de vida das populações e na identidade cultural e territorial.</p>
<p><u>Plano Nacional de Emergência de Proteção Civil</u> <u>Avaliação Nacional de Risco</u></p>	<p>Identifica e caracteriza os perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, tendo em consideração, para os riscos aplicáveis, o impacto das alterações climáticas e os cenários daí decorrentes, com indicação das tendências para agravamento ou atenuação dos riscos. Salienta a necessidade de se considerarem os riscos associados às alterações climáticas no planeamento, projeto e salvaguarda de infraestruturas críticas, como é o caso da RNT.</p> <p>Propõe sistemas para mitigação dos riscos e apresenta abordagens estruturais relativas à Estratégia Nacional para Adaptação às Alterações Climáticas.</p>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<p><u>Plano de Ação para a Conservação das Aves Necrófagas</u></p>	<p>Visa a proteção e conservação de espécies de aves que se alimentam de carcaças, como abutres e outras aves necrófagas. Este plano é uma parte integrante das estratégias nacionais e comunitárias para a conservação da biodiversidade, e responde ao declínio destas espécies, que são fundamentais para o equilíbrio dos ecossistemas ao removerem cadáveres e prevenir a propagação de doenças.</p>
<p><u>Plano de Ação para a Conservação do Lobo-Ibérico em Portugal</u></p>	<p>Estratégia destinada a garantir a sobrevivência e conservação do lobo-ibérico (<i>Canis lupus signatus</i>), uma espécie emblemática, protegida e considerada vulnerável em Portugal. O lobo-ibérico desempenha um papel crucial nos ecossistemas ao controlar populações de presas, como veados e javalis, e promover a saúde ecológica das florestas e matos. Contudo, a espécie enfrenta ameaças sérias que incluem a fragmentação do seu habitat, a perseguição ilegal, e conflitos com atividades humanas, particularmente a pecuária.</p>
<p><u>Programa Nacional de Regadios (PN-Regadios) Estratégia para o Regadio Público 2014-2020</u></p>	<p>O PN. Regadios pretende implementar novos sistemas hidroagrícolas nas zonas mais fragilizadas pelos efeitos das alterações climáticas, constitui uma importante medida de prevenção e mitigação destas, incrementando a resiliência e robustez dos sistemas agrícolas, bem como contribuindo para fixação das populações, em particular nas zonas mais debilitadas pela dinâmica de despovoamento.</p> <p>Estes dois documentos constituem um quadro de orientação estratégica para a gestão do regadio público no território continental, baseado nos seguintes domínios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A sustentabilidade dos recursos solo e água;</li> <li>• A eficiência energética;</li> <li>• A rentabilização dos investimentos;</li> <li>• O respeito pelos valores ambientais;</li> <li>• O envolvimento e participação dos interessados;</li> </ul> <p>No enquadramento nos princípios genéricos da Programação do PDR 2020 Identificam-se projetos de investimento, com duas componentes principais: o reforço da área regada com recurso a infraestruturas eficientes e a reabilitação e modernização dos regadios.</p> <p>Do ponto de vista da AAE, estas preocupações traduzem-se na necessidade de compatibilização da RND com os investimentos nas infraestruturas e atividades do regadio.</p>
<p><u>Estratégia Nacional para as Florestas</u></p>	<p>Define as linhas estratégicas para a gestão, proteção e desenvolvimento sustentável das florestas portuguesas. Esta estratégia visa enfrentar os desafios ambientais, económicos e sociais relacionados com o setor florestal, garantindo a preservação dos recursos florestais a longo prazo.</p>

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<u>Regime Jurídico de Salvaguarda do Património Cultural Imaterial</u>	Estabelece o quadro legal para a proteção, valorização e promoção do património cultural imaterial, que inclui tradições, expressões orais, conhecimentos, técnicas, práticas sociais e rituais transmitidos de geração em geração.
<u>Plano Rodoviário Nacional</u> (PRN) <u>Plano Ferroviário Nacional</u> (PFN)	Planeiam as redes ferroviária e rodoviária. <ul style="list-style-type: none"> <li>Do ponto de vista da presente AAE, implicam a necessidade de compatibilização da RND com os investimentos nas infraestruturas ferroviária e rodoviária.</li> </ul>
<u>Estratégia Nacional para o Ar - ENAR 2020</u>	Apresenta como visão – em convergência com as recomendações da OMS - ‘melhorar a qualidade do ar para a proteção da saúde humana, da qualidade de vida dos cidadãos e da preservação dos ecossistemas’. A ENAR desenvolve cenários de evolução e alinha medidas em articulação com planos e estratégias do quadro de referência da política climática e energética, nomeadamente no que respeita à redução de emissões de GEE e ao fomento das energias renováveis e da eficiência energética, no âmbito de um processo global de descarbonização da economia.
<u>Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC 2020)</u>	ENAAC 2020 tem como visão, desde a sua aprovação inicial, em 2015, “um país adaptado aos efeitos das alterações climáticas, através da contínua implementação de soluções baseadas no conhecimento técnico-científico e em boas práticas” e apresenta como objetivos nucleares a melhoria do conhecimento em matéria das alterações climáticas e seus impactes, a integração da adaptação em todas as políticas setoriais e a implementação de medidas concretas que operacionalizem os referidos objetivos. Dadas as características de implantação territorial da RNTIAT, são de ter em conta, no âmbito desta AAE, quer os cenários climáticos e correspondentes riscos e vulnerabilidades associados, quer as orientações sobre medidas de adaptação aos efeitos das alterações climáticas.
<u>Lei de Bases da Política de Ambiente</u>	A Lei de Bases do Ambiente consagra disposições relativas à gestão do solo e do subsolo, impondo a preservação da sua capacidade de uso mediante a adoção de medidas que limitem ou que reduzam o impacte das atividades antrópicas nos solos, que previnam a sua contaminação e degradação e que promovam a sua recuperação. Foca-se nas componentes ambientais naturais e humanas, consideradas indissociáveis. No que respeita às componentes associadas a comportamentos humanos, nomeadamente as alterações climáticas, os resíduos, o ruído e os produtos químicos, este documento salienta o papel relevante da política de combate às alterações climáticas. Neste caso, defende uma visão integrada dos diversos sectores socioeconómicos e dos sistemas biofísicos através de uma estratégia de desenvolvimento assente numa economia competitiva de baixo carbono, de acordo com a adoção de medidas de mitigação e de medidas de adaptação, com vista a reduzir a vulnerabilidade e aumentar a capacidade de resposta aos impactes negativos das referidas alterações.

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<u>Lei da Água</u> (2005, 2023)	Transpõe para a ordem jurídica nacional a Diretiva Quadro da Água (DQA - Diretiva 2000/60/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de outubro), alterada e republicada pelo Decreto-Lei n.º 130/2012, de 22 de junho. Estabelece o enquadramento para a gestão das águas superficiais, designadamente as águas interiores, de transição e costeiras, e das águas subterrâneas, tendo por objetivo a sua proteção e a obtenção de estado. Define os objetivos para as águas superficiais, subterrâneas, zonas protegidas e massas de água modificadas ou fortemente modificadas. A Lei da Água complementada com outros diplomas regulamentares, rege os moldes em que o planeamento e gestão das águas devem ser desenvolvidos. Cria as regiões Hidrográfica. Define as competências da Autoridade Nacional da Água. Define os objetivos para as águas superficiais e subterrâneas. Define que a utilização dos recursos hídricos públicos e particulares que possa ter impacte significativo no estado das águas e na gestão racional e equilibrada dos recursos, carece de um título que permita essa utilização. Esse título, atribuído pela Administração de Região Hidrográfica (ARH) territorialmente competente, podendo ter a figura de "autorização", "licença" ou "concessão".
<u>Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e da Biodiversidade</u> (ENCNB 2030)	Plano estratégico adotado por Portugal que estabelece as linhas de ação para a conservação da natureza e biodiversidade até 2030. A estratégia reflete o compromisso do país com a preservação dos ecossistemas e da biodiversidade, de forma a enfrentar os desafios ambientais, sociais e económicos associados à perda de habitats e espécies.
<u>Plano Sectorial da Rede Natura 2000</u>	Instrumento de gestão em Portugal que define as orientações estratégicas e medidas de conservação para a Rede Natura 2000, criada para assegurar a proteção de habitats e espécies de importância comunitária. Esta rede abrange Zonas de Proteção Especial (ZPE) ao abrigo da Diretiva Aves e Sítios de Importância Comunitária (SIC) ao abrigo da Diretiva Habitats, com o objetivo de preservar a biodiversidade.
<u>Regime jurídico de Salvaguarda do Património Imaterial</u>	Define o enquadramento legal para a proteção, valorização e promoção do património cultural imaterial. Este regime tem como objetivo preservar as tradições, expressões culturais, conhecimentos e práticas que são transmitidos entre gerações e que constituem uma parte essencial da identidade cultural das comunidades.
Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC)	Conjunto de áreas protegidas e classificadas em Portugal, cujo principal objetivo é a conservação da natureza e a preservação da biodiversidade, assegurando a gestão sustentável dos recursos naturais e culturais. O SNAC inclui diferentes categorias de áreas que são classificadas ao nível nacional, europeu e internacional, refletindo a importância da proteção de habitats, espécies e paisagens de elevado valor natural.
Reservas da Biosfera (UNESCO)	Áreas designadas ao abrigo do programa <i>Man and the Biosphere</i> , programa científico intergovernamental promovido pela UNESCO que visa estabelecer uma base científica para melhorar a relação entre as pessoas e os seus ambientes. Combina as ciências naturais e sociais com vista a melhorar a subsistência humana e salvaguardar os ecossistemas naturais e geridos, promovendo assim abordagens inovadoras ao desenvolvimento económico que sejam social e culturalmente adequadas e ambientalmente sustentáveis.

Avaliação Ambiental Estratégica:

Relatório Ambiental (versão preliminar para consulta)

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	No âmbito da Sustentabilidade, pretende melhorar a subsistência humana e salvaguardar os ecossistemas naturais e geridos, promovendo uma adequada convivência do Homem com a biosfera
Geoparques Mundiais (UNESCO)	Áreas geográficas únicas e unificadas onde paisagens de importância geológica internacional são geridos com um conceito de proteção, educação e desenvolvimento sustentável. Um Geoparque Mundial da UNESCO utiliza o seu património geológico, em ligação com todos os outros aspetos do património natural e cultural da área, para aumentar a consciencialização e compreensão para a sustentabilidade. No âmbito da Sustentabilidade, pretende assegurar a preservação do Património geológico
<u>Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade</u>	Estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 142/2008, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 242/2015, define o quadro legal para a proteção e gestão da natureza e da biodiversidade no país. Cria a Rede Fundamental de Conservação da Natureza, que inclui o Sistema Nacional de Áreas Classificadas e as denominadas Áreas de continuidade (REN, RAN e DPH). Este regime visa assegurar a preservação dos valores naturais e dos ecossistemas, promovendo uma gestão sustentável dos recursos naturais e integrando a conservação da biodiversidade nas diferentes políticas de desenvolvimento territorial e socioeconómico.
<u>Lei de Bases da Política do Regime de Proteção e Valorização do Património Cultural</u>	Estabelecida pela Lei n.º 107/2001, define os princípios e regras fundamentais para a proteção, valorização, salvaguarda e divulgação do património cultural, material e imaterial, do país. Esta lei visa garantir a preservação do património cultural como um elemento essencial da identidade nacional e do desenvolvimento sustentável, promovendo a sua integração nas políticas públicas e a sua valorização como um recurso estratégico.
<u>Convenção sobre Diversidade Biológica</u>	Estabelece a necessidade de promover a conservação da diversidade biológica, a utilização sustentável dos seus componentes e a partilha justa e equitativa dos benefícios provenientes da utilização dos recursos genéticos.
Convenção de Berna (regulamentado pelo <u>DL n.º 316/89</u> , 22 de setembro)	Promover a conservação da flora e da fauna selvagens e dos seus habitats naturais, em particular as espécies e os habitats cuja conservação exija a cooperação de diversos estados.
Convenção de <u>Ramsar</u> ;	A Convenção tem como objetivo a conservação e sustentabilidade dos ecossistemas aquáticos e da água enquanto recurso fundamental para a conservação da biodiversidade e do bem-estar humano. Ao ratificar esta Convenção Portugal assumiu como obrigações: designar zonas húmidas para inclusão na Lista de Zonas Húmidas de Importância Internacional; elaborar planos de ordenamento e de gestão para as zonas húmidas, com vista à sua utilização sustentável; promover a conservação de zonas húmidas e de aves aquáticas, estabelecendo reservas naturais e providenciar a sua proteção apropriada. Como tal, os investimentos incluídos no Plano não devem prejudicar o princípio de assegurar os serviços dos ecossistemas nas zonas húmidas que constituem um recurso de grande valor económico, cultural, científico e recreativo.



Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
<p>Convenção de <u>Bona</u></p>	<p>Realça a importância da conservação das espécies animais que efetuam migrações através de fronteiras ou áreas de jurisdição nacional, foi reconhecida em 1972 durante a Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente Humano, identificando medidas restritivas a adotar para a proteção das espécies migradoras consideradas em perigo de extinção</p> <p>Como tal, os investimentos incluídos no Plano devem assegurar a Proteção de espécies migradoras</p>
<p><b>Enquadramento Regional</b></p>	
<p><u>Planos de Gestão de Região Hidrográfica (3º ciclo)</u></p>	<p>Revisão e atualização dos PGRH do 2.º ciclo (Despacho n.º 11955/2018, de 12 de dezembro), que irão vigorar durante o 3.º ciclo de planeamento (2022-2027), cuja primeira fase foi iniciada em 2018 com a elaboração do Calendário e programa de trabalhos, disponibilizado à participação pública entre 22 de dezembro de 2018 e 22 de junho de 2019.</p> <p>Define os objetivos ambientais e estratégicos de cada Região Hidrográfica, classifica estado das massas de água e zonas protegidas e define as respetivas medidas que permitam alcançar os objetivos estipulados</p>
<p><u>Programa Regional do Norte 2021-2027</u></p>	<p>Programa de Desenvolvimento Regional para o período de programação 2021-2027. Organiza-se segundo os seguintes eixos principais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Norte Mais competitivo</li> <li>• Norte Mais Verde e Hipocarbónico</li> <li>• Norte Mais Conectado</li> <li>• Norte Mais Social</li> <li>• Norte Mais Próximo dos Cidadãos</li> </ul> <p>Inclui medidas orientadas para a eficiência energética e redução da emissão de gases com efeito de estufa, para a promoção de energias renováveis, a adaptação às alterações climáticas, a prevenção dos riscos de catástrofe e a resiliência, a gestão sustentável da água e a transição para uma economia circular e a proteção e preservação da natureza.</p>
<p><u>Programa Regional do Centro (Centro 2030)</u></p>	<p>Programa de Desenvolvimento Regional para o período de programação 2021-2027. Organiza-se segundo os seguintes eixos principais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Centro + Competitivo</li> <li>• Centro + Verde</li> <li>• Centro + Conectado</li> <li>• Centro + Coeso e + próximo dos cidadãos</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Centro + Social e inclusivo.</li> </ul> <p>Inclui medidas orientadas para a eficiência energética na Administração Pública regional e local, para o autoconsumo e as Comunidades de Energia Renovável, para a gestão de recursos hídricos e do ciclo da água e para o apoio à economia circular e mobilidade urbana sustentável.</p>
<p><u>Programa Regional de Lisboa (Lisboa 2030)</u></p>	<p>Programa de Desenvolvimento Regional para o período de programação 2021-2027, Inclui os seguintes eixos estratégicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inovação e competitividade</li> <li>• Sustentabilidade e resiliência</li> <li>• Demografia e inclusão</li> <li>• Desenvolvimento urbano</li> </ul> <p>Inclui medidas orientadas para a eficiência energética na Administração Pública local, a mitigação das alterações climáticas, a economia circular, a conservação da natureza, biodiversidade, património natural e a mobilidade urbana sustentável.</p>
<p><u>Programa Regional Alentejo 2030</u></p>	<p>Programa de Desenvolvimento Regional para o período de programação 2021-2027. Organiza-se segundo os seguintes eixos principais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alentejo + Competitivo</li> <li>• Alentejo + Próximo</li> <li>• Alentejo + Verde</li> <li>• Alentejo + Conectado</li> <li>• Alentejo + Social</li> </ul> <p>Inclui medidas orientadas para a promoção da eficiência energética e redução da emissão dos gases de efeito de estufa, a promoção das energias renováveis, a adaptação às alterações climáticas, a prevenção dos riscos e a resiliência a catástrofes, a gestão sustentável da água, a transição para uma economia circular e a proteção da natureza e biodiversidade e a mobilidade urbana sustentável.</p>
<p><u>Programa Algarve 2030</u></p>	<p>Programa de Desenvolvimento Regional para o período de programação 2021-2027. Organiza-se segundo os seguintes eixos principais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inovação e Competitividade</li> <li>• Conectividade Digital</li> <li>• Sustentabilidade e Biodiversidade</li> </ul>

Documentos relevantes	Identificação de objetivos e/ou metas relevantes para a AAE
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mobilidade e Descarbonização</li> <li>• Qualificações, Emprego e Inclusão</li> <li>• Coesão Social e Territorial</li> </ul> <p>Inclui medidas orientadas para a promoção da eficiência energética e redução da emissão dos gases de efeito de estufa, a promoção das energias renováveis, a adaptação às alterações climáticas, a prevenção dos riscos e a resiliência a catástrofes, a gestão sustentável da água, a transição para uma economia circular e a proteção da natureza e biodiversidade.</p>
Programas Regionais de Ordenamento Florestal (PROF)	<p>Estabelecem normas específicas de utilização e exploração florestal dos espaços florestais, com a finalidade de garantir a produção sustentada do conjunto de bens e serviços a eles associados.</p> <p>Existem, em Portugal, 7 PROF, revistos em 2019: Entre Douro e Minho, Trás-os-Montes e Alto Douro, Centro Interior, Centro Litoral, Lisboa e Vale do Tejo e Algarve.</p>
Programa de Reordenamento e Gestão da Paisagem (PRGP)	<p>Destinam-se a planear e programar a transformação da paisagem em territórios da floresta vulneráveis, “visando uma paisagem multifuncional e resiliente, novas atividades económicas e a remuneração dos serviços dos ecossistemas”.</p>
<u>Planos de Gestão dos Riscos de Inundações</u> (PGRi – 2º ciclo)	<p>Pretendem a redução do risco de inundações, através da implementação de um programa de medidas que visa a minimização das consequências das inundações, para a população, ambiente, atividades económicas e o património, tendo sido elaborados planos para cada Região Hidrográfica.</p>
<u>Planos de Gestão de Região Hidrográfica</u>	<p>Aprova os PGRH do Minho e Lima, do Cávado, Ave e Leça, do Douro, do Vouga e Mondego, do Tejo e Ribeiças Oeste, do Sado e Mira, do Guadiana e das Ribeiras do Algarve. A elaboração dos PGRH obedeceu ao disposto na DQA, na Lei da Água, na Lei de Bases do Ambiente e integra as diretrizes, medidas e planos definidos no âmbito do Plano Nacional da Água (PNA).</p> <p>Define os objetivos ambientais e estratégicos de cada Região Hidrográfica, classifica estado das massas de água e zonas protegidas e define as respetivas medidas que permitam alcançar os objetivos estipulados</p>

## Anexo III – Resultado da consulta às ERAE no âmbito do RFCD

Entidades consultadas relativamente à definição do âmbito da Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.

<b>ERAE consultadas</b>	<b>FCD1 Modernização da RND</b>	<b>FCD2 Descarbonização da RND</b>	<b>FCD3 Gestão dos Valores Territoriais</b>	<b>Participação no WS</b>	<b>Envio de contributos</b>
APA – Agência Portuguesa do Ambiente;	X	X	X	<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	X
Associação Nacional de Municípios Portugueses	X	X	X		X
Autoridade Nacional de Proteção Civil	X	X		<input checked="" type="checkbox"/>	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte	X	X	X	<input checked="" type="checkbox"/>	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro	X	X	X		X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo	X	X	X		X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo	X	X	X		
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve	X	X	X		X
Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável	X	X	X		
Direção Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural	X			<input checked="" type="checkbox"/>	X
DGEG - Direção Geral da Energia e Geologia	X	X	X	<input checked="" type="checkbox"/>	X
DGPC - Direção Geral do Património Cultural			X	<input checked="" type="checkbox"/>	X
Direção Geral de Saúde	X				
DGT - Direção Geral do Território	X			<input checked="" type="checkbox"/>	X
ICNF - Instituto da Conservação da Natureza e Florestas			X	<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	X
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Norte			X	<input checked="" type="checkbox"/>	
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Centro			X		

<b>ERAE consultadas</b>	<b>FCD1 Modernização da RND</b>	<b>FCD2 Descarbonização da RND</b>	<b>FCD3 Gestão dos Valores Territoriais</b>	<b>Participação no WS</b>	<b>Envio de contributos</b>
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-LVT			X		
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Alentejo			X	<input checked="" type="checkbox"/>	
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Algarve			X	<input checked="" type="checkbox"/>	
IP – Infraestruturas de Portugal, SA	X				X
IMT - Instituto da Mobilidade e dos Transportes	X			<input checked="" type="checkbox"/>	X
Laboratório Nacional de Energia e Geologia	X	X	X	<input checked="" type="checkbox"/>	X
REN - Redes Energéticas Nacionais	X	X		<input checked="" type="checkbox"/>	X
Turismo de Portugal, I.P.	X				X

30

17

**participação presencial**

**participação online**

**E-mail:**

pdird-e2024@e-redes.pt

**C/c:**

inescandido.silva@e-redes.pt

**c/ recibo de leitura**

À

E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A.

Direção Sustentabilidade

Rua D. Luís I, n.º 12

1249-008 Lisboa

Sua Referência	Sua Data	Nossa Referência	Data
N.º		N.º: Of_DSTAR_DOER_DOC00012219_2024	15-05-2024
Proc.º		Proc.º 3554_2024 – DOER id - 256/2024	

**ASSUNTO:** Pedido: parecer relativo ao RFCD da AAE do PDIRD-E 2024.  
Requerente: E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A.

No âmbito da elaboração da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) 2024, e no seguimento da disponibilização, via comunicação eletrónica, do correspondente Relatório dos Fatores Críticos de Decisão (RFCD), cabe referir o seguinte:

## I - Enquadramento

1. O presente pedido consiste na emissão de parecer ao RFCD da AAE do PDIRD-E 2024. Cabe explicitar que as áreas beneficiadas por Aproveitamentos Hidroagrícolas (AH) estão sujeitas ao estabelecido no regime jurídico contido no Decreto-Lei n.º 269/82, de 10 de julho, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 86/2002, de 6 de abril (RJOAH) e respetiva legislação complementar, bem como ao estabelecido nos Regulamentos Definitivos de cada um dos AH que estejam em vigor.

## II – Análise

2. A DGADR surge no anexo I ao RFCD identificada como entidade a consultar no âmbito dos Fatores Críticos de Decisão 2 (Descarbonização da Rede Nacional de Distribuição) e 3 (Gestão dos Valores

Territoriais, mais concretamente ao nível da inserção territorial e da condicionante constituída pelos AH).

3. Tendo em conta a escala e o nível de definição da informação fornecida, conforme a “Figura 4” (F4) presente na página 17 do RFCD, os comentários da DGADR serão de ordem genérica e de alerta para as situações com que o desenvolvimento do Plano se poderá vir a deparar à medida que o grau de detalhe aumentar. A F4 oferece-nos um esboço da implementação no terreno do Plano, distinguindo linhas a modernizar das novas linhas e subestações a construir – e em certos casos a suprimir. Considera-se ser útil, assim que estiver disponível essa informação, contatar a DGADR no sentido de se determinar quais os AH afetados.

4. Tendo em conta a estratégia descrita no RFCD, no que diz respeito à construção de novas linhas e de novas subestações será necessário ter em conta, (1) que caso as novas linhas atravessem áreas beneficiadas por AH sob tutela da DGADR (ou as faixas de proteção das respetivas infraestruturas, por vezes exteriores aos limites dos AH), deverá ser solicitada à DGADR emissão de parecer prévio vinculativo, e (2) que no caso das subestações, tratando-se de inutilizações de terreno não complementares da atividade agrícola, as áreas afetadas devem ser excluídas dos AH, invocando-se para tal o interesse público, sendo a exclusão solicitada através de requerimento a enviar à DGADR e envolvendo o pagamento de um montante compensatório conforme previsto na legislação em vigor.

5. No caso das linhas que se pretende apenas alterar / modernizar, deverá igualmente ser solicitada à DGADR a emissão de parecer prévio vinculativo, uma vez que a mera deslocação de um metro, por exemplo, do percurso da linha dentro de um corredor existente, poderá levar a que a mesma passe a interferir com uma infraestrutura de AH (ou a sua faixa de proteção).

6. Para além dos AH sob tutela da DGADR, existe ainda no território outro grupo de AH, de menores dimensões, que se encontram sob a tutela das então Direções Regionais de Agricultura e Pescas (DRAP), agora integradas nas Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) e que devem ser consultadas para emissão de parecer aquando da instalação de linhas e subestações.

### III – Conclusão

7. Atendendo ao exposto e ao estabelecido no RJOAH, esta Direção Geral emite **parecer favorável** ao presente RFCD.

O presente parecer não substitui qualquer outro parecer ou ato administrativo que deva ser emitido ou praticado por entidades com competência decisória relativa a outras condicionantes que onerem o prédio objeto de intervenção em análise.

Com os melhores cumprimentos




O Diretor-Geral,

(Rogério Lima Ferreira)

LP



Serviços Centrais  
Avenida Dr. Alfredo Magalhães Ramalho, 1  
1495-165 ALGÉS

 [www.icnf.pt](http://www.icnf.pt) | [rubus.icnf.pt](http://rubus.icnf.pt)  
 [gdp.sede@icnf.pt](mailto:gdp.sede@icnf.pt)  
 213507900

Exmo. Senhor Dr. José Ferrari Careto  
Presidente da E-Redes - Distribuição de Eletricidade,  
SA  
[pdird-e2024@e-redes.pt](mailto:pdird-e2024@e-redes.pt)

<b>vossa referência</b> <i>your reference</i>	<b>nossa referência</b> <i>our reference</i>	<b>nosso processo</b> <i>our process</i>	<b>Data</b> <i>Date</i>
	S-016621/2024	P-014799/2024	2024-05-16
<b>Assunto</b> <i>subject</i>	Avaliação Ambiental Estratégica do Relatório Ambiental do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E 2024) para o ciclo de planeamento 2026-2030.		

Exmo. Senhor Presidente da E-Redes – Distribuição de Eletricidade, S.A.,

Dr. José Ferrari Careto,

Na sequência do V. *mail* de 23 de abril, sobre o assunto supracitado, junto se envia o parecer do ICNF, I.P. sobre o Relatório Ambiental, nos termos e ao abrigo do previsto no n.º 5 do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as adaptações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

Após análise ao Relatório dos Fatores Críticos para Decisão, verifica-se que a incidência territorial da localização dos diferentes tipos de intervenção a avaliar na AAE e, em particular, relativas à alteração do traçado ou eventual enterramento de linhas, e à expansão da RND que inclui novas subestações e novas ligações AT e MT, aéreas e subterrâneas, deve atender ao seguinte:

- Aos eventuais efeitos nas Áreas Classificadas (AC), integradas no Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC) nos termos do Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade (RJCNB), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 142/2008 de 24 de Julho, na sua redação em vigor, nomeadamente, as Áreas protegidas integradas na Rede Nacional de Áreas Protegidas, Sítios da lista nacional de sítios integradas na Rede Natura 2000, atualmente, designados por Zonas Especiais de Conservação (ZEC)<sup>1</sup>, bem como as Zonas de Proteção Especial (ZPE) e as demais áreas classificadas ao abrigo de compromissos internacionais assumidos pelo Estado Português, em consonância com o disposto na alínea b) do n.º 1 e n.º 9, ambos do art.º 3.º do RJAAE;
- Aos eventuais efeitos nos geossítios<sup>2</sup> identificados e classificados na Cartografia do Inventário Nacional do Património Geológico, enquadrados no RJCNB e na Resolução do Conselho de Ministros n.º 55/2018, de 7 de maio que aprova a Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade 2030 (ENCNB 2030);
- Aos eventuais efeitos nas áreas ocupadas com espécies florestais protegidas em legislação específica, tais como, o sobreiro, a azinheira e o azevinho, e exemplares

<sup>1</sup> Decreto Regulamentar n.º 1/2020, de 16 de março.

<sup>2</sup> alínea i) do art. 3.º do Decreto-Lei n.º 142/2008 de 24 de Julho, na sua redação em vigor



espontâneos de espécies florestais que devem ser objeto de medidas de proteção específica no âmbito dos Programas Regionais de Ordenamento Florestal<sup>3</sup>;

- Aos eventuais efeitos na continuidade espacial e conectividade ecológica, em particular, em áreas integradas em Corredores Ecológicos estabelecidos nos Programas Regionais de Ordenamento Florestal, em articulação com a Estrutura Regional de Proteção e Valorização Ambiental (ERPVA) dos Planos Regionais de Ordenamento do Território (PROT), no caso de o IGT estar vigente, como é o caso do PROT do Oeste e Vale do Tejo (PROT OVT). Importa atender à importância destas áreas pelo seu contributo para o estabelecimento da Rede Fundamental da Conservação da Natureza (RFCN), nos termos do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho, na sua redação atual, contrariando o fracionamento do território e das áreas com relevância para a conservação da natureza e da biodiversidade;
- Aos eventuais efeitos em áreas submetidas a Regime Florestal (RF parcial ou total), definido pelo Decreto de 24 de dezembro de 1901, Decreto de 24 de dezembro de 1903 e legislação complementar, nomeadamente, as Matas Nacionais e os Perímetros Florestais, bem como no Arvoredo Classificado de Interesse Público (AIP) classificado, nos termos da Lei n.º 53/2012 de 5 de Setembro, regulamentada pela Portaria n.º 124/2014 de 24 de junho (Regime jurídico de classificação de arvoredo de interesse público).
- Às implicações que advêm da obrigatoriedade de implementação das faixas de gestão de combustível, nos termos do Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, na sua redação atual.

Estas matérias devem estar devidamente avaliadas no Relatório Ambiental, com identificação/referência das áreas ou dos elementos, anteriormente citados, com potencial afetação / abrangidos pela localização, representada na figura 4 do RFCN por um "buffer" relativo à potencial implantação das diferentes tipologias de intervenção na RND existente e das futuras intervenções decorrentes da expansão da RND, que inclui novas ligações AT e MT e novas subestações AT/MT.

De acordo com o elucidado no Workshop Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E 2024, realizado no passado dia 9 de maio, no qual o ICNF, I.P. esteve representado pela DRCNF LVT, foi considerada a seguinte largura de *buffer*:

- a) Intervenções na RND existente: 1km ao eixo;
- b) Expansão da RND: 5km ao eixo.

Atendendo ao exposto anteriormente, foi efetuada a análise à proposta de localização das potenciais intervenções, através da georreferenciação<sup>4</sup> da figura 4 do RFCN, tendo-se verificado o seguinte:

- Expansão da rede (novas subestações (*Nova SE\_AT*) e novas ligações AT (*Nova Linha AT60*): são abrangidas pela localização dos investimentos as áreas protegidas da Reserva Natural do Estuário do Tejo e a Paisagem Protegida Local das Serras do Socorro e Archeira, a ZEC PTCON0009 do Estuário do Tejo e a ZPE PTZPE0010 Estuário do Tejo; 15 áreas submetidas a RF; 84 AIP;

<sup>3</sup> <https://www.icnf.pt/florestas/prof/profemvigor> - vide respetivas Portarias aprovadas; enquadramento na Lei n.º 33/96 de 17 de agosto e Decreto-Lei n.º 16/2009 de 14 de janeiro, na sua redação atual;

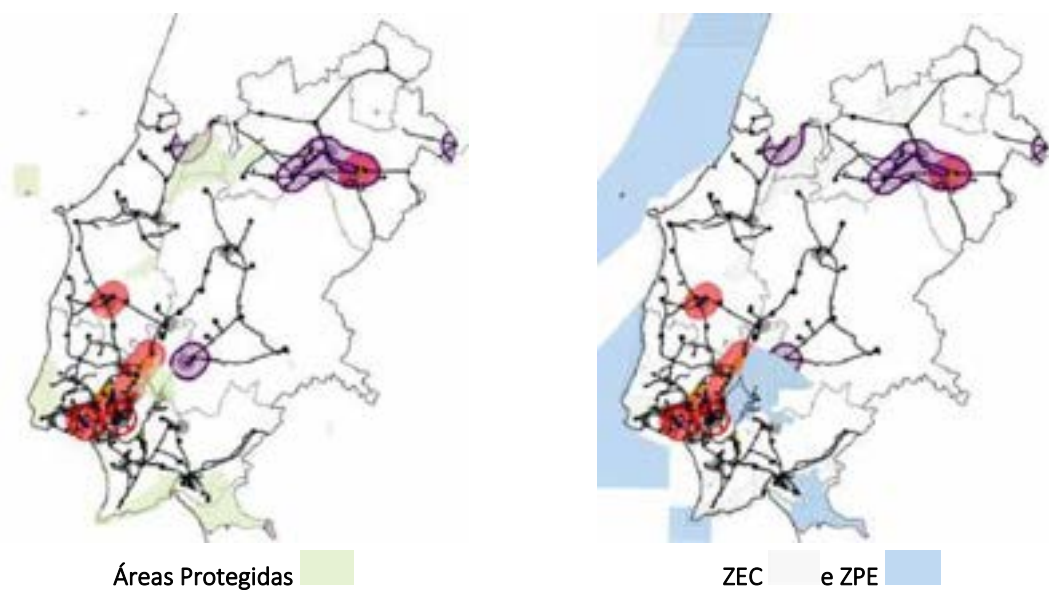
<sup>4</sup> A figura 4 do RFCN com a Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024 foi alvo de georreferenciação uma vez que não foi disponibilizada informação no formato vetorial.



- Intervenção da rede existente: são abrangidas pela localização dos investimentos a AP do Parque Natural das Serras de Aire e Candeeiros e a ZEC PTCO0015 Serras de Aire e Candeeiros; 1 área submetida a RF – Serras de Aire e Candeeiros; 4 AIP;
- São abrangidos pela localização dos investimentos, ou relativamente próximos, os seguintes geossítios:

Geossítios	Coord Y	Coord X	Tipo de Intervenção
Arriba Fóssil da Serra dos Candeeiros	39,549	-8,868	Intervenção da rede existente
Arribas da frente ribeirinha do Tejo	38,68	-9,172	Expansão da rede
Bairro da Mata	38,945	-9	Expansão da rede
Barranco do Zambujal	39,558	-8,805	Intervenção da rede existente
Grutas e nascentes do Vale do Mogo	39,535	-8,939	Intervenção da rede existente
Pego Longo - Carenque	38,774	-9,256	Expansão da rede

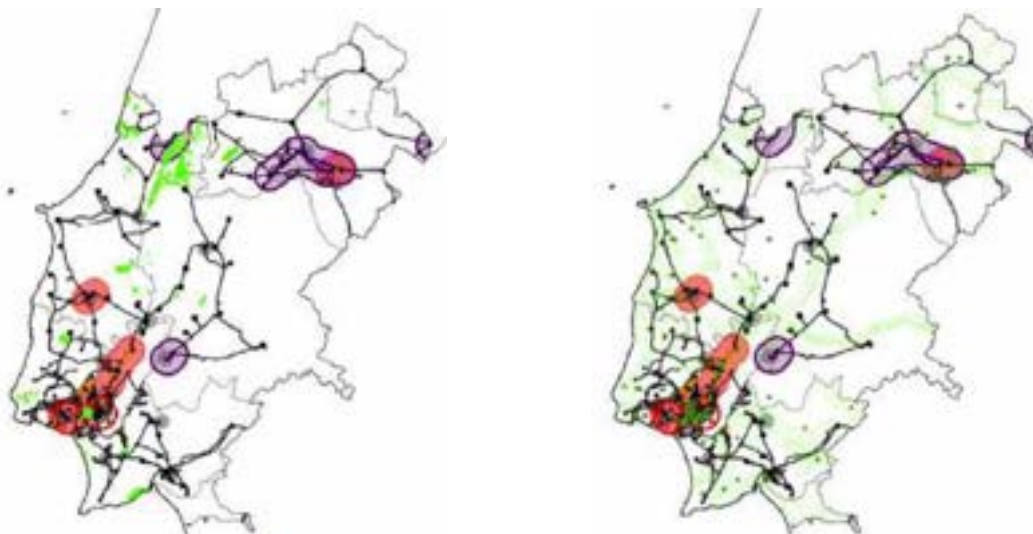
Neste âmbito e a título de exemplo, apresenta-se de seguida um extrato da figura 4 do RFCD na área de atuação da DRCNF LVT, com representação das Áreas Protegidas, ZEC, ZPE, áreas submetidas a Regime Florestal e Corredores Ecológicos (CE) dos PROF (CE do PROF Lisboa e Vale do Tejo, e parte dos corredores do PROF Centro Litoral e PROF Alentejo).



Áreas Protegidas

ZEC e ZPE





Regime Florestal

Corredores Ecológico do PROF e AIP

Ao nível do **Quadro de Referência Estratégico (QRE)** descrito no Quadro 1 do RFCD, considera-se que a lista de instrumentos de política e planeamento está bastante completa, indicando-se alguns dos quais dos interesses específicos deste Instituto:

- Estratégia de Biodiversidade da UE para 2030;
- Estratégia de Proteção do Solo da UE para 2030;
- Estratégia Nacional para as Florestas;
- Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e da Biodiversidade (ENCNB 2030);
- Plano Sectorial da Rede Natura 2000;
- Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC);
- Reservas da Biosfera Geoparques Mundiais;
- Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade;
- Convenção sobre Diversidade Biológica;
- Convenção de Berna (regulamentado pelo DL n.º 316/89, 22 de setembro);
- Convenção de Ramsar;
- Convenção de Bona;
- Programas Regionais de Ordenamento Florestal (PROF);
- Programa de Reordenamento e Gestão da Paisagem (PRGP);

No entanto, verifica-se a omissão de instrumentos de planeamento que apresentam orientações estratégicas relevantes para a AAE e contribuem para a definição dos FCD, nomeadamente:

- Programa de Ação Nacional de Combate à Desertificação (PANCD) - Resolução do Conselho de Ministros n.º 78/2014, de 24 de dezembro;
- Plano de Ação para a Conservação do Lobo-Ibérico em Portugal – Despacho n.º 9727/2017, publicado no Diário da República, 2.ª Série, em 8 de novembro;
- Plano de Ação para a Conservação das Aves Necrófagas – Despacho n.º 7148/2019, publicado no Diário da República, 2.ª Série, em 12 de agosto;
- Classificação como zonas especiais de conservação os sítios de importância comunitária do território nacional – RN2000 – Decreto Regulamentar 1/2020, de 16 de março;
- Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais – Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 e outubro;



- Regime legal/medidas de proteção do sobreiro e azinheira (Decreto-Lei n.º 169/2001, de 25 de maio);
- Planos de Ordenamento das respetivas Áreas Protegidas e os Planos de Gestão das Zonas Especial de Conservação. Entende-se que estes instrumentos deveriam ser considerados na avaliação uma vez que as propostas de intervenção na RND interferem com Áreas Classificadas;

No âmbito das competências deste Instituto destaca-se de entre os **objetivos estratégicos do Plano o OE5. Assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND**, designadamente tendo em consideração o impacto destas infraestruturas lineares e a necessidade de minimizar impactos, em especial nos habitats e valores naturais, e com destaque para os valores da avifauna selvagem e no que respeita à salvaguarda de sobreiros e azinheiras, em especial nos novos corredores de infraestruturas a estabelecer, bem como assegurar a adequada manutenção das faixas de gestão de combustível da rede existente.

E de entre as **Questões Estratégicas** a:

- **QE 5.** *Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.*
- **QE 6.** *Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;*

Relativamente às **QE** apresentadas propõe-se que na QE.6 onde se lê “Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente” seja alterado para “Assegurar a salvaguarda dos valores naturais e componentes humanizadas do ambiente”.

No **Quadro 2 – Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 e relação com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos** não é apresentada a escala da legenda que permita a correta interpretação do símbolo representando por um ponto ou dois pontos. No entanto, subentendendo-se tratar-se de uma relação existente ou não existente, forte ou fraca, entende-se que deva ser acrescentada a existência de relação forte entre o OE5 e a QE5, uma vez que com a OE5 se pretende assegurar a preservação dos valores naturais e a QE5 procura dar resposta ao cumprimento das obrigações regulamentares em matéria de gestão da vegetação.

As propostas de investimento são organizadas em cinco Pilares de Investimento (Figura 3 do RFCD), contudo não é perceptível em quais dos pilares se integram as matérias da conservação da natureza e biodiversidade e das florestas. Dos cinco pilares apresentados destaca-se eventualmente o **PI.2 Resiliência e Ambiente: melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível.** Entende-se que este PI.2 deve ser alvo de reformulação de modo a clarificar e completar a redação proposta considerando as citadas matérias, tanto mais que, no **Quadro3**, do RFCD, é efetuada a *relação das Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 com os pilares de investimento propostos estando as QE.5 e QE.6 relacionadas com o P2. Resiliência e Ambiente.*

As **Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS)** suscitadas pelas propostas intervenção na RND são descritas no **Quadro 4** do RFCD, relacionando-as com os Fatores ambientais (FA) estabelecidos no artigo 6º DL nº 232/2007, de 15 de junho. De ressaltar a relação dos três FA: ‘Biodiversidade’, ‘Fauna’ e ‘Flora’ com as QAS: **QAS1. Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território, QAS2. Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede, e QAS3. Assegurar a qualidade de serviço**



da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte e QAS4. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes.

No Quadro 4 – *Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024* deve ser considerada a relação da QAS4 com o FA 'Solo', uma vez que existirá uma afetação direta do recurso solo decorrente das intervenções (ex.: escavações; perfurações) previstas para a abertura de novos troços /instalação ou construção de novas infraestruturas ou subestações.

Da análise integrada do quadro de referência estratégico definido no RFCD, das questões estratégicas e das questões ambientais e de sustentabilidade resultaram os **Fatores Críticos para a Decisão (FCD)** e os respetivos critérios e indicadores de avaliação:

- FCD1 - Modernização da RDN;
- FCD2 - Descarbonização da RND;
- FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais.

Destes três destaca-se o FCD3 que tem como preocupações principais:

- *A minimização das interferências com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem e o Património Cultural e Natural;*
- *A garantia da qualidade da inserção urbana da RND;*
- *A capacidade de mobilização de recursos energéticos locais, nomeadamente os que se associam à produção FER;*
- *O potencial de satisfação das necessidades locais e conseqüente redução de assimetrias territoriais no acesso à energia.*

Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD3: Gestão dos Valores Territoriais:

C3.1: Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas

C3.2: Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural

C3.3: Inserção Territorial

C3.4: Assimetrias Territoriais

Sendo propostos para o C3.1 e C3.2 os seguintes indicadores:

FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas	Destina-se a avaliar os efeitos da implementação da Plano ao nível da biodiversidade e áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.	Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em: <ul style="list-style-type: none"><li>• áreas com estatuto de conservação reconhecido</li><li>• áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves</li></ul>





		<p>Extensão (km) de linhas aéreas em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• corrigidas por linhas subterrâneas</li><li>• corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção</li></ul> <p>Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas, em:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves;</li><li>• áreas com estatuto de conservação reconhecido</li></ul>
Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural	<p>Destina-se a avaliar os efeitos da implementação do Plano ao nível das áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo</p>	<p>Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial</li><li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li><li>• áreas de paisagem com reconhecida importância</li></ul> <p>Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li><li>• áreas de paisagem com reconhecida importância</li></ul>
		<p>Variação da percentagem de eixos estratégicos, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações, em:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial</li><li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li><li>• áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes</li></ul>

Atendendo à incidência territorial das propostas de intervenção do *PDIRD-E 2024*, e as implicações que daí poderão advir da afetação de territórios florestais sensíveis e da continuidade espacial e conectividade ecológica o RA deve avaliar, quais as implicações do Plano com as orientações dos PROF, particularmente, em matéria de Corredores Ecológicos (CE) definidos e estabelecidos nestes IGT, uma vez que constituem *uma orientação macro e tendencial para a região em termos de médio/longo prazo, com o objetivo de favorecer o intercâmbio genético essencial para a manutenção da biodiversidade, e*

Deste modo, deve ser considerado nos objetivos de sustentabilidade do **FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais** a avaliação da eventual afetação e interferência das propostas de intervenção do *PDIRD-E 2024* com os Corredores Ecológicos (CE) identificados nos respetivos PROF, relevando



para estas áreas o cumprimento das normas aplicáveis às funções de proteção e de conservação de habitats, da fauna e da flora e de geossítios, e a salvaguarda e estabelecimento da continuidade espacial e conectividade ecológica (tanto ao nível térreo como a nível aéreo) e, em particular, quando associados a linhas de água e na sua interligação a Áreas Classificadas.

Realça-se que esta questão é potencialmente mais afetada pelas estratégias de expansão da RND. Nas áreas integradas nos CE é fundamental a restauração e manutenção de estruturas naturais de conexão, com particular ênfase para as linhas de água e respetivos corredores de vegetação natural, que constituem ecossistemas ribeirinhos de grande riqueza biológica, com capacidade de suporte de populações vegetais, animais e assumem um grande valor ecológico, e consequentemente um maior interesse paisagístico.

Neste sentido, entende-se que as “áreas integradas em Corredores Ecológicos” devem ser consideradas num dos indicadores já descritos, propondo-se a sua integração no critério C3.2: Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural, e no indicador “Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em: ‘áreas integradas em Corredores Ecológicos’.

De igual modo, o RA deve avaliar no **FCD3** a eventual afetação e interferência com espécies protegidas em legislação específica e aos sistemas florestais objeto de medidas de proteção específicas nos respetivos PROF, elementos classificados como o Arvoredo de Interesse Público, geossítios e áreas submetidas a Regime Florestal, e considerar a sua integração nos respetivos critérios e indicadores. Ressalva-se que a classificação de Arvoredo de Interesse Público é aplicável a conjuntos arbóreos ou a exemplares isolados, pelo que se considera relevante acautelar as medidas de proteção atendendo ao relevante interesse público destas categorias de arvoredo. Tal como já descrito, pela eventual afetação e interferência com estas áreas ou elementos, reitera-se que estas matérias devem ser objeto de avaliação e ponderação no RA.

Ainda no que se refere aos PROF, importa atender que este IGT vincula não só as entidades públicas, mas também vincula, direta e imediatamente, os particulares relativamente às normas de intervenção sobre a ocupação e utilização dos espaços florestais, em conformidade com o disposto no n.ºs 5 e 6 do art.º 4º do Decreto-Lei n.º 16/2009 de 14 de Janeiro, na sua redação atual, em conjugação com o n.º 3 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de Maio, na sua redação atual, que aprova revisão do Regime Jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (RJIGT).

Este IGT define orientações estratégicas para a gestão sustentável dos espaços florestais, em alinhamento com a Estratégia Nacional para as Florestas e com a Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade, pelo que importa que as propostas de intervenção do *PDIRD-E 2024* não colidam com os seus objetivos e as suas orientações, sistematizadas em normas técnicas de intervenção (gerais, específicas e de aplicação localizada).

Propõe-se que no âmbito do **FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais** seja avaliado, ao nível das SWOT, as tendências de evolução associadas à desflorestação, degradação e fragmentação dos ecossistemas naturais e do seu potencial de conservação, nas quais devem também ser integradas questões que reforcem a relevância do compromisso entre os objetivos estabelecidos e as exigências ambientais associadas à gestão sustentável do recurso ‘Solo’ através da sua conservação e eventual restauração. Estas questões são pertinentes para a minimização dos riscos associados à desertificação decorrente da degradação dos solos, devido a fatores naturais e antrópicos, e às alterações climáticas, como a escassez hídrica, em alinhamento com a





Estratégia da UE para a Adaptação às Alterações Climáticas e Estratégia de Proteção do Solo da UE para 2030, identificada no QRE do RFCD do *PDIRD-E 2024*. Esta questão interliga-se com gestão sustentável dos recursos hídricos (“FA Água”), pela ocorrência, no território objeto de avaliação, de valores naturais como habitats e espécies, da fauna e da flora, dependentes dos recursos hídricos.

No **ANEXO I - Proposta de Entidades a Consultar** considerar o ICNF como ERAE no FCD2 uma vez que este FCD considera a gestão de combustível (gestão da vegetação).

No **ANEXO II – Fontes de Informação propostas** são identificadas no âmbito da Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas os dados:

- *Rede Nacional de Áreas Protegidas, Sítios da Rede Natura 2000, Zonas Importantes para as Aves (IBA), Sítios Ramsar; Habitats constantes da Diretiva Habitats (ICNF, I.P, IGEO);*
- *Espécies da fauna: zonas críticas para as aves com estatuto de conservação desfavorável mais suscetíveis de colisão; abrigos de quirópteros de importância nacional (ICNF, I.P; SPEA);*
- *“Plano de Ação para a Conservação do Lince-ibérico” (ICNF)*

Verifica-se que a lista de dados que se entende como pertinentes para a análise dos efeitos ambientais do *PDIRD-E* está incompleta, pelo que propõe-se a consulta ao catálogo com informação geográfica de dados abertos (*opendata*) disponível para descarregamento em diversos formatos na página do ICNF, I.P. em <http://geocatalogo.icnf.pt/catalogo.html> onde se pode aceder, entre outros dados, aos seguintes:

- Rede Nacional de Áreas Protegidas (RNAP);
- Planos de Ordenamento das Áreas Protegidas (POAP) e Programas Especiais das Áreas Protegidas (PEAP);
- Programas Regionais de Ordenamento Florestal (2ª geração), onde consta informação dos Corredores Ecológicos;
- Zonamento das Reservas da Biosfera;
- Zonas de Proteção Especial da Diretiva Aves (ZPE) - RN2000;
- Zonas Especiais de Conservação / Sítios da Diretiva Habitats (ZEC/SIC) - RN2000;
- Sítios RAMSAR - Convenção sobre Zonas Húmidas;
- Arvoredo de Interesse Público (AIP);
- Regime florestal e outras áreas (REFLOA);
- Rede Nacional de Geoparques UNESCO;
- Inventário Nacional do Património Geológico – Geossítios;

Adicionalmente, devem ser igualmente consideradas as seguintes fontes de informação:

- Plano de Ação para o Lobo Ibérico;
- Plano de Ação Transfronteiriço Douro/Duero para o Britango;
- Projetos e Investimentos em Áreas Classificadas (LIFE Natureza, POSEUR, Fundo Ambiental, ICNF, Municípios);
- Medidas Compensatórias tal como previstas nas Declarações Ambientais (ICNF, EIAs da E-REDES);

A informação relativa à localização e ao estado de conservação e de proteção de diferentes espécies, da fauna e da flora, habitats naturais, ecossistemas e outros elementos do património



natural encontra-se disponível no Tema 2 - Fauna, flora e habitats, e o Índice de Aridez e a Suscetibilidade à desertificação encontra-se disponível no Tema 5 - Riscos e ameaças.

No âmbito do Planeamento e Monitorização do Plano, julga-se importante que os planos e projetos futuros integrem orientações, referindo a título de exemplo as seguintes:

- Compatibilizar com os Regimes de Proteção dos respetivos POAP e PEAP, e normas regulamentares e/ou orientações estabelecidas nos demais instrumentos de planeamento e de gestão vigentes para as Áreas Classificadas e orientações de gestão do PSRN2000, preconizadas para as espécies da flora e da fauna e os tipos de habitat;
- Compatibilizar com os objetivos de gestão dos espaços florestais, de acordo com as orientações e normas técnicas estabelecidas nos respetivos PROF, nomeadamente no que se refere ao cumprimento das normas aplicáveis aos Corredores Ecológicos, assegurando nestas áreas o estabelecimento da continuidade espacial e conetividade ecológica na observância das normas aplicáveis à conservação de habitats, da fauna e da flora e de geossítios e proteção da rede hidrográfica e do solo;
- Assegurar a continuidade espacial e conetividade ecológica, nomeadamente, ao nível de todas as situações que tenham um efeito de barreira na modelação do perfil do solo e na conceção de estruturas e instalação de infraestruturas;
- Compatibilizar com os objetivos de defesa e proteção de espécies florestais que, pelo seu elevado valor económico, patrimonial e cultural, pela sua relação com a história e cultura da região, pela raridade que representam, bem como pela sua função de suporte de habitat, carecem de especial proteção, nomeadamente, o Sobreiro (*Quercus suber*), a Azinheira (*Quercus rotundifolia*); e o Azevinho espontâneo (*Ilex aquifolium*) e os exemplares espontâneos de espécies florestais que no âmbito dos PROF devem ser objeto de medidas de proteção específica. Devem ser avaliados os povoamentos de sobreiro e azinheira afetadas pelos novos eixos da RND que venham a ser definidos.
- Compatibilizar com as áreas submetidas a Regime Florestal e a proteção do Arvoredo de Interesse Público;
- Compatibilizar com Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, na sua redação atual, nomeadamente, no que se refere às faixas de gestão de combustível, devendo as mesmas respeitar a distância à extrema dos prédios.

### Comentários Específicos

Páginas	Texto atual	Proposta de texto	Observações/ Comentários
24	Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC) Reservas da Biosfera Geoparques Mundiais	Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC)	As reservas da Biosfera e Geoparques são incluídos no SNAC
24	Convenção de Berna (regulamentado pelo DL n.º 316/89, 22 de setembro)		O DL n.º 316/89, 22 de setembro foi revogado pelo Decreto-Lei n.º 38/2021, de 31 de maio



24			A Convenção sobre a Diversidade Biológica e a Convenção de RAMSAR deveriam passar para o Enquadramento Internacional.
27	Quadro 2 - Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 e relação com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos		Esclarecer a relação da QE2 com o OE5
40	ICNF - Instituto da Conservação da Natureza e Florestas  Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Norte  Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Centro  Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-LVT  Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Alentejo  Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Algarve	ICNF - Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas	

Face ao exposto, ao nível do Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), apresentado no âmbito da AAE do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E 2024), nos termos do Decreto-lei n.º 232/2007, de 15 de Junho, na redação em vigor, entende-se que o mesmo deva ajustado integrando os pontos identificados pelo ICNF, merecendo assim o seu parecer favorável.

Com os melhores cumprimentos,

O Presidente do Conselho Diretivo

---

Nuno Banza



Documento processado por computador, nº S-016621/2024

Exmos. Senhores  
E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A.

V/Comunicação: 07.05.2024

N/ Ref<sup>a</sup>.: SAI/2024/5669/DRO/DEOT/SS

Proc<sup>o</sup>.: 14/90

Data: 16.05.2024

**ASSUNTO:** Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) 2026-2030

Reportando-nos ao assunto mencionado em epígrafe, junto se envia cópia da Informação de Serviço deste Instituto, com o n.º PROP/2024/1755[DRO/DEOT/JC], bem como dos despachos que sobre a mesma recaíram.

Com os melhores cumprimentos,



Fernanda Praça  
Diretora do Departamento de  
Ordenamento Turístico

Em anexo: O mencionado

O Turismo de Portugal dá preferência a produtos e serviços com menor impacto ambiental. Agradecemos contacto através dos canais digitais.  
*Turismo de Portugal prefers products and services with low environmental footprint. Please use digital channels.*

Turismo de Portugal, IP

Rua Ivone Silva, Lote 6 1050-124 Lisboa - Portugal T. +351 211 140 200 F. +351 211 140 830 NIF: 508 666 236 info@turismodeportugal.pt www.turismodeportugal.pt  
www.visitportugal.com

**Informação de serviço n.º PROP/2024/1755 [DRO/DEOT/JC]**

**Assunto:** Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) 2026-2030

**Processo:** 14.90

---

Comunique-se à E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A. a emissão de parecer favorável à atual fase da avaliação ambiental estratégica, alertando para o mencionado no ponto III, a ter em consideração na elaboração do Relatório Ambiental.

15.05.2024

Leonor Picão  
Diretora Coordenadora  
(por subdelegação de competências)



**Informação de serviço n.º PROP/2024/1755 [DRO/DEOT/JC]**

**Assunto:** Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) 2026-2030

**Processo:** 14.90

---

Concordando com a análise e apreciação efetuadas na Informação de serviço que antecede, e que incide sobre o *Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) 2026-2030*, proponho a emissão de parecer favorável à atual fase da avaliação ambiental estratégica, alertando para o mencionado no ponto III, a ter em consideração na elaboração do Relatório Ambiental.

À consideração superior, com proposta de comunicação à E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A.

A Diretora do Departamento de  
Ordenamento Turístico



Fernanda Praça  
(15.05.2024)

**Informação de serviço n.º PROP/2024/1755 [DRO/DEOT/JC]**  
14/05/2024

**Assunto:** Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) 2026-2030

**Processo:** 14.90

---

## **I – ENQUADRAMENTO**

A E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A. vem solicitar ao Turismo de Portugal, IP, através de e-mail de 07.05.2024 (N/ Ref.ª ENT/2024/10225, de 08.05.2024), a emissão de parecer sobre o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E), para o período 2026 – 2030.

Não existem antecedentes do presente plano no Turismo de Portugal, IP.

## **II - DESCRIÇÃO**

O PDIRD-E, juntamente com a Caracterização da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.

O presente plano visa garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede, bem como a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, com um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética expressos e nos instrumentos legais e estratégicos que concorrem para a descarbonização da economia. Para concretizar estes objetivos, são propostos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (MT e AT) e a transformação digital. O plano tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte de Eletricidade e com o planeamento das redes de distribuição em baixa tensão.

Relativamente a anteriores ciclos de planeamento do PDIRD-E, são salientadas a integração de nova geração renovável (produção FER solar e eólica), a satisfação de novos consumos e a redução das perdas como principais motivações para a modernização e expansão da rede. Para a concretização de tais desígnios, o plano tem previsto um conjunto de futuras linhas e subestações da RND que permitirão um aumento da capacidade de receção em RND.

O desenho evolutivo da rede assenta nos princípios basilares de maximização da utilização das infraestruturas da rede atual (intervenções de renovação e modernização para aumentar a capacidade de transporte), de criação de novas ligações que assegurem o transporte da energia com origem em fontes de energia renovável, aproveitando sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, e de criação de novas subestações da RND para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do Sistema Elétrico Nacional.



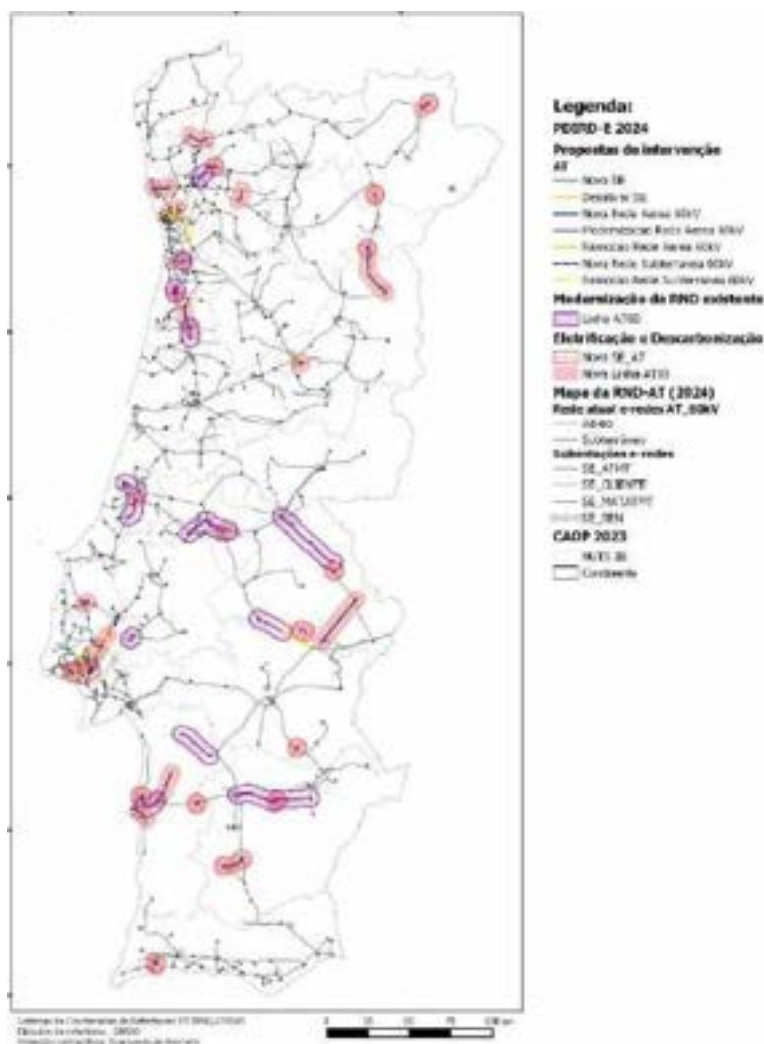


Fig. 1: Representação esquemática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos no PDIRD-E 2024

A metodologia adotada no Relatório de Fatores Críticos para a Decisão teve em consideração:

- **Questões Estratégicas (QE)**, a saber:
  - QE 1 - Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
  - QE 2 - Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
  - QE 3 - Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
  - QE 4 - Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
  - QE 5 - Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação;
  - QE 6 - Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
  - QE 7 - Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;

- QE 8 - Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.
- Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), que decorrem dos fatores ambientais definidos na alínea e) do n.º 1 do art.º 6.º do DL n.º 232/2007, de 15 de junho.
- Quadro de Referência Estratégico (QRE), sendo identificado um conjunto de documentos de âmbito internacional e nacional, que relevam direta ou indiretamente para o setor energético e para as diversas dimensões territoriais, ambientais e sociais, particularmente no domínio da distribuição de energia elétrica em alta e média tensão.

Em resultado da análise integrada das QE, QAS, do QRE, bem como das AAE realizadas sobre anteriores edições do plano, são identificados os seguintes Fatores Críticos para a Decisão (FCD), bem como os respetivos critérios de avaliação e indicadores:

- FCD1 – Modernização da RND;
- FCD2 – Descarbonização da RND;
- FCD3 – Gestão dos valores territoriais.

No âmbito do FCD3, destacam-se os seguintes indicadores:

- Dos critérios de avaliação “Interferência com a biodiversidade e Sistema nacional de Áreas Classificadas” e “Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural” (destinados a avaliar os efeitos da implementação do plano ao nível da biodiversidade, áreas classificadas, e áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património): *“Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em áreas com estatuto de conservação reconhecido; áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial; áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido; áreas de paisagem com importância reconhecida”*;
- Do critério de avaliação “Inserção territorial” (destinado a avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e, conseqüentemente, a minimização dos impactos sobre áreas urbanas e sobre outros usos do solo, contemplando a atuação na rede existente e a expansão da RND): *“Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em: áreas urbanas e na sua proximidade; em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas”*; *“Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em “áreas urbanas e sua proximidade”*”.

### **III - APRECIÇÃO**

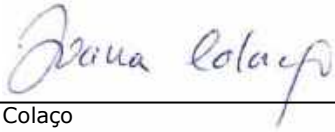
Analisado o relatório de FCD do PDIRD-E 2024, informa-se o seguinte:

1. O documento cumpre com o estipulado no art.º 5.º do DL n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo DL n.º 58/2011, de 4 de maio, relativo à determinação do âmbito da avaliação ambiental, bem como ao alcance e nível de pormenorização da informação a incluir no Relatório Ambiental.
2. Nada há a opor, do ponto de vista do turismo, ao teor do documento, salientando-se a previsão de indicadores que garantem a avaliação das potenciais interferências das infraestruturas da RND sobre as áreas urbanas e os empreendimentos turísticos, abrangendo, assim, os empreendimentos fora das áreas urbanas, que são potencialmente mais afetados pelas referidas infraestruturas, nomeadamente por via da interferência das linhas aéreas e respetivos apoios ao nível da paisagem. Releva-se, ainda, a previsão da análise dos impactos das infraestruturas da RND sobre o Sistema Nacional de Áreas Classificadas e as áreas de importância reconhecida ao nível da paisagem e do património, que constituem importantes recursos turísticos do território, que importa salvaguardar.
3. No que se refere às fontes de informação dos indicadores, alerta-se que o Turismo de Portugal, IP disponibiliza no portal SIGTUR (<https://sigtur.turismodeportugal.pt>) informação georreferenciada sobre a oferta turística, incluindo dados abertos sobre os empreendimentos turísticos existentes, que relevam para o desenvolvimento do Relatório Ambiental.

#### **IV - CONCLUSÃO**

Face ao exposto, propõe-se a emissão de parecer favorável à presente fase da AAE do PDIRD-E 2024, alertando-se para o referido no ponto III.3, a ter em consideração no Relatório Ambiental.

À consideração superior,



Joana Colaço

## PARECER RELATIVO AO RELATÓRIO DE FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DO PDIRD-E 2024

### I. ENQUADRAMENTO

De acordo com os artigos 129.º e 130.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), compete ao Operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (ORD) a apresentação, à DGEG e à ERSE, da revisão quinzenal do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E) e, nos anos pares, das suas atualizações.

Em consonância com o Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, o PDIRD-E, sendo um plano setorial, está sujeito a uma Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) a elaborar pelo ORD, na qual é realizada uma avaliação ambiental (AA), que deverá, previamente a essa avaliação, determinar o seu âmbito e determinar o alcance e nível de pormenorização da informação a incluir no respetivo relatório ambiental, bem como solicitar parecer sobre estes pontos às entidades às quais possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do Plano (entidades com responsabilidade ambiental).

Neste contexto, foi submetido pelo ORD, E-REDES, à DGEG, no passado dia 24 de abril de 2024, para emissão de parecer, o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRD-E 2024, que se analisa no presente documento.

A AA do PDIRD-E 2024 visa identificar, avaliar e acompanhar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas pelo ORD para a evolução da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND), com vista à integração atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados do exercício de avaliação e das consultas realizadas para esse efeito.

Os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) traduzem os domínios estruturantes da AA, estabelecendo o âmbito e alcance da mesma. A definição dos FCD da AA do PDIRD-E 2024 tem em consideração a natureza desse Plano e resulta da análise integrada de:

- Quadro de Referência Estratégico (QRE), composto por documentos estratégicos, políticos, de planeamento e regulamentação identificados como relevantes face ao PDIRD-E 2024 e face aos objetivos de uma avaliação ambiental;
- Questões Estratégicas (QE), resultantes de aspetos, temas ou desafios críticos decorrentes dos objetivos definidos para o Plano, numa perspetiva de longo prazo;
- Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), suscitadas pelas propostas do Plano face aos fatores ambientais definidos como significativos.

Os FCD, os critérios de avaliação e os indicadores que lhes correspondem constituem a matriz da AA à qual se submeterão as propostas que compõem o PDIRD-E 2024.

No âmbito do presente parecer da DGEG, a análise ao RFCD foca-se no alinhamento do QRE, das QE, das QAS e dos FCD com as orientações de política energética nacional e comunitária e as disposições legais associadas ao funcionamento do SEN.

## II. CONSIDERAÇÕES RELATIVAS AO PDIRD-E 2024

De acordo com o ORD, os investimentos previstos no PDIRD-E 2024 serão organizados em cinco pilares:

- Modernização: Renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- Resiliência e Ambiente: Melhoria da qualidade de serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- Eletrificação e Descarbonização: Criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a segurança de abastecimento, a integração de produção distribuída (FER), a ligação de novos clientes e de postos de carregamento de veículos elétricos e a redução das perdas técnicas;
- Transformação Digital: Instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente de telecomando da rede de Média Tensão, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança;
- Suporte à atividade: Destinados a equipamentos de transporte, edifícios e outros.

Com vista à integração de nova produção de eletricidade de fontes de energia renovável (FER), à satisfação dos consumos e à contribuição para as metas estabelecidas na proposta de atualização do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)<sup>1</sup> e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), o ORD considera como princípios basilares para o desenho evolutivo da RND:

- A maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte;
- A criação de novas ligações, aproveitando, sempre que possível, corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte da eletricidade com origem em FER desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
- A criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do SEN.

O ORD refere que uma parte muito significativa dos investimentos previstos no PDIRD-E 2024 se focará na modernização de ativos, opção que permitirá aumentar a capacidade de transporte e receção de eletricidade (nomeadamente de FER) na RND, praticamente sem impactes acrescidos no ambiente. As intervenções desta natureza permitirão resolver, ainda, alguns passivos ambientais, nomeadamente os associados à proximidade de edificações, com a adoção de soluções de alteração do traçado ou, quando justificável, de enterramento de linhas.

O ORD apresenta, ainda, no RFCD, em formato de mapa, uma representação territorial das intervenções previstas no PDIRD-E 2024 para as infraestruturas de Alta Tensão, que considera indispensáveis para assegurar os referidos princípios, e que constituem, em conjugação com as intervenções enunciadas nos demais pilares de investimento, o objeto da AA. Quanto aos desenvolvimentos das infraestruturas de Média Tensão, o ORD refere o elevado grau de incerteza da localização das futuras subestações AT/MT, dando nota de que tal facto irá condicionar os traçados das novas saídas das subestações que se irão ligar à rede MT existente,

---

<sup>1</sup> Submetida à Comissão Europeia em 30 de junho de 2023.

assim como outras intervenções necessárias (reforços de rede e interligações) para garantir o adequado funcionamento da rede.

Tendo por base os elementos relativos ao PDIRD-E 2024 apresentados pelo ORD no RFCD, e acima resumidos, conclui-se que **a proposta de intervenções na RND para o próximo quinquénio aparenta estar alinhada com os objetivos de política energética estabelecidos, entre outros, na proposta de atualização do PNEC 2030 e no RNC 2050, bem como nas disposições contidas no regime legal associado ao SEN**, sendo, em particular, compatível com a evolução para um modelo descentralizado de produção de eletricidade, que conjugue a produção centralizada com a produção local e o autoconsumo, incorporando soluções de gestão dinâmica e flexibilidade e privilegiando a eficiência e maximização da utilização das infraestruturas existentes.

### III. CONSIDERAÇÕES SOBRE O QUADRO DE REFERÊNCIA ESTRATÉGICO DA AA DO PDIRD-E 2024

Da conjugação dos pilares e princípios basilares do PDIRD-E 2024, apresentados no ponto anterior, conclui-se que, de uma forma geral, o Plano incluirá investimentos que visam:

- Renovar e modernizar os ativos da RND, maximizando a capacidade da rede existente;
- Promover a resiliência das infraestruturas da RND e a conservação e promoção dos valores ambientais;
- Expandir a RND, criando condições para acolher nova produção FER, contribuindo para viabilizar os esforços nacionais para a transição energética e a descarbonização;
- Operar a transformação digital da RND, incrementando a eficácia, a eficiência e a segurança da rede;
- Dar suporte à atividade de distribuição de eletricidade.

Face a estes objetivos, que estão alinhados com as orientações de política energética e a legislação nacional e comunitária para o setor da eletricidade, em particular as relacionadas com a eletrificação da economia, a descarbonização do sector, a satisfação de novos consumos (ex: veículos elétricos e indústria), as metas de incorporação de FER e a garantia da segurança de abastecimento, considera-se adequada a opção do QRE da AA do PDIRD-E 2024 incluir, entre outros, os seguintes documentos de referência:

- Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro: Estabelece a organização e o funcionamento do SEN;
- Proposta de atualização do Plano Nacional Energia e Clima 2030, submetida à Comissão Europeia em 30 de junho de 2023;
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019: Aprova o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050);
- Decreto-Lei nº 20/2022, de 28 de janeiro: Aprova procedimentos para a identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias;

- Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2024-2040 (RMSA-E 2023);
- Diretiva (UE) 2023/2413 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 (RED III): Altera a Diretiva (UE) 2018/2001, o Regulamento (UE) 2018/1999 e a Diretiva 98/70/CE no que respeita à promoção de energia de fontes renováveis;
- Plano *REPowerEU* da Comissão Europeia.

Do enquadramento feito no RFCD, bem como dos documentos identificados pelo ORD como estrategicamente relevantes para o PDIRD-E 2024, constata-se que **o QRE da AA do PDIRD-E 2024, para além de considerar os documentos legislativos e orientadores base relativos à temática, nomeadamente os anteriormente referidos, foi adaptado às mais recentes orientações de política energética nacional e comunitária, bem como às mais relevantes alterações legislativas determinadas nos últimos anos para o setor.** Considera-se, assim, que os documentos tidos em conta no QRE do PDIRD-E 2024 se afiguram como adequados.

#### IV. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS QUESTÕES ESTRATÉGICAS DA AA DO PDIRD-E 2024

De acordo com o ORD, as QE associadas à AA do PDIRD-E 2024, que derivam das políticas do setor energético e dos principais desafios a enfrentar para se atingirem os objetivos estratégicos do Plano, podem sintetizar-se nos seguintes pontos:

1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação;
6. Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;
8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.



Face aos pontos anteriormente enunciados, e tendo em consideração o cumprimento dos objetivos da política energética e da legislação nacional e comunitária para o setor da eletricidade, **considera-se que as QE tidas em conta para a AA do PDIRD-E 2024, apresentadas no parágrafo anterior, se afiguram como adequadas.**

## **V. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS QUESTÕES AMBIENTAIS E DE SUSTENTABILIDADE DA AA DO PDIRD-E 2024**

De acordo com o ORD, a definição das QAS resultou da interpretação dos pilares de investimento previstos no PDIRD-E 2024 à luz das suas potenciais consequências ambientais, tendo em consideração os fatores ambientais estabelecidos como relevantes ao abrigo da legislação nacional. As QAS consideradas no RFCD, em relação às quais o ORD identifica os fatores ambientais envolvidos, são as seguintes:

1. Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território;
2. Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede;
3. Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte;
4. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes;
5. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes;
6. Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede;
7. Melhorar o desempenho ambiental da RND;
8. Melhorar o desempenho social e territorial da RND;
9. Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços.

Face ao exposto, e tendo em consideração o cumprimento dos objetivos da política energética e da legislação nacional e comunitária para o setor da eletricidade, **considera-se que as QAS da AA do PDIRD-E 2024 se afiguram como adequadas.**

## **VI. CONSIDERAÇÕES SOBRE OS INDICADORES DOS FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO DA AA DO PDIRD-E 2024**

Os FCD traduzem os domínios estruturantes da AA, estabelecendo o âmbito e alcance da mesma. Com base no objeto da AA, ou seja, o PDIRD-E 2024, no QRE, nas QE e nas QAS, bem



como em avaliações ambientais realizadas no âmbito de anteriores versões do Plano, foram definidos, pelo ORD, os seguintes Fatores Críticos para a Decisão da AA do PDIRD-E 2024:

- FCD1 – Modernização da RND;
- FCD2 – Descarbonização da RND;
- FCD3 – Gestão dos Valores Territoriais.

A operacionalização dos FCD faz-se através de um conjunto de critérios de avaliação e dos respetivos indicadores. Os critérios de avaliação identificam e detalham os aspetos mais críticos e, portanto, de análise prioritária dentro de cada FCD. Os indicadores visam identificar, para cada critério de avaliação, tendências evolutivas e, posteriormente, sinalizar eventuais desvios face às expectativas geradas pelo PDIRD-E 2024, contribuindo para a monitorização da sua implementação.

Apresentam-se, de seguida, algumas **oportunidades de melhoria relativas aos indicadores identificados para o FCD1 e o FCD2**. Relativamente ao FCD3 considera-se não serem necessários quaisquer esclarecimentos ou informação adicional, abordando uma temática que não está diretamente relacionada com as competências e atribuições da DGEG.

#### FCD1 – Modernização da RND

Deverá ser explicado por que razão no critério de avaliação “Qualidade de serviço” não são considerados indicadores para a rede de Alta Tensão, mas apenas para a rede de Média Tensão (SAIDI MT e TIEPI MT).

Deverá ser apresentada uma breve explicação sobre o indicador “Investimento diferido (€)” do critério de avaliação “Eficiência da RND”, uma vez que a fundamentação apresentada para este critério não é totalmente clara no que a este indicador diz respeito.

Deverá ser prestado um esclarecimento sobre como os indicadores selecionados para o critério de avaliação “Transição digital” (“Pontos de telecomando na rede MT”, “Taxas de eficácia do telecomando na rede MT” e “Extensão de nova rede de Fibra Ótica”) permitirão avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente à garantia de níveis adequados de cibersegurança.

#### FCD2: Descarbonização da RND

Os indicadores considerados para o critério de avaliação “Capacidade de receção de energia FER” (“Capacidade máxima de injeção na RND”, “Capacidade disponível para injeção na RND” e “Nova capacidade de receção de FER na RND”) não permitem discriminar que parte da capacidade de injeção/receção aumentada diz respeito a expansão da rede atual e a intervenções em rede existente. Tendo em consideração os objetivos de melhoria da eficiência e de maximização da utilização das infraestruturas existentes, considera-se que esta discriminação é relevante e deve ser apresentada.

Deverá ser esclarecido de que forma os indicadores selecionados para o critério de avaliação “Capacidade de satisfação do consumo de energia” (“Nível de utilização das instalações - Redes AT” e “Nível de utilização das instalações - SE AT/MT”) permitirão avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente à satisfação do aumento esperado da eletrificação dos consumos.

## VII. CONCLUSÕES

Tendo por base os elementos relativos ao PDIRD-E 2024 apresentados no relatório em análise, conclui-se que as intervenções na RND previstas para o próximo quinquénio aparentam estar alinhadas com os objetivos de política energética nacional e comunitária, bem como com as disposições do regime legal associado ao SEN.

Em particular, são dados indícios de compatibilização das propostas a incluir no Plano com a evolução para um modelo descentralizado de produção de eletricidade, a eletrificação dos consumos, a incorporação de soluções de gestão dinâmica e flexibilidade da rede, a melhoria da eficiência e maximização da utilização das infraestruturas existentes e a garantia de níveis adequados de segurança de abastecimento.

Constata-se que o Quadro de Referência Estratégico (QRE) da avaliação ambiental do Plano, para além de considerar os documentos legislativos e orientadores base relativos ao setor elétrico, foi adaptado às mais recentes orientações de política energética nacional e comunitária, bem como às mais relevantes alterações legislativas determinadas nos últimos anos para o setor.

Tendo em consideração o cumprimento dos objetivos da política energética e da legislação nacional e comunitária para o setor da eletricidade, considera-se que as Questões Estratégicas (QE) e as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) tidas em conta para a avaliação ambiental do PDIRD-E 2024, se afiguram como adequadas.

A definição dos Fatores Críticos para a Decisão da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024 está igualmente alinhada com o contexto legislativo e as orientações de política energética referidos. No entanto, identificaram-se, no ponto anterior, oportunidades de melhoria relativas aos indicadores enunciados para dois desses fatores.

**Informação Nº** I01673-202405-INF-AMB

**Proc. Nº** 150.10.200.00002.2024

**Data:** 22/05/2024

**ASSUNTO: PDIRD-E2024 Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)**

**Despacho:**

Visto.

Transmita-se a presente informação à E-Redes, S.A a qual consubstancia o parecer desta Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional sobre o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica referente ao PDIRD-E.

Salienta-se o exposto no ponto 2.3 da informação e nos pareceres que sobre a mesma recaíram.

O Vice-Presidente,



José Pacheco  
23-05-2024

**Parecer:**

Visto.

Acompanha-se a proposta de envio desta informação para a E-Redes-Distribuição de Eletricidade, S.A., fazendo-se relevar o proposto em 2.3 face à proliferação de intenções de instalação de unidades de produção de energia a partir de fontes renováveis, no território em causa.

À consideração superior

A Diretora da Unidade de Ambiente, Conservação da Natureza e Biodiversidade



Maria José Nunes  
23-05-2024

Visto. Em conformidade com o informado infra, considera-se que o Relatório em apreço avalia e analisa preliminarmente, os fatores críticos para a decisão e respetivos critérios, objetivos ambientais e de sustentabilidade, assim como, os indicadores que estabelecem as diretrizes a considerar para a implementação na Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030.

Porquanto, propõe-se a emissão de parecer favorável, sem prejuízo da recomendação que deve ser ponderada na fase seguinte deste procedimento de avaliação ambiental, conforme exposto no ponto n.º 2.3 do informado infra, nomeadamente, ponderar a criação de uma subestação de proximidade aos centros electroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim, e, necessariamente, uma linha de interligação com a subestação de Tavira, com o objetivo de evitar a proliferação de linhas desde cada um desses centros electroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim, até subestação de Tavira.).

Assim, considera-se de remeter a presente informação à e-REDES-Distribuição de Electricidade, S.A.

À consideração superior,

O Chefe de Divisão de Avaliação Ambiental e Biodiversidade



Ricardo Canas  
23-05-2024

## INFORMAÇÃO

### 1. Pretensão

A e-REDES–Distribuição de Electricidade, S.A. solicitou a esta Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve, I.P. (CCDR Algarve, I.P.), enquanto entidade com responsabilidades ambientais a análise do Relatório dos Fatores Críticos Para a Decisão (RFCD) abril 2024, documento elaborado pelo Instituto para a Construção Sustentável e Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

O RFCD da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030, juntamente com a caracterização da RND e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.

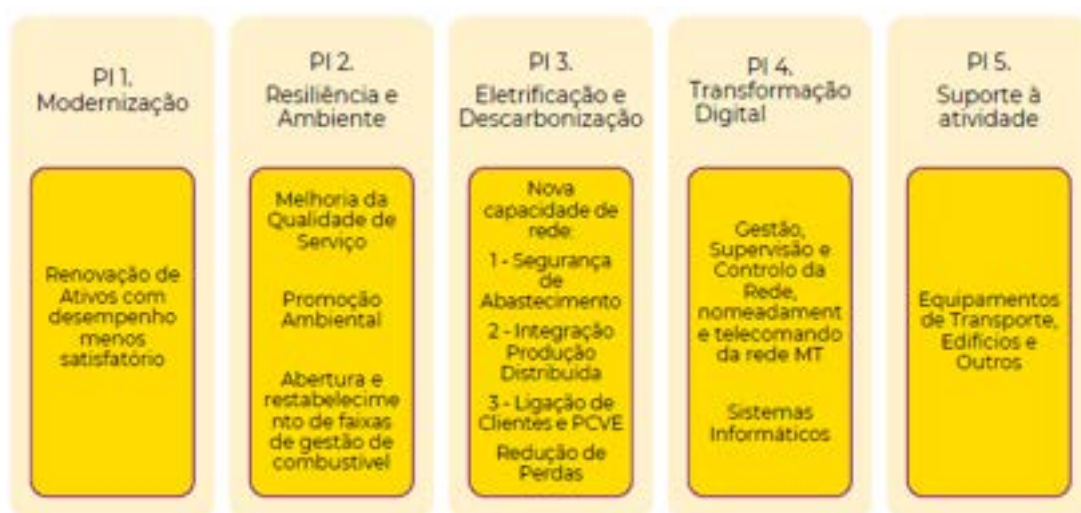
A proposta do PDIRD-E, de acordo com a versão atual do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), é elaborada e apresentada pelo operador da rede de distribuição (ORD). Na sequência desta alteração legal, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de programa setorial (art.º 128.º do mesmo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, razão pela qual a presente edição do Plano irá apresentar novos conteúdos, nomeadamente no que respeita à apresentação do seu modelo territorial.

### 2. Análise

**2.1.** De acordo com o documento em análise, os investimentos previstos no PDIRD-E 2024 estão organizados em cinco pilares de investimento (Figura 1):

- Modernização: renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;

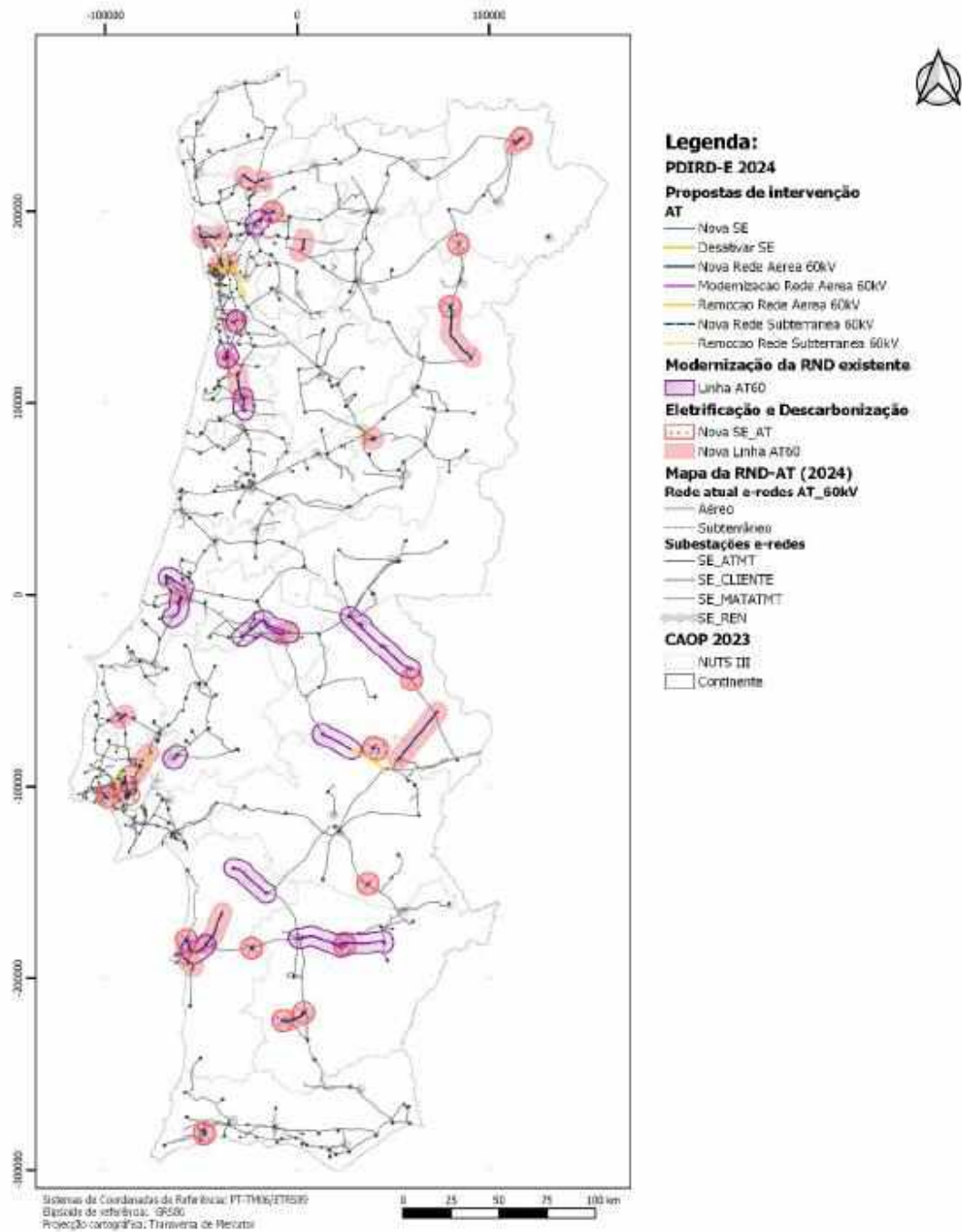
- Resiliência e Ambiente: melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- Eletificação e Descarbonização: criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- Transformação Digital: com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e, de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica;
- Suporte à atividade: destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.



**Figura 1.** Pilares de investimento contemplados no atual ciclo de planeamento do PDIRD-E 2024.

(Fonte: RFCD do AAE do PDIRD-E 2024, abril 2024)

Na Figura 2, estão representados os investimentos do ciclo de planeamento do PDIRD-E 2024 que engloba os investimentos para o para o ciclo de planeamento 2026 – 2030, onde estão localizados os projetos a desenvolver na região do Algarve.



**Figura 2.** Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024. (Fonte: E-REDES, SA, sem escala). (Fonte: RFCD do AAE do PDIRD-E 2024, abril 2024)

O conjunto de objetivos estratégicos (OE) definidos para o investimento e das intervenções na rede foram:

- OE1. Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica.
- OE2. Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia.
- OE3. Assegurar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas.
- OE4. Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento incomportáveis em períodos futuros;
- OE5. Assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

As questões estratégicas (QE) estão estreitamente ligadas aos objetivos de elaboração do Plano e contemplam o pretendido alinhamento com o QRE. Assim, as questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 foram sintetizadas nos seguintes desafios:

- QE 1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
- QE 2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
- QE 3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
- QE 4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
- QE 5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.



- QE 6. Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
- QE 7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;
- QE 8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

Na Figura 3, está representada a relação entre os Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024.

Fatores ambientais (FA) DL n.º 232/2007, de 15-6 (artigo 6.º)	Biodiversidade	Fauna	Flora	Património cultural	Paisagem	Água	Fatores climáticos	Atmosfera	População	Saúde humana	Bens materiais	Solo
<b>Questões Ambientais e de Sustentabilidade</b>												
<b>QA51.</b> Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território	•	•	•		•				•		•	•
<b>QA52.</b> Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede	•	•	•		•		•		•		•	
<b>QA53.</b> Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte	•	•	•						•			•
<b>QA54.</b> Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes	•	•	•			•	•					
<b>QA55.</b> Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes				•	•		•		•	•	•	•
<b>QA56.</b> Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede							•		•		•	
<b>QA57.</b> Melhorar o desempenho ambiental da RND		•	•			•		•	•	•		•
<b>QA58.</b> Melhorar o desempenho social e territorial da RND				•	•				•	•	•	
<b>QA59.</b> Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços	•			•	•				•	•	•	

**Figura 3.** Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024. (Fonte: RFCD do AAE do PDIRD-E 2024, abril 2024)

O conjunto de Questões Estratégicas e de Questões Ambientais e de Sustentabilidade conduziram à identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD):



- FCD1: Modernização da RND;
- FCD2: Descarbonização da RND;
- FCD3: Gestão dos Valores Territorial.

A metodologia adotada na elaboração do relatório de definição do âmbito da Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024 permitiu identificar e fundamentar os três FCD acima identificados, que constituíram a base sólida para estruturar o exercício subsequente da Avaliação Ambiental do Plano em análise.

Em suma, o relatório dos FCD analisado:

- Evidenciou as especificidades do Plano e a metodologia de Avaliação Ambiental adotada;
- Identificou o objeto de análise que, no caso do PDIRD-E 2026-2030, inclui propostas do Plano que, maximizando a incorporação de FER com base na rede existente, minimizem as necessidades de implementação de nova rede que permita suportar a receção de nova produção FER (solar e eólica) prevista e a satisfação de nova procura;
- Identificou os principais objetivos da E-REDES para a RND que, neste ciclo de planeamento, se traduzem em propostas de modernização, de renovação e de expansão da rede que contribuem para as metas nacionais e europeias de incorporação de FER, redução das emissões de GEE do setor energético, assim como a aceleração da transição energética e a descarbonização da economia, a par da criação de condições para aumento da resiliência da rede e do seu desempenho ambiental;
- Desenvolveu uma análise que permitiu identificar, para este Plano, o correspondente Quadro de Referência Estratégico; um conjunto de Questões Estratégicas e de Questões Ambientais e de Sustentabilidade que conduziram à identificação dos Fatores Críticos para a Decisão, resultando num conjunto de condicionantes a ter em conta na sua implementação futura.

**2.2.** Contemplando o PDIRD-E 2026-2030 a pretensão da implementação de vários projetos de diferentes localizações e dimensões terão os mesmos de ser avaliados caso a caso relativamente à sua sujeição a avaliação ambiental, de acordo com a legislação em vigor.

**2.3.** Ademais, considera-se de ponderar a criação de uma subestação de proximidade aos centros eletroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim, e, necessariamente, uma

linha de interligação com a subestação de Tavira, com o objetivo de evitar a proliferação de linhas desde cada um desses centros electroprodutores localizados e/ou a executar no concelho de Alcoutim, até subestação de Tavira.

### 3. Conclusão

Face ao exposto, considera-se que o Relatório dos Fatores Críticos Para a Decisão (RFCD), do processo de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030, está estruturado de acordo com o previsto na legislação em vigor, nomeadamente com o disposto no Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio. Apresenta uma qualidade e abrangência de informação para análise que permitirá cumprir os objetos metodológicos estabelecidos nesta avaliação, indicando potenciais alternativas e opções do plano, estando em condições de prosseguir para a fase seguinte, sem descurar as recomendações evidenciadas no ponto n.º 2.2 e 2.3.

À consideração superior

A Técnica Superior



Teresa Cavaco

23-05-2024

**AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA (AAE) DO  
PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA  
REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE - PDIRD-E 2024**

**- Fatores Críticos para a Decisão RFCD -**

**Proc. DAPPPAAE\_2/2024**

O presente parecer é emitido na sequência da solicitação da E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A. (via correio eletrónico datado de 24 de abril de 2024), para análise e emissão de parecer sobre o âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E 2024 e o alcance da informação a incluir no relatório ambiental, concretizado através do “Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)”, na extensão das competências das ERAE, nos termos e para o efeito do disposto no artigo 5º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

#### **ENQUADRAMENTO**

O PDIRD-E (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade) é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT/MT), com um horizonte quinquenal (2026-2030).

Indica o RFCD datado de abril de 2024 que, *a proposta do PDIRD-E, de acordo com a versão atual do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), é elaborada e apresentada pelo operador da rede de distribuição (ORD). Na sequência desta alteração legal, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de programa setorial (art.º 128.º do mesmo Decreto-Lei n.º 15/2022), nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, razão pela qual a presente edição do Plano irá apresentar novos conteúdos, nomeadamente no que respeita à apresentação do seu modelo territorial.*

## ANÁLISE

Este RFCD não apresenta antecedentes e referência a estudos, planos anteriores, nem referências a outros planos setoriais de ação conjunta como o PDIRT 2024-2033 de forma a compatibilizar informação, situação que merece realce.

Importa referir que não se encontra disponível, nem foi entregue qualquer proposta de Plano (PDIRD-E 2024) objeto da AAE em apreço, nem outro qualquer documento que suporte as propostas que constam da AAE apresentada. Nestas condições, este parecer fica limitado à apreciação do RFCD, com os inconvenientes que daí advêm, no que respeita a um parecer que se pretenda mais informado e aderente à realidade, por falta conhecimento do objeto da AAE: o próprio PDIRD-E. Considera-se como muito relevante que seja evidenciada a articulação e integração entre a AAE e o próprio plano, em harmonia com o conceito segundo o qual foi legalmente concebida a AAE.

Indica o RFCD que este Plano, juntamente com a caracterização da RND e com a avaliação das opções alternativas ao investimento, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.

O PDIRD indica ainda, que tem o objetivo de *“(...) garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede e assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço e um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética expressos(...)”*.

Ainda neste seguimento, o Plano refere que, de modo a concretizar os seus objetivos propõe *“investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).”*

Daqui salientamos que este documento, deveria apresentar uma caracterização mais robusta da RND, baseando assim as suas opções, o que não acontece, por falta de caracterização atual e existente dessa mesma rede de distribuição e consequentes alternativas de investimento, sendo uma falha a assinalar.

Desta forma, deveria o plano, ainda que de forma sucinta, apresentar relação com os potenciais locais de autoprodução, offshore, hibridização de projetos de forma a garantir a articulação com a RND numa perspetiva futura.

O presente relatório denominado Relatório dos Fatores Críticos Para a Decisão (RFCD) encontra-se estruturado em cinco capítulos: Introdução (Capítulo 1), Objetivos e Metodologia (Capítulo 2), Objeto de Avaliação: PDIRD-E 2024 (Capítulo 3), Definição dos Fatores Críticos para a Decisão (Capítulo 4) e Conclusão (Capítulo 5).

O plano apresenta as seguintes Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024:

QE 1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo relacionada com os OE 1 e 2;

QE 2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia, relacionada com os OE 1, 3, 4, e 5;

QE 3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança, relacionada com os OE 1, 2 e 3;

QE 4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento, relacionada com os OE 2 e 5;

QE 5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação, relacionada com os OE 3 e 4;

QE 6. Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND relacionada com os OE 1 e 5;

QE 7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial, relacionada com os OE 1, 2, 4 e 5;

QE 8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores, relacionada com os OE 1, 2, 4 e 5.

As questões ambientais de sustentabilidade apresentadas no RFCD foram:

QAS1. Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território;

QAS2. Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede;

QAS3. Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte;

QAS4. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes;

QAS5. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes;

QAS6. Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede;

QAS7. Melhorar o desempenho ambiental da RND;

QAS8. Melhorar o desempenho social e territorial da RND;

QAS9. Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços;

O plano identifica três FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO (FCD):

- FCD1: Modernização da Rede Nacional de Distribuição (RND), estruturado em quatro critérios de avaliação - Qualidade de Serviço, Eficiência da RND, Transição Digital e Adaptação às Alterações Climáticas (AC);
- FCD2: Descarbonização da Rede Nacional de Distribuição, estruturado em quatro critérios de avaliação - Capacidade de receção de energia de fontes de energia renováveis (FER), Capacidade de satisfação de consumo de energia, Interligação com a RNT e Potencial de impacto para a mitigação das alterações climáticas (AC);
- FCD3: Gestão dos Valores Territoriais, estruturado em quatro critérios de avaliação - Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas, Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural, Inserção Territorial e Assimetrias Territoriais;

Após análise do relatório apresentado, verifica-se que *“a presente proposta de Plano tem previsto um conjunto de futuras linhas e subestações da RND que permitirão um aumento da capacidade de receção da RND. Contudo, não se pode deixar de salientar que a capacidade de receção na RND está limitada à capacidade disponível na RNT com a qual tem diversas interligações”*. Pretende-se assim facilitar futuras ligações de modo a integrar a nova produção de fontes de energia renovável (FER) na Rede Nacional de Distribuição (RND), tendo em consideração os seguintes princípios:

- *“A maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte;*
- *A criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte da energia com origem em FER desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;*
- *A criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do SEN.”*

As intervenções previstas para as infraestruturas, relacionadas com o investimento de iniciativa da E-REDES estão representadas na Figura 4, disponibilizada na página 17 do documento em análise, o que é manifestamente pouco para uma análise fundamentada do Plano. Também sem se dispor da sobreposição de localização geográfica dos estabelecimentos ou concentrações industriais relevantes, com as propostas de intervenção na Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT/MT), nesta fase especificamente, não possibilita parecer mais fundamentado.

## Quadro de Referência Estratégico

Na definição do Quadro de Referência Estratégico (QRE) não é compreensível que não se tenha tido em consideração, desde logo, o Plano Intermunicipal de Ordenamento do Território do Alto Douro Vinhateiro (PIOT ADV), publicado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 150/2003, de 22 de setembro, tendo em conta a relevância muito significativa deste Plano para as propostas de intervenção apresentadas, bem como a referência ao Programa Especial do Parque Arqueológico do Vale do Côa (PEPA Vale do Côa), nos termos do Despacho n.º 12285/2020, de 17 de dezembro, do Decreto-Lei n.º 131/2022, de 11 de maio, alterado pelo Despacho n.º 1952/2023, de 9 de fevereiro, em elaboração. Apesar da menção a documentos estratégicos no âmbito da proteção e gestão da água, considera-se pertinente a referência aos Planos e Programas de Ordenamento de Albufeiras (POA), nomeadamente: Plano de Ordenamento das Albufeiras da Régua e do Carrapatelo (POARC), que está a ser reconduzido a Programa; Programa Especial das

Albufeiras do Baixo Sabor (PEABS); Programa Especial da Albufeira de Foz Tua (PEAFT) e Programa Especial das Albufeiras de Venda Nova, Salamonde e Paradela (PEAVNSP).

Acrescenta-se ainda as orientações do ICOMOS sobre Avaliação de Impactes no Património, nos termos da metodologia prevista no “*Guidance on Heritage Impact Assessments for Cultural World Heritage Properties*” e as medidas propostas na Declaração de Sintra, subscrita em 2017 no âmbito da Conferência sobre Avaliação de Impactes em Património, nomeadamente no que concerne à importância de integrar esta abordagem nos procedimentos de Avaliação de Impacte Ambiental dos projetos a implementar ou de Avaliação Ambiental Estratégica de planos e programas, enquanto instrumento relevante no apoio ao processo de decisão.

Sugere-se que sejam igualmente considerados no QRE os seguintes documentos de referência: Estratégia Temática para a Utilização Sustentável dos Recursos Naturais, Compromisso para o Crescimento Verde, Estratégia Nacional de Ciberdefesa, Estratégia da Defesa Nacional para o Ambiente, Segurança e Alterações Climáticas, Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas, Estratégia Nacional para o Mar 2021-2030, Plano de Poupança de Energia 2022-2023 e Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis.

Salienta-se, ainda, a importância da relação terrestre e marítima ao nível do transporte e distribuição de energia gerada *offshore*, um aspeto que não foi tido em consideração no presente RFCD e que deverá ser equacionado.

Entendemos, assim, que o Quadro de Referência Estratégico (QRE) poderá e deverá ser complementado com os documentos acima identificados.

Sobre as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), sugere-se uma nova reflexão sobre a relação que se afigura existir entre:

- A QAS 1 e o Fator Ambiental Património cultural;
- A QAS 4 e o Fator Ambiental Atmosfera;
- A QAS 7 e o Fator Ambiental Biodiversidade.



## FCD1: Modernização da RND

Para este FCD foram indicados os seguintes Critérios de Avaliação (CA): “Qualidade de serviço”, “Eficiência da RND”, “Transição Digital” e “Adaptação às AC”.

Este FCD pretende avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente a um conjunto de dimensões particularmente relevantes e decisivas. Entende-se que para este FCD deveria ter sido apresentado um diagnóstico sobre a realidade atual da rede, de forma a comprovar, sustentar, e a retratar a evolução esperada, quer em perdas técnicas da rede existente, quer no que respeita ao efeito da incorporação de novas soluções e planeamento futuro, exercício que aqui não foi feito. Desta forma, seria possível igualmente otimizar e avaliar a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

Para concretizar este FCD antevendo os investimentos propostos, nomeadamente em novas infraestruturas, deveria ser incluindo um indicador relativo incorporação de novas redes de eletricidade (km) produzida a partir de fontes de energia renováveis, de forma a propiciar a sua utilização, e acautelar a interoperabilidade entre redes.

Também para a minimização e potenciação do investimento na Rede e a afetação do território, evitando a criação de novos corredores, e procurando, sempre que possível e adequado, a concentração de infraestruturas, considera-se que esta avaliação deveria ter em consideração o panorama geral das linhas existentes, ponderando a reorganização da rede através da supressão de linhas e do aproveitamento de corredores e infraestruturas atuais.

Também neste Plano, e pelas mesmas razões, essa componente assume um maior destaque, em particular no que respeita à produção de FER eólica *offshore*, acompanhada por uma componente muito relevante de produção FER solar e, ainda, por necessidades de alimentar novos consumos de valores elevados em localizações onde não existe atualmente capacidade da rede.

No critério *C1.4: Adaptação às Alterações Climáticas (AC)*, sugere-se que os indicadores abordem de forma mais específica/discriminada os tipos de risco a que a Rede Nacional de Distribuição (RND) poderá estar sujeita, indo para além da abordagem ao risco de incêndio. Para o efeito, poderá ser útil a consulta da Reserva Ecológica Nacional, dos Planos de Emergência e Proteção Civil, dos Programas da Orla Costeira, dos Planos de Gestão de Região Hidrográfica e dos Planos de Gestão dos Riscos de Inundação, entre outros.

Atendendo a que a modernização das infraestruturas da rede, aqui focada neste FCD, antevê previsivelmente a realização de ações físicas no terreno (construções, remodelações,

desmantelamentos), e tendo em conta que as atividades consideradas no relatório poderão consumir uma grande quantidade de recursos, e delas pode vir a resultar a produção de grandes quantidades de resíduos (com grandes impactes ambientais), considera-se que deverá ser tido em consideração, através de um indicador específico, a minimização da produção de resíduos, a sua valorização e o fomento da economia circular.

#### FCD2: Descarbonização da RND

Para este FCD foram indicados os seguintes Critérios de Avaliação (CA): “Capacidade de receção de energia FER”, “Capacidade de satisfação de consumo de energia”, “Interligação com a RNT” e “Potencial de impacto para a mitigação das AC”.

Este FCD pretende avaliar o alinhamento das propostas do Plano com os objetivos de política climática e energética identificados e evidenciados como estratégicos.

O Plano deveria viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica, seria igualmente de avaliar através de indicador específico no CA “Capacidade de receção de energia FER”, e conforme referido anteriormente.

O mesmo acontece com os demais CA constantes deste FCD. Entende-se que, se à partida se pretende avaliar a evolução das interligações da rede através do contributo direto no que respeita à produção descentralizada, será necessário inicialmente estabelecer uma base de referência para o efeito, e não somente definir metas de incorporação de FER. Para tal, esta avaliação deveria ter em atenção a indicação sobre as principais áreas de produção de energia fotovoltaica e eólica, assim como por base os locais de grandes consumos.

Salienta-se a necessidade de se evoluir para um modelo descentralizado de produção de energia, que conjugue a produção centralizada com a produção local e as soluções de autoconsumo, num modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível, que não encontra tradução nos indicadores aqui apresentados.

O contexto geoestratégico que impõe uma maior celeridade na transição energética e na descarbonização da economia, preservando os valores naturais e territoriais, relativamente a anteriores ciclos de planeamento, reforça a integração de nova geração renovável, a satisfação de novos consumos e a

redução das perdas como uma das principais motivações para a modernização e expansão da rede, que deveria aqui ser traduzida em indicadores específicos.

Os investimentos e intervenções que estão aqui a ser delineados numa lógica de eficiência, deveriam assegurar a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia.

Ao nível do critério *C2.2: Capacidade de satisfação de consumo de energia*, considera-se pertinente diferenciar o consumo por tipo de fonte de energia, de modo a mensurar a percentagem de Fontes de Energia Renovável (FER) e de cada tipo de FER.

### FCD3: Gestão dos Valores Territoriais

Para este FCD foram indicados os seguintes Critérios de Avaliação (CA): “Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas”, “Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural”, “Inserção Territorial” e “Assimetrias Territoriais”.

Este FCD pretende avaliar a compatibilidade e conformidade da RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos de equidade no acesso a infraestruturas e serviços.

O património cultural está integrado neste fator crítico de decisão, considerando-se que as fontes de informação referidas para o património são corretas, pelo que se considera estarem criadas condições para o exercício de avaliação, numa fase posterior.

Não obstante, e apesar deste parecer se reportar à definição do âmbito da avaliação ambiental, é possível ressaltar desde já dois aspetos, interligados, que merecem crítica negativa:

Conforme referido, não foi apresentado um plano associado a este relatório. Existe apenas uma *Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024*, na página 17. Trata-se de um mapa esquemático de Portugal Continental, com fraca leitura, inadequado para um exercício de avaliação com o mínimo de rigor. Entende-se por isso este Relatório como uma primeira fase, preparatória. A emissão de um parecer sobre o plano pressupõe, obviamente, a disponibilização de um plano – documento com muito maior grau de detalhe cartográfico e descritivo do que a *representação esquemática* supracitada.

Será, portanto, importante indicar, desde logo, que, para uma correta avaliação deste FCD, deveria ter sido apresentada uma proposta com maior grau de definição, e não basear o PDIRD na representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024, conforme a referida Fig.4 do Plano, não sendo assim possível qualquer tipo de avaliação mais cuidada.

Relativamente a este FCD, e tendo como foco a área de jurisdição desta CCDR-NORTE, IP, importa referir o seguinte:

Procedendo à implantação do limite do Alto Douro Vinhateiro (ADV) Património Mundial e da sua Zona Especial de Proteção (ZEP), alterada pela Portaria n.º 122/2024, de 16 de janeiro, sobre a figura referida, constata-se a existência de propostas de intervenção que interferem com a ZEP do ADV, nomeadamente a instalação duas subestações, uma no concelho de Vila Flor e uma outra, no concelho de Vila Nova de Foz Côa, de onde provém apenas uma nova linha de AT. Contudo, não é apresentada a respetiva relação com as múltiplas linhas de AT, MT e BT existentes naquela zona.

A subestação localizada em Vila Nova de Foz Côa, para além de interferir com a ZEP do ADV, insere-se também na ZEP do Parque Arqueológico do Vale do Côa (PAVC), igualmente classificado como património mundial.

Relativamente a estas propostas de intervenção, não se compreende que se proceda à instalação de uma subestação onde se preconiza a saída de uma única linha elétrica, abrangendo duas ZEP, e de uma outra subestação para a qual não está prevista qualquer linha elétrica associada.

Refira-se a este respeito que, no decurso da AAE do PDIRT 2024-2033, foi manifestado que *“uma das grandes preocupações no que à gestão da paisagem do Alto Douro Vinhateiro diz respeito é a profusão de infraestruturas elétricas no território, pelo que este seria o momento oportuno para desenvolver estudos que visassem a redução do impacte destas infraestruturas, o que de todo não se verifica”*.

De facto, em momento algum desta avaliação se consegue perceber se irá ocorrer a supressão de linhas elétricas, perdendo-se, mais uma vez, a oportunidade de se efetuar uma reorganização das infraestruturas elétricas, através da supressão ou enterramento de linhas, do aproveitamento de corredores e infraestruturas existentes, no sentido de minimizar os impactes na paisagem gerados por estas infraestruturas.

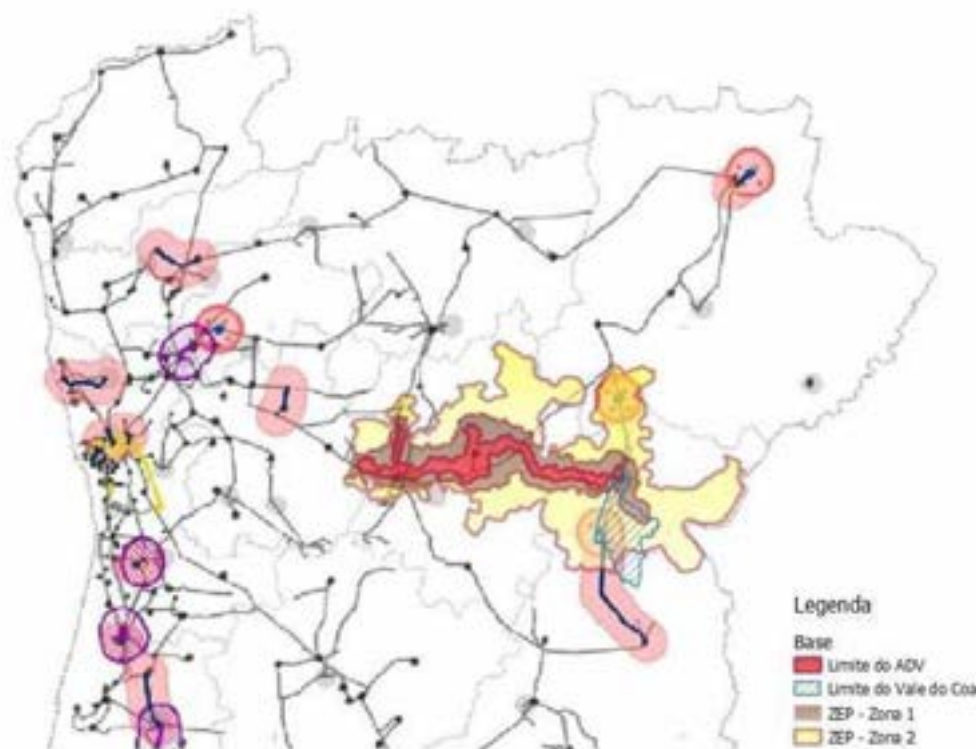


Figura 1 - Implantação do limite do ADV e da sua ZEP sobre a Figura 4 do RFCD do PDIRD-E 2024;

Fonte: Elaboração própria

Acrescenta-se que, no parecer técnico final emitido no âmbito do procedimento de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) do projeto “EIXO FUNDÃO - VILAROUÇO, a 400kV”, foi referido o *“impedimento de construção de novas linhas elétricas em área do ADV e da sua zona especial de proteção que liguem ao referido posto de corte”*. Neste seguimento, não parece adequado que, no âmbito de um plano com características semelhantes ao PDIRT, onde teve origem aquele projeto, seja prevista a instalação de mais duas subestações na ZEP do ADV que, eventualmente, conduzirá ao surgimento de novas linhas elétricas num território tão massificado por estas infraestruturas que não são compatíveis com o estatuto de proteção que possui.

Por outro lado, não é disponibilizada informação sobre o dimensionamento destas instalações, nem quanto às suas localizações efetivas, pelo que será de acautelar que as mesmas poderão implicar impactes significativos sobre a paisagem Património Mundial, a sua ZEP e a ZEP do Vale do Côa, que poderão afetar a autenticidade e a integridade deste dois Bens.

A imagem infra apresenta um conjunto, ainda que incompleto, de infraestruturas elétricas compiladas por estes serviços que permite, desde logo, perceber a massificação de linhas elétricas existente na região duriense.

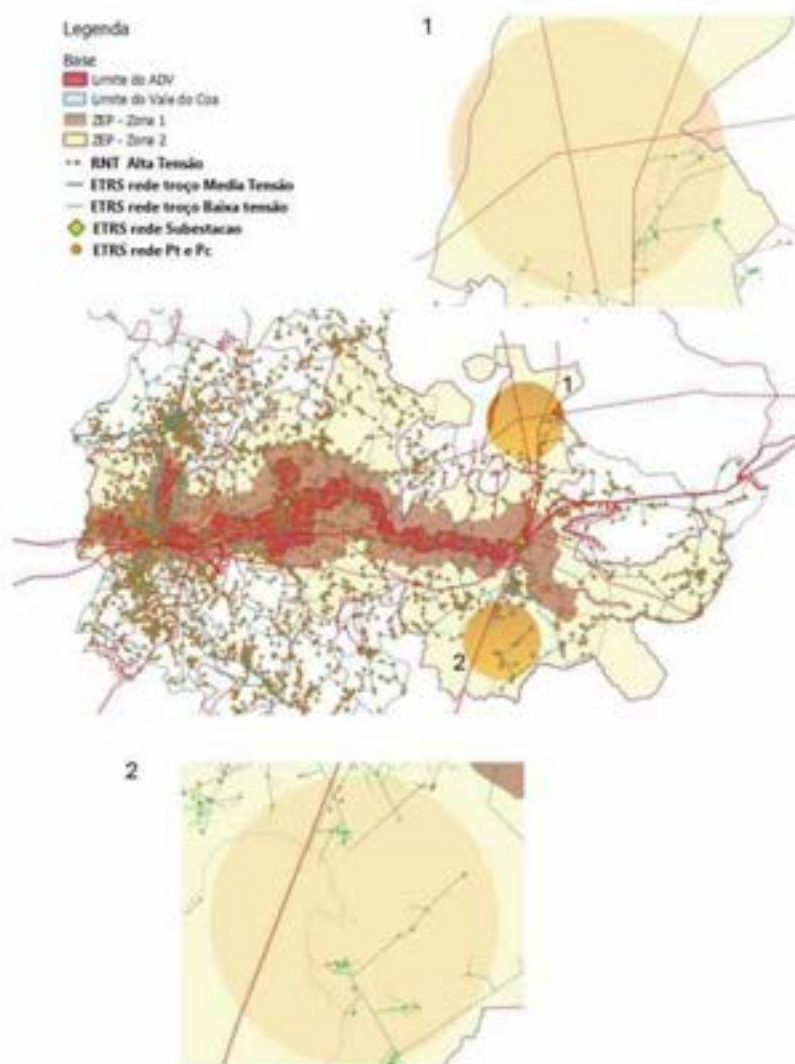


Figura 2 - Implantação do limite do ADV e da sua ZEP sobre a Rede Nacional de Transportes;

Fonte: Elaboração própria

O documento em análise refere que o Programa terá ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT). No entanto, não foi possível aferir de que modo estes planos se articulam. Em face da profusão de infraestruturas elétricas no território, com especial incidência no ADV e na respetiva ZEP, entende-se ser imprescindível, ao nível da AAE, proceder a uma análise abrangente e articulada, tal como anteriormente referido no

parecer emitido no âmbito da “Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica e Relatório de Avaliação Ambiental Prévia do PDIRD-E 2020”.

Assim, o PDIRD-E deveria pugnar pela não dispersão de mais linhas elétricas neste território e pela definição de corredores para estas infraestruturas, onde deveria ser equacionada a distribuição de outras redes em presença, preconizando a minimização dos impactes, pela remoção de linhas ou concentração de linhas nos mesmos pontos de apoio, pela remoção ou modernização de subestações existentes, no sentido de diminuir as áreas de implantação.

Considera-se portanto ser este o momento de excelência para planear uma efetiva reorganização das redes elétricas (RNT e RND) presentes no território, principalmente na área patrimonial do ADV e da respetiva ZEP e na ZEP do Vale do Côa, alertando-se para a necessidade de articular ambos os planos (PDIRT e PDIRD). Como tal, recomenda-se veementemente tal exercício prospetivo.

Sublinha-se, não obstante, o entendimento de que, para além desta preocupação patrimonial, a reorganização da rede elétrica deveria ser extensível a toda a Região.

Relativamente ao FCD3 (Gestão dos Valores Territoriais) refere-se que, de forma a minimizar a interferência com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem e o Património Cultural e Natural, irão ser identificados os efeitos positivos e negativos do Plano, no que respeita à expansão e correção da rede existente. Para isso, entende-se que nessa identificação deverá ter-se em conta, também, os efeitos cumulativos proporcionados pelas demais empresas distribuidoras de energia, não só localizados nas áreas protegidas e classificadas já identificadas anteriormente, como também na região do Alto Tâmega, onde se encontram grandes projetos em curso, que terão de ser compatibilizados com este Plano. Assim, a presença de infraestruturas elétricas deverá ser considerada, desde logo, como critério de avaliação dos FCD.

No âmbito do licenciamento industrial, sem se dispor da sobreposição de localização geográfica dos estabelecimentos ou concentrações industriais relevantes, com as propostas de intervenção na Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT/MT), nesta fase especificamente, não possibilita parecer mais fundamentado. Em todo o caso, cabe realçar positivamente que o FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais, no parâmetro de “Inserção territorial” prevê a “Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas”, e a “Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em áreas de atividades económicas e na sua proximidade”.

As matérias relacionadas com as atividades agropecuárias poderiam ter sido abordadas neste FCD 3 - Gestão dos Valores Territoriais, no critério Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural, onde se avaliam os efeitos da implementação do Plano ao nível das áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património, tendo em conta a necessária proteção e valorização dos recursos e valores naturais, e que deveriam ser alvo de quantificação. Assim, e para cada local, devem ser analisadas as intervenções propostas, tendo em conta:

- A área e respetivas culturas afetadas,
- A salvaguarda dos melhores solos agrícolas, em especial os classificados como RAN, e
- O valor económico da zona afetada para a respetiva região.

Ainda neste FCD3, sugere-se maior abrangência, de modo a melhor avaliar os possíveis impactes do plano que não se cingirão à biodiversidade (neste RFCD, muito limitado à avifauna), ao Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC) e ao património cultural.

Nos indicadores do critério *C3.1: Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas* [SNAC], recomenda-se que seja igualmente considerada a interferência das linhas aéreas com mamíferos voadores (quirópteros) e com áreas de valor ecológico identificadas pelos municípios no âmbito dos seus Planos Municipais (nomeadamente nos Planos Diretores Municipais), que possam não estar incluídas em áreas do SNAC. Neste CA, deveria ser equacionado um indicador relativo ao atravessamento da rede em "áreas sensíveis".

Considera-se, por último, dever ser acautelada eventual interferência de determinadas ações inerentes aos investimentos a implementar no território, nomeadamente em eventuais impactes de poluição nos ecossistemas terrestres e aquáticos, tendo em consideração o indicador - vegetação OT 40 em matéria de qualidade do ar e de ultrapassagem das cargas críticas nos ecossistemas, nos termos da proposta da Comissão Europeia sobre a Nova Diretiva da Qualidade do Ar.



## CONCLUSÃO

Considera-se que o documento se apresenta genericamente bem estruturado, mas com uma importante lacuna na caracterização da rede atual, a par da falta de relação e antecedentes com outros planos setoriais, com os quais deveria ter interligação.

Metodologicamente, deveriam ter sido apresentadas alternativas de traçado em detrimento de propostas concretas, nomeadamente para a fase de expansão da rede e incluir as FER.

Especificamente no que ao ADV e sua ZEP e à ZEP do Vale do Côa diz respeito, este Plano não merece acolhimento, na medida em que não tem em linha de conta a excessiva presença de infraestruturas elétricas, circunstância que deveria ter sido considerada, desde logo, como critério de avaliação dos FCD. Antes pelo contrário, estão previstas mais duas subestações, sendo o documento omissivo relativamente ao seu propósito e às características das mesmas, nomeadamente quanto às suas dimensões e à capacidade a instalar.

Recomenda-se que, em função da presente avaliação, seja atualizada informação no que se refere a:

- Para melhor fundamentação sobre o exercício de AA, deve ser enviado o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade.

O futuro Plano não deve prever novos elementos de distribuição de eletricidade no interior de imóveis classificados ou zonas de proteção de imóveis classificados.

Sublinha-se neste âmbito a ausência, neste RFCD, de proposta de corredores e respetivos *buffer* alternativos, sendo que as propostas são únicas sem margem de análise de alternativas aos traçados propostos para todo o território nacional.

Considera-se assim que o PDIRD-E carece de reformulação, garantindo desde logo a não dispersão de mais linhas elétricas neste território e a definição de corredores para estas infraestruturas, onde deveria ser equacionada a distribuição de outras redes no nosso País.

Conforme referido, considera-se ser este o momento para planear uma efetiva reorganização das redes elétricas (RNT e RND) presentes no território, principalmente na área patrimonial do ADV e da respetiva ZEP e ZEP do Vale do Côa, alertando-se para a necessidade de articular ambos os planos (PDIRT e PDIRD).

Apesar desta preocupação patrimonial, entende-se que a reorganização da rede elétrica deveria ser extensível a toda a Região;

- Relativamente à caracterização do objeto de avaliação, alerta-se para o facto das simbologias cromática e padronizada ilustradas nas páginas 15 e 16 não terem reflexo no mapa apresentado na Figura 4 (página 17) ou noutro mapa mais adequado para a ilustração espacial das simbologias descritas, o que se recomenda que seja revisto e disponibilizada informação em formato vetorial;

- Uma vez que a proposta de plano em avaliação não constitui o primeiro ciclo de planeamento do PDIRD-E, entende-se que seria importante que o presente RFCD evidenciasse quais os ciclos que foram (ou não) alvo de Avaliação Ambiental, e que fossem tidos em consideração os respetivos resultados;

- No âmbito do desenvolvimento e licenciamento industrial, dever-se-á dispor da sobreposição de localização geográfica dos estabelecimentos ou concentrações industriais relevantes, com as propostas de intervenção na Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT/ MT), de modo a possibilitar parecer mais fundamentado;

- Uma análise tendencial que permita não só compreender a evolução dos temas críticos, mas também as forças motrizes que moldam a evolução;

- O RFCD, no que se refere à incorporação de energias provenientes de fontes renováveis, não considera no âmbito de fatores de sucesso ambiental e de sustentabilidade na decisão estratégica, o carácter intermitente dessas fontes de energia, sendo omissa a avaliação e ponderação do efeito do deficit de disponibilidade de energia nos períodos de vazio e na consideração de soluções de minimização deste perfil e sobre os reflexos que poderão induzir nos custos de produção e consumo de energia elétrica;

- Recomenda-se, na definição de objetivos estratégicos, ponderar as respetivas metas, com evidências da sua aplicabilidade em peças processuais e propostas do próprio plano, a enviar em paralelo;

- Ponderação, como critério de avaliação, da otimização da rede de infraestruturas existentes ou mesmo a sua realocação (por exemplo, um mesmo poste com linhas de diferentes tensões bem como a possibilidade de enterramento de linhas, nomeadamente, ao longo de caminhos existentes), de modo a libertar espaço canal em zona de floresta ou zonas com habitações ou atravessamento de áreas agrícolas, com o objetivo de promover a “Eficiência Energética” da rede de distribuição;

- Relevar ainda como critérios que mais se relacionam com a temática da Inovação, o alinhamento da proposta com a descarbonização da economia, a maximização da incorporação de FER e a transição digital na modernização da rede;
- Relativamente aos critérios e indicadores associados à redução de riscos ambientais (inclui proteção avifauna, prevenção de derrames de óleo, paisagem e ruído etc.) deverão ser identificadas medidas de projeto que possam evitar situações de risco;
- A fase de seguimento deveria ser completada no que se refere à identificação das metas a atingir e de indicadores de seguimento, que deverão ser facilmente mensuráveis e representativos, de modo a permitir aferir do cumprimento ou não dos objetivos de sustentabilidade, diminuindo o grau de incerteza na sua avaliação e ponderação posterior, para além de indicar a periodicidade dos relatórios de monitorização para essa fase;
- Da análise da Figura 2 (página 11), questiona-se se não seria pertinente que o Relatório Ambiental fosse submetido a consulta das ERAE previamente e não em simultâneo com a submissão do plano e documentos constituintes da AA a Consulta Pública.

Acrescem as seguintes sugestões:

- Ponderação de unidade de medida que se baseie em exercício comparativo com indicação do ano de referência, utilizando como referência dados do QRE e ODS.
- Nos relatórios futuros a definição de metas de avaliação do cumprimento dos objetivos estratégicos deve ser evidenciada com a aplicabilidade nas peças processuais do plano que venham a ser produzidos e disponibilizados.

Em todo o caso, cabe realçar positivamente que o FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais, no parâmetro de “Inserção territorial” prevê a “Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas”, e a “Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em áreas de atividades económicas e na sua proximidade”.

Alerta-se ainda para os seguintes aspetos de pormenor:

- De modo a garantir a coerência e uma mais imediata leitura de todo o relatório, deverão as designações dos Pilares de Investimento ser corrigidas no cabeçalho das colunas do Quadro 3 (página 27), uma vez que a respetiva sigla será PI e não P;
- Na página 31, deverá ser corrigida a referência em falta, de modo a eliminar a mensagem de erro "*Error! Reference source not found.*";
- No Quadro 7, na linha correspondente ao critério *C3.4: Assimetrias Territoriais*, recomenda-se que a designação *VAB* seja primeiramente apresentada por extenso, podendo igualmente constar da listagem de siglas e acrónimos apresentada na página 5.

Por último, e para efeitos do futuro exercício de avaliação, recomenda-se:

- 1 Um resumo das razões que justificam as alternativas escolhidas e uma descrição do modo como se procedeu à avaliação, incluindo todas as dificuldades encontradas na recolha das informações necessárias.
- 2 Recomenda-se apresentação de uma abordagem mais profunda nos domínios pertinentes para a escala e âmbito de intervenção do Plano, posteriormente, em sede de Relatório Ambiental, com enfoque para a dimensão regional e dos PMOT dos municípios afetados. Acresce apresentar uma breve abordagem aos antecedentes conforme indicado.
- 3 Será relevante que os corredores de traçados a desenvolver atendam à natureza intrínseca associada às servidões e restrições de utilidade pública do território em causa e respetivo regime jurídico, equilibrando as potencialidades de uso do solo e da sua qualificação face à estratégia técnica e de custo da implementação dos mesmos, identificando soluções que aliem salvaguardem valores ambientais, naturais e patrimoniais específicos à diversidade de áreas abrangidas e do padrão de ocupação humana e ainda considerem o estado de conservação e de segurança das estruturas auxiliares a que as redes estarão associadas (estradas, linhas de água, pontes, etc.).
- 4 Espera-se que seja apresentada informação mais detalhada a uma escala com maior enfoque na caracterização das áreas afetadas pelos concelhos abrangidos, quer ao nível territorial quer ao nível das dinâmicas socio económicas e considerando eventuais pressões sobre os territórios.

Para além dos PDM, devem ser identificados outros Instrumentos de Gestão Territorial, de carácter nacional, regional e intermunicipal, em vigor na área de estudo definida, tendo em vista descrever e compreender as condições e tendências de ocupação, evolução e transformação nesta área.

- 5 As ações e opções do plano que possam afetar negativamente os FA identificados com as QAS no contexto desta AA, deveriam ser analisadas com maior detalhe, de modo a identificar soluções alternativas e/ou definir diretrizes e medidas de minimização, que contribuam para diminuir os efeitos negativos e ameaças associados, garantindo o cumprimento dos objetivos de sustentabilidade estabelecidos.
- 6 A importância de estabelecer uma forte articulação e comunicação com as várias entidades e agentes intervenientes no quadro da Governança, envolvendo-os nas fases de seguimento e gestão do território, de modo a assegurar a aferição, para a concretização do plano dentro dos objetivos assumidos, nomeadamente a nível municipal e intermunicipal e regional.

Integrar no RA um capítulo dedicado ao envolvimento público e à ponderação da consulta às ERAE, com identificação das aceitações e justificação das questões não integradas. Especificar o envolvimento dos atores locais, com referência a entidades públicas, privadas, *stakeholders*, ANEPC, Associação de Municípios, associações locais de produtores, entre outros, e ser mais específico desde logo, apresentar essas mesmas entidades a envolver nesta AA, situação aqui pouco abordada no presente RFCD.

- 7 Definir as medidas concretas destinadas a prevenir, reduzir e, tanto quanto possível, eliminar quaisquer efeitos adversos significativos no ambiente, resultantes da aplicação do plano.
- 8 Recomenda-se apresentar uma tabela com indicadores que deverá também identificar, as fontes, periodicidade e unidades de medida para os indicadores, em função da capacidade de assegurar uma correta avaliação estratégica dos efeitos ambientais das propostas do plano. Sugere-se ainda que a unidade de medida se baseie num exercício comparativo, com indicação do ano de referência utilizado e preferencialmente com metas dos QRE.
- 9 Desenvolver o programa de seguimento e monitorização da implementação do plano com o objetivo de avaliar e controlar os efeitos significativos no ambiente e cumprir os objetivos de sustentabilidade definidos. Deverão ser distinguidos “indicadores de avaliação” de “indicadores de monitorização / seguimento”, sendo que na sua definição estes deverão ser facilmente

mensuráveis e representativos, e indicadas quer a periodicidade da monitorização, quer a respetiva fonte de informação, facilmente mensuráveis e quantificáveis.

Deverá ser indicada a periodicidade dos relatórios de monitorização para essa fase.

- 10 O RA deve ser conciso e focalizado, sem repetir os exercícios anteriores, e deve refletir o resultado da consulta efetuada às ERAE.
- 11 No RA deverá constar referência explícita à Declaração Ambiental (DA), nos termos legalmente estabelecidos, recordando-se a obrigatoriedade do seu envio à APA, às ERAE assim como a sua disponibilização na página da Internet da E-Redes, e de que forma será garantida a sua eficácia.

Porto e CCDR-NORTE, IP, 23 de maio de 2024.

A Diretora da Unidade de Ambiente,



(Paula Pinto)



Para  
E-Redes - Distribuição de Eletricidade SA  
Direção de Sustentabilidade  
Rua Camilo Castelo Branco, 43  
1050-044 LISBOA

[pdird-e2024@e-redes.pt](mailto:pdird-e2024@e-redes.pt)

Sua referência	Sua comunicação	Nossa referência	Data
		S08556-202405-UACNB/DAMA 150.10.600.00004.2024	23/05/2024

**ASSUNTO:** Definição de âmbito da AAE e Fatores Críticos para a Decisão do Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 - 2030

Na sequência do solicitado, junto se envia o parecer desta CCDR, relativo à apreciação do Relatório de Definição de Âmbito da AAE e Fatores Críticos para a Decisão do Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 - 2030.

### Enquadramento

O PDIRD-E tem como propósito garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede e assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço e um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética expressos, entre outros, na Lei de Bases do Clima, no Plano Nacional Energia e Clima 2030, no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 e nos demais instrumentos legais e estratégicos que concorrem para a descarbonização da economia, para o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética e com as recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre anteriores versões do Plano.

Para concretizar estes objetivos são propostos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).

Os investimentos do PDIRD-E são organizados em cinco Pilares de Investimento, nomeadamente:

- 1) Modernização: renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- 2) Resiliência e Ambiente: melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;

- 3) Eletrificação e Descarbonização: criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- 4) Transformação Digital: com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica;
- 5) Suporte à atividade: destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.

No âmbito do planeamento das redes sublinha-se o compromisso da E-REDES, enquanto operador da RND, em assegurar a compatibilização do desenvolvimento da rede com os *valores ambientais, com a obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias e com diferentes usos do solo, promovendo a coesão socioeconómica do mesmo.*

Através da Avaliação Ambiental pretende-se também facilitar futuras ligações para integração de nova produção de energia a partir de fontes de energia renovável (FER) na RND, considerando como princípios basilares para o desenho evolutivo da rede:

1. A maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte;
2. A criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte da energia com origem em FER desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
3. A criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Nesse alinhamento, uma parte muito significativa dos investimentos previstos focam-se na modernização de ativos, ou seja, de intervenções na rede existente em equipamentos e infraestruturas com desempenho considerado menos satisfatório. Esta opção permitirá aumentar a capacidade de transporte de energia na RND, com menores implicações na ocupação do território e, praticamente sem impactes acrescidos no ambiente e na paisagem. Por outro lado, as intervenções desta natureza permitirão resolver alguns passivos ambientais, por exemplo, os associados à excessiva proximidade de edificações, com a adoção de soluções de alteração do traçado ou, quando justificável, de enterramento de linhas. Desta forma, será possível dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade e de acolhimento de FER, *garantindo uma utilização racional e parcimoniosa do território enquanto recurso finito.*

### **Apreciação da abordagem metodológica**

No quadro da metodologia habitualmente usada em Portugal para a elaboração de uma AAE de base estratégica, baseada naquilo que é proposto pelo “Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica”, da autoria da Professora Maria do Rosário Partidário, dos elementos a apresentar no Relatório Ambiental, deveria constar a identificação e descrição de:

- 1) Questões Estratégicas (QE) e respetivas prioridades e objetivos, relacionadas naturalmente com o objeto de avaliação;
- 2) Fatores Ambientais (FA), que definem o âmbito ambiental relevante, orientado pela definição de fatores ambientais legalmente estabelecidos;
- 3) Um Quadro de Referência Estratégico (QRE), apresentando as orientações macropolíticas incluídas em documentos relevantes para o efeito, e que podem contribuir para o estabelecimento de um referencial para integração e avaliação;
- 4) Fatores Críticos para a Decisão (FCD), determinados a partir dos elementos anteriores, e que irão dar estrutura, focagem e conteúdo à integração e à avaliação em AAE.

O presente RFCD aplica adequadamente esta metodologia, cruzando as QE relacionadas com o PDIRD-E 2024, os FA, e as orientações macropolíticas decorrentes do QRE, para apurar e identificar os FCD.



## Quadro de Referência Estratégico (QRE)

O QRE é extenso e estrutura-se segundo três níveis de proveniência: internacional, nacional e regional, que incluem a qualidade da inserção territorial da rede (acautelando efeitos de fragmentação territorial muitas vezes associados ao desenvolvimento das infraestruturas lineares); a compatibilidade das propostas de desenvolvimento da rede com o modelo territorial policêntrico preconizado para Portugal; o contributo para as dinâmicas locais e nacionais de competitividade e transição (e nomeadamente para os processos de mudança nas formas de produção e de consumo de energia); os contributos para a redução das desigualdades territoriais (entendidas do ponto de vista da distribuição de recursos e de oportunidades, do reconhecimento da participação das comunidades afetadas e da prevenção e/ou reparação da exposição a riscos).

O QRE faz corretamente menção ao Programa Nacional de Políticas de Ordenamento do Território (PNPOT) relacionado com os pilares de investimento *Modernização, Resiliência e Eletrificação e Descarbonização*.

Ao nível regional os Planos Regionais de Ordenamento do Território (PROT) constituem documentos relevantes na medida em que concretizam e detalham as orientações do PNPOT para as diferentes realidades regionais, princípios da coesão territorial e da competitividade externa e dos desafios e opções estratégicas definidores do modelo territorial nacional, e por isso serão fundamentais na definição/implementação dos projetos de investimentos resultantes do PDIRD-E. De igual modo, os Plano Diretores Municipais (PDM) estabelecem a visão, a estratégia de desenvolvimento territorial municipal, a política municipal de solos e as opções de ordenamento municipal, integrando e articulando as orientações dos planos/programas de âmbito nacional e regional.

Recomenda-se assim a integração no QRE outros programas/planos de ordenamento em vigor, ou em elaboração, de nível regional e municipal (PROT, PDM), definidores dos modelos de ocupação nos territórios abrangidos pelo PDIRD-E que podem ser comprometidos/afetados pela presença de infraestruturas da RND, designadamente ao nível do território físico (ex: uso do solo/atividades existentes e previstas, paisagem...) e das populações/comunidades (ex: risco potencial para a saúde/perigosidade dos campos magnéticos, ruído das subestações, ...). Esta integração/consideração permite identificar precocemente potenciais conflitos com usos/utilizações presentes no território e permitir a prévia definição de princípios/diretrizes enquadradores da implementação/concretização dos projetos na estratégia prevista no PDIRD-E.

Sendo o PDIRD-E um plano setorial nos termos da alínea a) n.º 2 do artigo 39.º do RJIGT tem de ocorrer a devida articulação e compatibilização das respetivas opções (art.º 128.º do mesmo regime).

Refere-se que no QRE a referência à Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN, SA) está integrada, no essencial, no Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade. De acordo com experiências recentes em procedimentos de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) relativos a linhas elétricas cujo proponente é a REN, SA, considera-se que a Restrição de Utilidade Pública Reserva Ecológica Nacional (REN) deverá ser identificada autonomamente, indicando o respetivo regime jurídico, estabelecido no Decreto-Lei n.º 166/2008, de 22 de agosto, com a sua redação dada pelo Decreto-Lei n.º 124/2019, de 28 de agosto, que é omissivo no relatório.

O QRE apresenta uma diversidade de documentos aceitável nos âmbitos internacional e nacional. Contudo, apresenta algumas ausências no que diz respeito aos documentos cujas orientações valerá a pena considerar nestes âmbitos e não inclui documentos de âmbito regional. Destas lacunas poderá resultar uma análise que enquadre de forma deficitária os FCD.

Adicionalmente, o QRE não distingue, no contexto internacional, o âmbito global do europeu.

Recomenda-se a separação dos documentos considerados de âmbito global dos que correspondem ao âmbito europeu.

O QRE inclui, desde já, documentos relativos ao âmbito nacional e regional.

Contudo, recomenda-se ainda o enriquecimento do QRE através da eventual inclusão de documentos adicionais, como, por exemplo:

No âmbito global:

- 1) Convenção sobre a Conservação das Espécies Migratórias Pertencentes à Fauna Selvagem (Convenção de Bona);
- 2) Convenção sobre a Diversidade Biológica (CDB);
- 3) Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas;
- 4) Princípios ICOMOS-IFLA sobre as paisagens rurais como património.

No âmbito europeu:

- 1) Diretiva 92/43/CEE sobre a Conservação dos Habitats Naturais e da Flora e Fauna Selvagens (Rede Natura 2000);
- 2) Estratégia de Longo Prazo da EU para uma Economia Próspera, Moderna, Competitiva e com Impacto Neutro no Clima;
- 3) Estratégia de Mobilidade Sustentável e Inteligente;
- 4) Mecanismo Interligar a Europa;
- 5) Roteiro para uma Europa Eficiente na utilização de recursos.
- 6) No âmbito nacional:
- 7) Estratégia de Inovação Tecnológica e Empresarial 2018-2030;
- 8) Estratégia Industrial e Plano de Ação para as Energias Renováveis Oceânicas;
- 9) Estratégia Nacional de Investigação e Inovação para uma Especialização Inteligente;
- 10) Plano de Ação para a Transição Digital;
- 11) Plano Nacional de Gestão Integrada de Fogos Rurais 20-30;
- 12) PNI 2030 Plano Nacional de Investimentos;
- 13) Roteiro Nacional para a Adaptação 2100.

No âmbito regional:

- 14) Estratégia Regional de Especialização Inteligente de Lisboa (RIS3);
- 15) Plano de Ação de Mobilidade Urbana Sustentável (PAMUS) - AML;
- 16) Plano Metropolitano de Adaptação às Alterações Climáticas (PMAAC) - AML;
- 17) Plano Regional de Ordenamento do Território da Área Metropolitana de Lisboa (PROT AML).

Finalmente, recomenda-se ainda a inclusão de uma análise de coerência entre os objetivos estratégicos do PDIRD-E e as orientações decorrentes dos documentos incluídos no QRE (objetivos, metas, princípios ou linhas de referência).

### **Questões Estratégicas (QE)**

As QE selecionadas estão estreitamente ligadas aos Objetivos de Elaboração (OE) do PDIRD-E, facilitando o processo de avaliação ambiental, e que são, nomeadamente, os seguintes:

- 1) OE1 - Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica;
- 2) OE2 - Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia;

- 3) OE3 - Assegurar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas;
- 4) OE4 - Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento incomportáveis em períodos futuros;
- 5) OE5 - Assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

O RFCD toma em consideração todos os FA listados na alínea e) do n.º 1 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, definindo, a partir destes, Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) que abrangem os FA relevantes como a população, a saúde humana e os bens materiais e já estando contemplada a necessidade de assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND, não se entende ser de efetuar qualquer observação em termos de REN.

### Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS)

Para a definição das 9 (nove) QAS foi feita uma interpretação dos Pilares de Investimento previstos e dos seus objetivos à luz das potenciais consequências ambientais, de acordo com os fatores ambientais definidos no artigo 6.º Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, na sua atual redação.

Sobre as **QAS** concorda-se que terá de ser dada uma atenção especial, designadamente, aos valores naturais - tanto no caso da expansão da rede como da modernização da mesma, uma vez que as intervenções previstas poderão minimizar algumas das atuais afetações e preventivamente evitar novos impactes. Por outro lado, havendo um Pilar de Investimento dedicado à resiliência e ambiente terá de ser avaliada a sua potencial contribuição, nomeadamente, para a promoção da proteção e conservação da natureza e para valorização da paisagem.

Com efeito, entende-se que existe todo o interesse de equacionar, desde logo e de um modo global, os aspetos que se poderão constituir como bloqueantes na efetivação do PDIRD-E 2024, designadamente, em termos de REN. Neste particular, interessa evitar interferências com as tipologias de REN que se inserem nas áreas de proteção do litoral, com as lagoas, lagos e albufeiras e respetivas margens e faixas de proteção, bem como com os cursos de água e respetivos leitos e margens.

Por outro lado, deve também atender-se às áreas de prevenção de riscos naturais, nomeadamente as áreas de instabilidade de vertentes (e, nestas, de um modo particular as escarpas), as zonas ameaçadas pelas cheias e pelo mar, as zonas adjacentes e as áreas de risco de erosão hídrica do solo e, por fim, as áreas estratégicas de infiltração e de proteção e recarga de aquíferos, importantes para a proteção e recarga dos aquíferos.

Mais, considera-se que as verdadeiras interferências com a REN deveriam resultar da avaliação, pelo uso e ocupação do solo, das funções desempenhadas pelas diferentes tipologias de áreas que integram a REN, conforme descritas no anexo I do regime jurídico da REN definido no Decreto-Lei n.º 166/2008, de 22 de agosto, com a sua redação dada pelo Decreto-Lei n.º 124/2019, de 28 de agosto.

### Fatores Críticos para a Decisão (FCD)

No RFCD em avaliação foram considerados três FCD:

- 1) Modernização da RND

Pretende avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente a um conjunto de dimensões particularmente relevantes e decisivas na estratégia definida pelo ORD para o período de investimentos em causa.

Critérios de avaliação - Qualidade do serviço; Eficiência da RND; Transição Digital; Adaptação às AC

- 2) Descarbonização da RND

Pretende avaliar o alinhamento das propostas do Plano com os objetivos de política climática e energética identificados e evidenciados como estratégicos, quer no QRE quer nas QE e nos OE do Plano. Acresce que, no caso do setor energético e para o ORD, este valor estratégico se conjuga, em grande medida, com a necessidade de contribuir ativamente para o cumprimento de metas assumidas pelo Estado concedente (nos horizontes temporais de 2030 e 2050), no que diz respeito às estratégias de mitigação das AC.

Critérios de avaliação - Capacidade de receção de energia FER; Capacidade de satisfação de consumo de energia; Interligação com a RNT; Potencial de impacto para a mitigação das AC

### 3) Gestão dos Valores Territoriais.

Avalia a expressão territorial da RND, isto é, as condições da sua materialização física. Tem como perspetiva a compatibilidade e conformidade da RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos de equidade no acesso a infraestruturas e serviços

Critérios de avaliação - Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas; Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural; Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural

Tomando em consideração as QE, os FA e o QRE, a partir dos quais estes FCD foram apurados, consideram-se estes três FCD adequados, por via de contributos potencialmente positivos para a economia e para a população (particularmente por via da modernização e dos ganhos de eficiência, mas também dos efeitos positivos resultantes da descarbonização), sobretudo ao abrigo dos critérios de avaliação previstos no âmbito dos FCD 1 e 2, bem como da prevenção de e minimização dos impactes sobre a população e as atividades económicas nas áreas urbanas e nas áreas sujeitas a outros usos do solo, sobretudo ao abrigo dos critérios de avaliação previstos no âmbito do FCD 3).

O Plano respeita ao setor energético e pode considerar-se que tem associada uma componente de planeamento, embora assumida maioritariamente numa perspetiva de programação dos diversos projetos.

No RFCD é possível verificar que o PDIRD-E 2024 preconiza ações/intervenções para as infraestruturas localizadas ou a localizar em território da RLVT (veja-se, por exemplo, a implantação de novas LAT e subestações associadas, a modernização e a remoção de LAT existentes). Com o reforço de linhas elétricas, a utilização das existentes, a criação de novos corredores e subestações, são de esperar impactes ao nível do fator ordenamento do território.

Se do ponto de vista da modernização (FCD 1) e da descarbonização (FCD 2), os critérios de avaliação e os indicadores selecionados permitirão acompanhar devidamente as tendências e o resultado da implementação das medidas do PDIRD-E, bem como eventuais desvios, do ponto de vista da gestão dos valores territoriais, recomendam-se indicadores adicionais, nomeadamente:

1. Para o critério de avaliação “Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas”, indicadores que documentem:
  - a) As letalidades observadas na biodiversidade (e.g., aves);
  - b) O impacte nas áreas de distribuição das espécies (particularmente das espécies com estatuto de conservação preocupante);
2. Para o critério de avaliação “Inserção Territorial”, indicadores que documentem a presença de infraestruturas:
  - a) Nos territórios vulneráveis da floresta (Decreto-Lei n.º 28-A/2020, de 26 de junho, na sua redação atual; Portaria n.º 301/2020, de 24 de dezembro);
  - b) Nas Áreas Prioritárias de Prevenção e Segurança (APPS) (áreas classificadas com perigosidade de incêndio rural «alta» e «muito alta», de acordo com a carta de perigosidade de incêndio rural (também designada por perigosidade estrutural 2020-2030) produzida pelo

Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF) (Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 49/2022, de 19 de julho);

c) Nos territórios do interior (Portaria nº 208/2017 de 13 de julho).

No âmbito da REN destaca-se o FCD 3 - Gestão dos Valores Territoriais, embora apenas seja efetuada referência, num indicador, a *“Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em outras áreas legalmente condicionadas”*.

De referir que no Critério de Avaliação *“Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas”* será de considerar enquanto Indicador a extensão de linha localizada em áreas de REN que concorrem positivamente para a conservação de habitats naturais e de espécies da fauna e da flora identificadas no anexo I do RJREN.

Será de salientar que a REN, enquanto restrição de utilidade pública que concorre para a proteção dos valores naturais e para a prevenção do risco, objetivos também refletidos na estratégia apresentada, deve ser melhor integrada na avaliação ambiental do PDIRD-E e, nesse sentido, apresentam-se um conjunto de indicações que deverão ser atendidas no Relatório Ambiental.

### **Envolvimento público e institucional/estratégia de comunicação**

O processo de participação pública integra as fases de consulta das Entidade com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE), para a determinação do âmbito e nível de pormenorização das informações a incluir no Relatório Ambiental, bem como a fase de consulta pública, através da qual a população em geral poderá tomar conhecimento do conteúdo do Relatório Ambiental.

A presente apreciação do RFCD pelas ERAE cumpre com os requisitos da fase atual do processo de avaliação.

Recomenda-se a elaboração de um plano detalhado que reúna as ações previstas para o envolvimento público e institucional, bem como para a estratégia de comunicação.

Recomenda-se para os momentos de consulta pública previstos, a divulgação do processo de avaliação através dos meios de comunicação social e da página de Internet da Agência Portuguesa do Ambiente, disponibilizando-se on line toda a informação necessária à consulta.

Recomenda-se também que, no decurso da consulta pública, sejam diretamente convidadas a pronunciar-se as entidades associativas, organizações ou grupos não-governamentais, bem como os atores económicos e organizações sectoriais e territoriais relevantes. A identificação dos organismos e entidades a convidar poderá ancorar-se no elenco de QE e QAS selecionadas, nomeadamente de nível nacional, regional e local. Do ponto de vista da cidadania, a população em geral deve também ser contemplada e convidada a participar, conforme o ponto 7 do art.º 7º do DL nº 232/2007 de 15 de junho.

Finalmente, recomenda-se também que, no contexto da consulta pública, seja feita a publicitação clara e detalhada da forma como os comentários e contributos poderão ter sido tomados em consideração no âmbito da AAE.

### **Recomendações**

Da avaliação ambiental efetuada a um nível estratégico resultam recomendações de diversa natureza a observar, no sentido não só de colmatar lacunas ou aspetos insuficientemente cobertos pelo PDIRD-E, mas também de que sejam tomadas as necessárias providências para que a execução do mesmo e o respetivo processo de acompanhamento permitam a satisfação de objetivos ambientais e de desenvolvimento sustentável, em linha com políticas e estratégias europeias e nacionais.

Tomando em consideração estes objetivos, o PDIRD-E reveste-se, na globalidade, de grande importância do ponto de vista da socioeconomia, particularmente através da segurança do abastecimento e da operação da rede e da oferta de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço. Adicionalmente, o alinhamento com os objetivos de política climática e energética que concorrem para a descarbonização da economia e redução da emissão de Gases com Efeito de Estufa (GEE), beneficiará também a população e o funcionamento da economia.

A articulação deste tipo de infraestruturas com as áreas urbanas (edificadas ou a edificar existentes ou previstas) e com grandes projetos/áreas identificadas em instrumentos regionais ou municipais tem de ser tida como relevante na avaliação e atender às opções de ordenamento previstas nestes planos e programas. Note-se que no caso dos PDM as fontes de informação são os Municípios.

No âmbito da REN é de salientar a importância de ser atendida a delimitação da REN de cada município, conforme a carta publicada nos termos do respetivo regime jurídico, assim como as áreas identificadas no anexo III do mesmo diploma no caso dos municípios que não dispõem de carta de REN publicada.

Acresce que as delimitações das REN são procedimentos que, normalmente, decorrem no âmbito das revisões dos PDM, sendo autónomos destes, no caso da CCDRLVT, da competência das Câmaras Municipais, e que a CCDD apenas acompanha, pelo que toda a informação relativa às delimitações da REN é da responsabilidade das Câmaras Municipais, sendo estas as entidades que, preferencialmente, devem facultar essa informação.

De referir ainda que, face à necessidade de dispor de informação o mais atual possível, se considera útil obter também os elementos relativos às Cartas de REN em elaboração - as quais estão sustentadas em critérios e metodologias atualizadas e técnica e cientificamente sustentadas - igualmente da competência das Câmaras Municipais.

Em suma, ainda que se trate de um plano estratégico de desenvolvimento, cujos projetos avaliados numa fase posterior de projeto, é nesta fase que devem ser identificados os principais constrangimentos em matéria de ordenamento do território onde se inclui a REN e não apenas no âmbito da AIA dos projetos onde a adaptação ao território e às dinâmicas instaladas/a instalar pode tornar-se num exercício de difícil concretização.

Finalmente e ainda que se desconheça o grau de comprometimento do Plano, tendo presente o artigo 13.º do ao abrigo do n.º 3 do artigo 5º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 58/2011, de 4 de maio (RJAAPP), importa que a presente avaliação ambiental enquadre desde já o desenvolvimento futuro dos procedimentos de AIA dos projetos.

Em suma, a AAE do plano não deve ser dissociada dos modelos/estratégias de ocupação definidos em instrumentos de ordenamento e restrições em vigor cuja integração prévia permitirá acautelar condicionalismos futuros, como bem expresso nos critérios e indicadores definidos para o FCD3, que pressupõem um nível de informação de cariz municipal e de informação territorial regional vertida nos planos regionais em vários âmbitos (ex. território, energia, paisagem...). Acresce a importância de ponderar cenários de traçado/localização das novas infraestruturas elétricas relevantes que podem condicionar as propostas do Plano.

## Conclusão

O PDIRD-E, para o ciclo de planeamento 2026 - 2030 é relevante do ponto de vista da socioeconomia do país pois será através deste plano que a modernização da rede, os ganhos em eficiência, a descarbonização, e a possibilidade de acompanhar o aumento da introdução de eletricidade proveniente de FER e a crescente procura, poderão concretizar-se.

Relativamente à compatibilização de planos estratégicos, importa acautelar a compatibilização com as opções de planeamento e investimento na rede nacional de transporte de eletricidade do “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade - PDIRT” com vista à efetiva adequação dos resultados. É indispensável que seja rigorosamente tratada e acautelada a articulação, a ponderação e a integração dos resultados do enquadramento e da avaliação dos dois planos (PDIRT e PDIRD) com vista à harmonização de propostas e a efetivos e adequados resultados que contribuam para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes

De forma geral, o RFCD elaborado pela E-Redes no âmbito da AAE do PDIRD-E (2026-2030), conclui-se que está devidamente estruturado e responde genericamente à Diretiva 2001/42/CE e do DL n.º 232/2007, bem como as recomendações do “Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica” sugerindo-se que sejam acolhidas as recomendações/sugestões enunciadas permitindo assim consolidar o processo de avaliação ambiental em curso.





Com os melhores Cumprimentos

O Vice-Presidente

José Manuel Alho

E-Redes - Distribuição de Eletricidade, S.A.  
Direção Sustentabilidade  
Rua Camilo Castelo Branco, 43  
1050-044 Lisboa

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data
		REN 3416/2024	26/05/2024

**Assunto: Parecer ao Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E2024**

Exmos. Senhores,

Relativamente ao assunto em epígrafe, e em resposta à vossa solicitação de comentários ao documento sobre a Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024, denominado de “**Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)**”, comunicamos o seguinte:

1. Começa-se por se destacar positivamente as referências feitas ao facto de o PDIRD-E 2024 ter de garantir a sua articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT), e respetivo desenvolvimento previsto.
2. Tendo em conta o atual contexto de política energética e climática e da imposição de maior celeridade na transição energética, nesta fase de desenvolvimento do plano é visível a definição das prioridades de investimento, as quais foram identificadas em 5 pilares de investimento, nos quais se incluem os relativos à *Modernização da RND, Resiliência e Ambiente e Eletrificação e Descarbonização*, que estão alinhados com as questões estratégicas e com os princípios basilares identificados para o desenho evolutivo da rede:
  - A maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte;
  - A criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte da energia com origem em FER desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
  - A criação de novas instalações na RND (subestações) para melhoria da segurança de abastecimento e eficiência do SEN.





3. Relativamente às questões estratégicas identificadas considera-se que as mesmas estão alinhadas com o objetivo de cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis, nomeadamente pela garantia de uma adequada resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento da mobilidade elétrica, do autoconsumo e do armazenamento de energia, assegurando simultaneamente a preservação dos valores naturais e a otimização dos corredores das infraestruturas existentes.
4. Adicionalmente, no Quadro 7, nos indicadores que referem as “áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves”, considera-se que poderia ser preferível identificar “áreas sensíveis, críticas e muito críticas”, de acordo com o “Manual de Apoio à análise de projetos relativos à instalação de linhas aéreas de distribuição e transporte de energia elétrica” (janeiro de 2019).
5. No global, a REN concorda com a abordagem do RFCD e considera-a adequada ao processo de AAE do PDIRD-E 2024.

Com os melhores cumprimentos,

Francisco Parada

**Engenharia e Inovação**

Qualidade, Ambiente, Segurança e Desempenho

---

Despacho Conselho Diretivo

---

Despacho Diretor Departamento

---

Despacho Chefe Divisão

CS	Informação	Data
14076	2022/1(498)	28/05/2024

Assunto

PDIRD-E2024 | Relatório de  
Fatores Críticos para a Decisão  
(RFCD) da Avaliação  
Ambiental Estratégica (AAE) -  
Abril 2024.

Mensagem

#### ENQUADRAMENTO LEGAL

A presente apreciação fundamenta-se nas disposições da legislação em vigor, nomeadamente:

- Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro, que estabelece as bases da política e do regime de proteção e valorização do património cultural.
- Decreto-Lei n.º 36/2023, de 26 de maio, procede à conversão das Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional em institutos públicos.
- Decreto-Lei n.º 78/2023, de 4 de setembro, procede à criação do Património Cultural, I. P., e aprova a respetiva orgânica.
- Decreto-Lei n.º 79/2023, de 4 de setembro, Procede à criação da Museus e Monumentos de Portugal, E. P. E

- Portaria n.º 388/2023 de 23 de novembro, aprova os Estatutos do Património Cultural, I. P.
- Decreto-Lei n.º 140/2009, de 15 de junho, que estabelece o regime jurídico dos estudos, projetos, relatórios, obras ou intervenções sobre bens culturais classificados, ou em vias de classificação, de interesse nacional, de interesse público ou de interesse municipal.
- Decreto-Lei n.º 309/2009, de 23 de outubro, que estabelece o procedimento de classificação dos bens imóveis de interesse cultural, bem como o regime jurídico das zonas de proteção e do plano de pormenor de salvaguarda.
- Decreto-Lei n.º 164/97, de 27 de junho, que harmoniza a legislação que rege a atividade arqueológica em meio subaquático aplicável à atividade arqueológica em meio terrestre.
- Decreto-Lei n.º 164/2014, de 4 de novembro que publica o Regulamento de Trabalhos Arqueológicos.
- Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, relativo ao regime a que fica sujeita a avaliação dos efeitos de determinados planos e programas no ambiente, transpondo para a ordem jurídica interna as Diretivas n.os 2001/42/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de junho, e 2003/35/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de maio.
- Decreto-Lei n.º 151-B/2013 de 31 de outubro, que estabelece o regime jurídico da avaliação de impacte ambiental (AIA), na sua atual redação.
- Decreto-Lei n.º 555/99, de 16 de dezembro, que estabelece o regime jurídico da urbanização e da edificação, na sua redação atualizada.
- Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, que desenvolve as bases da política pública de solos, de ordenamento do território e de urbanismo, estabelecidas pela Lei n.º 31/2014, de 30 de maio, definindo o regime de coordenação dos âmbitos nacional, regional, intermunicipal e municipal do sistema de gestão territorial, o regime geral de uso do solo e o regime de elaboração, aprovação, execução e avaliação dos instrumentos de gestão territorial.

## PARECER

### 1. Enquadramento

A E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A. remeteu ao Património Cultural, I.P., através da sua comunicação de 23 de abril, ref.<sup>a</sup> 5/2024/DST, seu ofício n.º S027746-202404-DAIA.DPP, de 30 de abril de 2024, o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

A E-REDES, Distribuição de Eletricidade, S.A. é a entidade concessionária da RND e, neste âmbito o Operador da Rede de Distribuição (ORD) que entre outras funções, é responsável por elaborar e apresentar nos anos pares a proposta do PDIRD-E, de acordo com a versão atual do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Na sequência desta alteração legal, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de programa setorial (art.º 128.º do mesmo Decreto-Lei n.º 15/2022), nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, razão pela qual a presente edição do Plano irá apresentar novos conteúdos, nomeadamente no que respeita à apresentação do seu modelo territorial.

O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT). Finalmente, e em consonância com o contexto legal vigente (Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio), o PDIRD-E 2024 está sujeito a Avaliação Ambiental.

No cumprimento da referida legislação, o ORD – a E-REDES – fica responsável, no decurso do processo de preparação do Plano, não só pela elaboração da respetiva Avaliação Ambiental (AA), como por todos os procedimentos complementares, nomeadamente, a determinação do âmbito da AA, a consulta de entidades sobre o âmbito da mesma, a preparação do Relatório Ambiental (RA), a realização da consulta pública e institucional e a apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE).

Neste âmbito, e nos termos do art.º 5 do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, a E-REDES vem solicitar parecer sobre o âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E 2024 (2026-2030) e o alcance da informação a incluir no relatório ambiental.

Para esse efeito, apresentou em anexo à supranomeada comunicação, o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

Note-se que no âmbito desta AAE foi igualmente organizado pela E-Redes um workshop, que decorreu a 9 de maio nas instalações da APA, e no qual o signatário participou online.

## 2. Apreciação da documentação

### 2.1. Objetivos e Metodologia

O Relatório dos Fatores Críticos Para a Decisão, de Abril 2024, refere que a AAE tem como principais objetivos:

Identificar:

- *intervenções propostas*
- *constrangimentos à boa execução do Plano*
- *oportunidades que favoreçam a implementação do Plano*

Avaliar:

- *propostas do Plano, de acordo com o quadro de avaliação definido:*
- *FCD, Critérios e Indicadores*

Acompanhar:

- *monitorização do estado de implementação do Plano*
- *orientações para planos e projetos futuros*

Para além da elaboração do Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) em apreciação, haverá lugar à preparação de um Relatório Ambiental (RA) que acompanha a proposta do PDIRD-E 2024 para, posteriormente, ser submetido a consulta pública e, finalmente se produzirem os relatórios finais do PDIRD-E e da AA e uma Declaração Ambiental (DA) que encerra o processo de avaliação e será entregue à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais ERAE que se pronunciaram ao longo do processo.

### 2.2. Objeto de Avaliação: PDIRD-E 2024

Para definição das estratégias de investimento a incluir no Plano, o ORD realizou estudos preliminares atendendo às necessidades da rede e tendências do setor, construindo alternativas de investimento que permitiram definir um cenário de investimento para elaboração do PDIRD-E 2024.

As alternativas avaliadas tiveram em consideração as orientações do Estado concedente, embora viessem a contribuir, de forma diferenciada, para o alcance das metas associadas ao PNEC 2030, à Lei do Clima e ao RNC2050, entre outros, no que respeita à integração de FER e ao potencial de descarbonização da economia. Desses estudos resultou a identificação das necessidades de intervenção na rede, tanto para a rede existente como para a sua expansão e renovação.

Na futura proposta de PDIRD-E 2024 as propostas de investimento são diversificadas e com diferentes níveis de expressão territorial, pretendem contribuir para satisfazer as metas definidas para o setor e integrar os pareceres efetuados por várias entidades a anteriores edições do Plano. Assim, os investimentos são organizados em cinco Pilares de Investimento:

- Modernização: renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- Resiliência e Ambiente: melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- Eletrificação e Descarbonização: criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- Transformação Digital: com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica e, por último,
- Suporte à atividade: destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.

## 2.3. Definição dos Fatores Críticos para a Decisão

### 2.3.1. Quadro de Referência Estratégico

No Quadro 1, relativo ao “Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 e pilares de investimento propostos”, são apresentados os documentos relevantes, designadamente as cartas e convenções internacionais da área do Património Cultural e a Lei n.º 107/2001 de 8 de setembro.

### 2.3.2. Questões Estratégicas

Para a presente proposta de PDIRD-E 2024, a E-REDES, enquanto operador da RND e responsável pelo seu planeamento, assumiu um conjunto de objetivos estratégicos que nortearam a definição dos investimentos e das intervenções na sua rede que se passam a enunciar:

- OE1. Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica.
- OE2. Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia.

- OE3. Assegurar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas.
- OE4. Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento incomportáveis em períodos futuros;
- OE5. Assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

As Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 podem-se sintetizar nos seguintes desafios (ver Quadro 2 – Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 e relação com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos):

QE 1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;

QE 2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;

QE 3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;

QE 4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;

QE 5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação;

QE 6. Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;

QE 7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;

QE 8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

### 2.3.3. Questões Ambientais e de Sustentabilidade

As Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), contribuem para a identificação dos FCD, mas não devem nunca ser confundidas com os FCD (ver Quadro 4 – Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024).

### 2.3.4. Identificação dos Fatores Críticos para a Decisão

Da metodologia de análise implementada, resultou a identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD). Atendendo ao facto de estar a ocorrer uma alteração significativa na estratégia de definição dos investimentos que constam no Plano, considerou-se que os FCD a definir deveriam ter, na medida do possível, uma designação convergente com as motivações subjacentes aos investimentos propostos no plano, a saber:

FCD1: Modernização da RND

FCD2: Descarbonização da RND

FCD3: Gestão dos Valores Territoriais.

Este último FCD compreende os valores do Património Cultural. Conforme o Quadro 7, nos respetivos critérios de avaliação enuncia-se a “Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural”, que se destina a avaliar os efeitos do Plano ao nível das áreas de «importância reconhecida» ao nível, designadamente, do Património Cultural, no que respeita «à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo». São ainda apresentados indicadores que têm por base a extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico, linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas e variação da percentagem de eixos estratégicos relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações, designadamente em:

- *áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial*
- *áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido*

Em síntese, estes FCD constituirão a estrutura e o foco da AA do PDIRD-E 2024, a realizar em fases posteriores, cuja operacionalização se faz com recurso a um conjunto de critérios de avaliação e de indicadores para cada um desses FCD.

### 3. Considerações finais e proposta

3.1. Da leitura do Relatório dos Fatores Críticos para Decisão, verifica-se que do ponto de vista do Património Cultural, são evidentes as referências, nomeadamente no que se refere ao Quadro de Referência Estratégica (QRE).

3.2. Quanto aos FCD verifica-se igualmente que foram considerados os efeitos do Plano sobre o Património Cultural, onde se inclui o Património Arqueológico e o Património Arquitetónico, pois a implementação das ações previstas irá ter um potencial efeito/impacte direto e negativo sobre este recurso, que é finito e não renovável.

3.3. A criação de um Quadro de Governança relativo a este Plano deverá compreender/identificar o Património Cultural, I.P. enquanto entidade com responsabilidades ambientais específicas (ERAE), com participação, designadamente na avaliação ambiental dos projetos a desenvolver/implementar, e/ou no acompanhamento das ações de minimização de impactes decorrentes da implementação dos mesmos (conforme o Decreto-Lei n.º 78/2023, de 4 de setembro e a Portaria n.º 388/2023 de 23 de novembro), bem como as Unidades de Cultura integrantes das quatro Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR), que sucederam, no ano em curso, nas atribuições nas respetivas circunscrições territoriais regionais, das Direções Regionais de Cultura e da DGPC (em Lisboa e Vale do Tejo), - conforme o Decreto-Lei n.º 36/2023, de 26 de maio.

3.4. Convém salientar que deste Plano sairão projetos que não serão sujeitos a qualquer avaliação ambiental, por não se encontrarem abrangidos pelos limiares previstos pelo Regime Jurídico de Avaliação de Impacte Ambiental, Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua última redação.

3.5. Importa, pois, alertar que, nos termos legais, que todos os projetos localizados em servidão administrativa da tutela do Património Cultural, carecem do adequado parecer prévio e vinculativo relativo ao seu licenciamento por parte da competente administração do Património Cultural, conforme a Lei n.º 107/2001, de 8 de setembro, e os acima mencionados diplomas legais: Decreto-Lei n.º 36/2023, de 26 de maio, de conversão das Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional em institutos públicos, e Decreto-Lei n.º 78/2023, de 4 de setembro, de criação do Património Cultural, I. P., e respetiva orgânica.

3.6. Assim, propõe-se, caso seja este o entendimento superior, que se transmita o teor da presente informação à E-REDES através do seguinte endereço de correio eletrónico: [pdird-e2024@e-redes.pt](mailto:pdird-e2024@e-redes.pt)

À consideração superior,

SEDE: PALACETE VILAR DE ALLEN  
RUA ANTÓNIO CARDOSO, 175  
4150-081 PORTO, PORTUGAL

GERAL@PATRIMONIOCULTURAL.GOV.PT  
WWW.PATRIMONIOCULTURAL.GOV.PT

PALÁCIO NACIONAL DA AJUDA  
LARGO DA AJUDA  
1349-021 LISBOA, PORTUGAL

T. +351 226 000 454  
T. +351 213 614 200



**PATRIMÔNIO  
CULTURAL**

João António Marques

Técnico superior, arqueólogo





AUTORIDADE NACIONAL  
DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL

EDP Global Solutions, S.A.

27 MAIO 2024

2024 21 MAI '24

Exmo. Senhor  
Presidente Executivo do Conselho de  
Administração da E-REDES - Distribuição de  
Eletricidade, SA  
Rua D. Luís I, 12  
1249-008 Lisboa

V. REF.

Email/16/2024/DST

V. DATA

N. REF.

OF/3355/DRO/2024

N. DATA

**ASSUNTO**

Relatório de Fatores Críticos para a Decisão da Avaliação Ambiental do Plano de  
Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de  
Eletricidade (PDIRD-E) para o período 2026 – 2030

*Exmo. Senhor Presidente:*

Em resposta ao solicitado através do v/ email em referência, esta Autoridade considera que, apesar da "Avaliação Ambiental do PDIRD-E - Relatório dos Fatores Relevantes para a Avaliação Ambiental" evidenciar estratégias de prevenção face à exposição da RND ao risco, embora apenas na dimensão dos eventos climáticos extremos, a mesma deve incluir outros aspetos que reflitam a aplicação do princípio da prevenção, consagrado na Lei de Bases da Proteção Civil na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

Nesse sentido, tendo presente que a dimensão do risco não se esgota na adaptação às alterações climáticas, apresentam-se os seguintes comentários, os quais refletem outras preocupações que deverão ser consideradas no âmbito do procedimento em questão, em particular na dimensão relativa ao pilar "Resiliência e Ambiente":

- Nos pressupostos orientadores para a elaboração de propostas de intervenção e expansão, sugere-se que seja incluída não apenas a avaliação dos riscos do projeto sobre o ambiente, mas também os riscos do ambiente sobre o projeto, avaliando-se a sua vulnerabilidade e resiliência perante situações de ocorrência de acidentes graves e de catástrofes e os efeitos daí decorrentes. Este processo deve ser articulado com a "Avaliação Nacional de Risco" (documento integrado no Quadro de Referência

Estratégico), a qual, para cada risco, materializa um processo de análise detalhado, incluindo estimativa do grau de gravidade dos danos potenciais e de probabilidade de ocorrência.

- Sugere-se que sejam incorporadas no FCD I "*Modernização da RND*" estratégias que contribuam para a prevenção de riscos, atribuindo ao critério de avaliação "*Adaptação às AC*" um sentido mais lato (por exemplo: "*Prevenção de Riscos e Adaptação às Alterações Climáticas*"), por se considerar que, pese embora no domínio das alterações climáticas serem considerados os fenómenos meteorológicos extremos (como sejam incêndios, secas, inundações), a prevenção de riscos é uma matéria mais abrangente, onde se insere outro tipo de riscos, naturais e tecnológicos, passíveis de afetar ou serem afetados pelos futuros projetos.

Com os melhores cumprimentos,

O Diretor Nacional



Carlos Mendes

**Carlos Mendes**  
Diretor Nacional de  
Prevenção e Gestão de Riscos

EC/

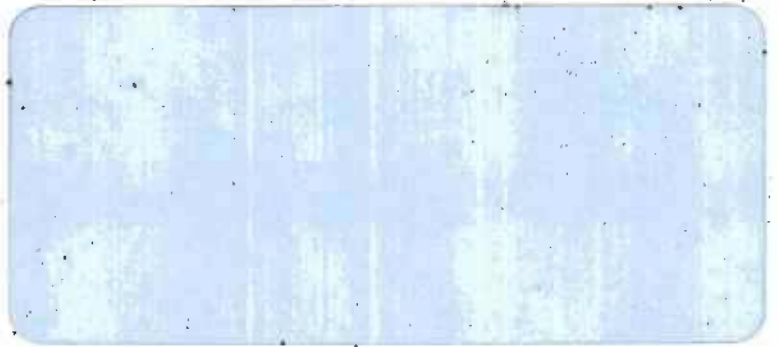


**AUTORIDADE NACIONAL  
DE EMERGÊNCIA E PROTEÇÃO CIVIL**

Avenida do Forte  
2794-112 Carnaxide | Portugal



**TAXA PAG  
PORTUGAL  
CARNAXIDE**



Enviado exclusivamente em formato eletrónico para:  
[pdird-e2024@e-redes.pt](mailto:pdird-e2024@e-redes.pt)

E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A.  
Rua Camilo Castelo Branco, 43  
1050-044 Lisboa

S/ Referência	S/ Comunicação	Antecedente	N/ Referência	Data
Email/21/2024/DST		EDOC/2024/48614	S/24/42115	___.05.2024

Assunto: PDIRD-E2024 | Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)

No âmbito da Consulta Pública do Relatório dos Fatores Críticos para Decisão, Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026-2030, tendo em consideração que o IMT não integra o conjunto das entidades com responsabilidades ambientais específicas (ERAÉ)<sup>1</sup>, mas terá sido considerado como uma entidade relevante no âmbito da consulta em questão, salienta-se que os pareceres a emitir pelo IMT, IP, no âmbito das suas competências, incidem sobre matérias de natureza distinta, designadamente sobre:

- Questões concretas sobre as infraestruturas rodoviárias, e a articulação com o Plano Rodoviário Nacional;
- Questões concretas sobre as infraestruturas ferroviárias;
- Questões estratégicas e estruturantes para a definição da política de mobilidade e transportes, a racionalização da utilização do automóvel individual, a otimização da utilização do transporte coletivo, a utilização de veículos limpos e o incremento do uso quotidiano dos modos suaves no sistema de transportes.

Neste contexto, tendo em conta a área abrangida pelo plano, haverá que ter em atenção as zonas de servidão e as restrições de utilidade pública das infraestruturas de transportes rodo e ferroviárias nacionais, nomeadamente as definidas na Lei n.º 34/2015, de 27 de abril, que aprova o novo Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional e, no que respeita às infraestruturas ferroviárias, as definidas no D.L. n.º 276/2003, de 04 de novembro, bem como as disposições legais no D.L. n.º 568/99, de 23 de dezembro, que aprovou o Regulamento de passagens de nível. Saliente-se que haverá ainda a ter em consideração os documentos

<sup>1</sup> Previsto no regime jurídico da avaliação ambiental de planos e programas aprovado pelo Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio.

disponibilizados, oportunamente, em sede de Consulta Pública<sup>1</sup>, do Plano Ferroviário Nacional. Releva-se, ainda que, no que respeita a infraestruturas de transporte, deverão ser tidas em consideração as infraestruturas existentes, bem como as previstas.

Neste contexto, salienta-se que, a “Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024.”, apresentada na Figura 4<sup>2</sup> do RFCD não permite a identificação de potenciais conflitos do PDIRD-E com infraestruturas de transporte existentes ou previstas, devendo ser tido em conta que, a fase de definição de âmbito e alcance da informação a incluir no Relatório Ambiental é concretizado através da elaboração do Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD<sup>3</sup>), objeto da presente análise, o qual “deverá incluir os temas fundamentais sobre os quais a AAE se deve debruçar para melhor satisfazer objetivos ambientais e um futuro mais sustentável. O mesmo tem por objetivo assegurar a focagem da AAE e perceber o enquadramento, ou seja, o contexto em que esta se realiza.”<sup>4</sup>.

Tendo em conta a informação do RFCD, apresentam-se os seguintes contributos:

- No que respeita ao Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 e pilares de investimento propostos, sugere-se que sejam identificados os documentos de referência internacionais de forma distinta dos documentos de referência Europeus, apresentando-se, adicionalmente, os seguintes documentos de referência:
  - Ao nível do Enquadramento Internacional:
    - A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, adotada pela Organização das Nações Unidas (ONU), em setembro de 2015 (resolução A/RES/70/1), que define um conjunto de 17 objetivos – os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) - e de metas a ser alcançadas, por todos os países, até 2030.
  - Ao nível do Enquadramento Europeu:
    - A Estratégia Europeia de Mobilidade Sustentável e Inteligente<sup>5</sup>
    - Proposta de regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações da União para o desenvolvimento da Rede Transeuropeia de Transportes, que altera o Regulamento (UE) 2021/1153 e o Regulamento (UE) n.º 913/2010 e revoga o Regulamento (UE) n.º 1315/2013 (COM(2021)0812 – C9-0472/2021 – 2021/0420(COD))<sup>6</sup>

---

<sup>1</sup> <https://pfn.gov.pt/consulta-publica-do-plano-ferroviario-nacional/>

<sup>2</sup> Fonte: E-REDES, SA, sem escala

<sup>3</sup> Também denominado Relatório de Definição de Âmbito (RDA)

<sup>4</sup> Fases do procedimento de AAE / APA - <https://apambiente.pt/avaliacao-e-gestao-ambiental/fases-do-procedimento-de-aae>

<sup>5</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0789&from=EN>

<sup>6</sup> [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0317\\_PT.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0317_PT.html)

- Novo Quadro Europeu para a Mobilidade Urbana<sup>1</sup>
- Ao nível Nacional:
  - Plano Rodoviário Nacional (PRN 2000)<sup>2</sup>
  - Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional (EERRN)<sup>3</sup>
  - Plano Ferroviário Nacional (PFN), instrumento que irá definir a rede ferroviária que assegura as comunicações de interesse nacional e internacional em Portugal, conferindo estabilidade ao planeamento da rede ferroviária para um horizonte de médio e longo prazo, o qual esteve em fase de consulta em 2023<sup>4</sup>
  - Estratégia Nacional de Hidrogénio<sup>5</sup>
  - Estratégia Nacional para a Mobilidade Ativa (Ciclável e Pedonal)
  - Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 (RNA2100)<sup>6</sup>
- No que respeita aos objetivos estratégicos que nortearam a definição dos investimentos e das intervenções na rede, sugerem-se as alterações dos OE2 e OE3, respetivamente, abaixo sublinhadas e assinaladas a negrito, as quais seriam refletidas, *mutatis mutandis* nas respetivas Questões Estratégicas:

*OE2. Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, **como as diferentes fontes de energia renovável**, a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia;*

*OE3. Assegurar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de **incremento da eficiência energética** mas de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas,*

nomeadamente tendo em conta que “os investimentos e intervenções propostos estão a ser delineados numa lógica de eficiência”, contribuindo também para que “assegurem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, (...), o incremento da eficiência energética (...).”
- No que respeita aos Fatores Críticos de Decisão, considerando que constituirão a estrutura e o foco da AA do PDIRD-E 2024, considera-se que deverão assegurar a coerência do Plano com o disposto

<sup>1</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0811&from=EN>

<sup>2</sup> Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 222/98, de 17 de julho, retificado e alterado pela Declaração de Retificação n.º 19-D/98, de 31 de outubro e pela Lei n.º 98/99, de 26 de julho (1ª alteração) e pelo Decreto-Lei n.º 182/2003, de 16 de agosto (2ª alteração).

<sup>3</sup> Aprovado pela Lei n.º 34/2015, de 27 de abril

<sup>4</sup> <https://pfn.gov.pt/consulta-publica-do-plano-ferroviario-nacional/>

<sup>5</sup> Aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14/08/2020 e da qual faz parte integrante

<sup>6</sup> <https://apambiente.pt/clima/roteiro-nacional-para-adaptacao-2100>

no Regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos (AFIR)<sup>1</sup>, nomeadamente tendo em conta as suas principais metas de implantação para 2025 e 2030, bem como com a proposta de regulamento do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações da União para o desenvolvimento da rede transeuropeia de transportes, que altera o Regulamento (UE) 2021/1153 e o Regulamento (UE) n.º 913/2010 e revoga o Regulamento (UE) n.º 1315/2013 (COM(2021)0812 – C9-0472/2021 – 2021/0420(COD)).

Com os melhores cumprimentos,

Rui Velasco Martins  
Diretor de Serviços de  
Estudos, Avaliação e Prospetiva

*DSGCC/PPP| DSEAP/MT*

---

<sup>1</sup> O Regulamento da Infraestrutura de Combustíveis Alternativos (AFIR), incluído no Pacote Objetivo 55, é uma iniciativa da União Europeia destinada a acelerar a adoção de veículos de zero emissões e a promover o desenvolvimento de uma infraestrutura de carregamento acessível e eficiente em toda a EU - COM(2021) 559 final - [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb134db-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0007.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb134db-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0007.02/DOC_1&format=PDF)

E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A.  
Direção de Sustentabilidade  
Rua Camilo Castelo Branco, 43  
1050-044 - LISBOA

S/ referência	Data	N/ referência	Data
Email/1/2024/DST	23-04-2024	<b>S033722-202405-DAIA.DAP</b> <b>DAIA.DAPP.00073.2024</b>	07/06/2024

Assunto: Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade 2026-2030 (PDIRD-E 2024)  
Parecer sobre o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão

No âmbito da elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade, para o ciclo de planeamento 2026–2030 (PDIRD-E 2024) e da respetiva Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), a E-Redes solicitou a esta Agência pronúncia relativa ao âmbito da avaliação ambiental e ao alcance e nível de pormenorização da informação a incluir no relatório ambiental, ao abrigo do previsto no artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, na sua atual redação. Para tal, disponibilizou o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), datado de abril de 2024.

Desta forma, tendo presentes as responsabilidades ambientais específicas desta Agência e a natureza do Plano em apreciação, emite-se o parecer em anexo sobre o âmbito da avaliação ambiental e o alcance da informação a incluir no Relatório Ambiental (RA).

Considera-se que, a serem atendidas as sugestões e recomendações mencionadas no referido parecer, encontram-se reunidas as condições que sustentam a definição do âmbito desta AAE.

Relembra-se que a ponderação dos contributos das ERAE relativamente ao RFCD deve constar no RA a desenvolver, em tabela própria, com justificação dos contributos eventualmente não considerados.

A APA seguirá com interesse o modo como o Relatório Ambiental irá integrar as orientações dadas e permanece disponível para qualquer esclarecimento tido por conveniente.

Com os melhores cumprimentos,

A Vogal do Conselho Diretivo da APA,



Ana Cristina Carrola

(No uso de competências delegadas pela Deliberação n.º 260/2024, publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 40, de 26 de fevereiro de 2024)

Anexos: o parecer referido

MCB

(Solicita-se que na resposta seja indicada a referência deste documento)





## **Avaliação Ambiental Estratégica do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade, para o ciclo de planeamento 2026–2030 (PDIRD-E 2024)**

– PARECER SOBRE O RELATÓRIO DE FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO –

### **I. ENQUADRAMENTO**

No âmbito do procedimento de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade, para o ciclo de planeamento 2026–2030 (PDIRD-E 2024), e ao abrigo do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho (na sua redação atual), foi solicitado à Agência Portuguesa do Ambiente (APA, I.P.), na sua qualidade de Entidade com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE), parecer sobre o âmbito da avaliação ambiental e o alcance da informação a incluir no Relatório Ambiental (RA). Neste contexto, foi disponibilizado o Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), de abril de 2024.

À APA, I.P., para além da pronúncia enquanto ERAE, cabe também a responsabilidade de emitir parecer como entidade representativa de interesse a ponderar (ERIP), no âmbito do fator Recursos Hídricos, tendo em conta as suas competências no âmbito do planeamento e gestão dos recursos hídricos e do domínio hídrico.

O PDIRD-E 2024, em conjunto com a caracterização da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT).

Este Plano pretende definir as estratégias de evolução da RND de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), com um horizonte de cinco anos, constituindo um programa setorial, à luz do RJGT (regime jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio), na medida em que concretiza políticas nacionais, com incidência na organização do território, que vinculam as entidades públicas em matéria de energia.

A E-REDES, Distribuição de Eletricidade, S.A. é a entidade concessionária da RND e, neste âmbito o Operador da Rede de Distribuição (ORD) que, entre outras funções, é responsável por elaborar e apresentar nos anos pares a proposta do PDIRD-E, de acordo com a versão atual do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

A proposta de Plano para o próximo quinquénio – PDIRD-E 2024 – é o primeiro exercício de planeamento elaborado após a aprovação do novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que o vem adaptar às necessidades e desafios colocados pelos diversos instrumentos estratégicos que norteiam a política energética nacional nos próximos anos, determinando o máximo aproveitamento dos recursos renováveis endógenos e a maximização do potencial de capacidade de receção de energia proveniente de fontes de energias renováveis pela Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Este novo quadro legal assume uma mudança de paradigma do SEN, salientando a necessidade de se evoluir para um modelo descentralizado de produção de energia, que conjugue a produção centralizada com a produção local e as soluções de autoconsumo, e para um modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível.

As propostas de intervenção na RND estão inseridas num quadro de profunda transformação do SEN, marcado pelo desígnio do combate às alterações climáticas, pela descarbonização da economia, pela maximização da incorporação de Fontes De Energia Renovável (FER) e pela urgência de cumprir as metas estabelecidas, sem comprometer os valores sociais, territoriais e ambientais.

O PDIRD-E 2024 tem por objetivo garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede, bem como assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço. Para a concretização destes objetivos são previstos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).

As intervenções previstas visam resolver alguns passivos ambientais, por exemplo, os associados à excessiva proximidade de edificações, com a adoção de soluções de alteração do traçado ou, quando justificável, de enterramento de linhas. Tal, tem por objetivo dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade e de acolhimento de FER, assegurando uma utilização racional e parcimoniosa do território enquanto recurso finito.

Este Plano encontra-se alinhado com os objetivos de política climática e energética da Lei de Bases do Clima, do Plano Nacional de Energia e Clima 2030, do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 e nos demais instrumentos legais enquadrados na política de descarbonização da economia nacional e com as recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre anteriores versões do Plano.

O Plano prevê um conjunto de futuras linhas e subestações da RND que permitirão um aumento da capacidade de receção de energia na rede. As intervenções previstas no Plano pretendem incrementar a capacidade de receção de energia proveniente de FER, de modo a satisfazer as necessidades de aumento de novos consumos, reduzindo perdas técnicas na rede e garantindo segurança de abastecimento, aumento da resiliência das infraestruturas da rede, melhoria do desempenho ambiental, fomento da automação e da segurança ciberfísica da RND. Como princípios para elaboração do PDIRD-E 2024 foram estabelecidos:

- A maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte;
- A criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte da energia com origem em FER, desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
- A criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do SEN.

Não sendo detalhadas linhas novas a beneficiar/substituir, o RFCD apresenta uma figura que assinala ao longo do país o tipo de intervenção previsto.

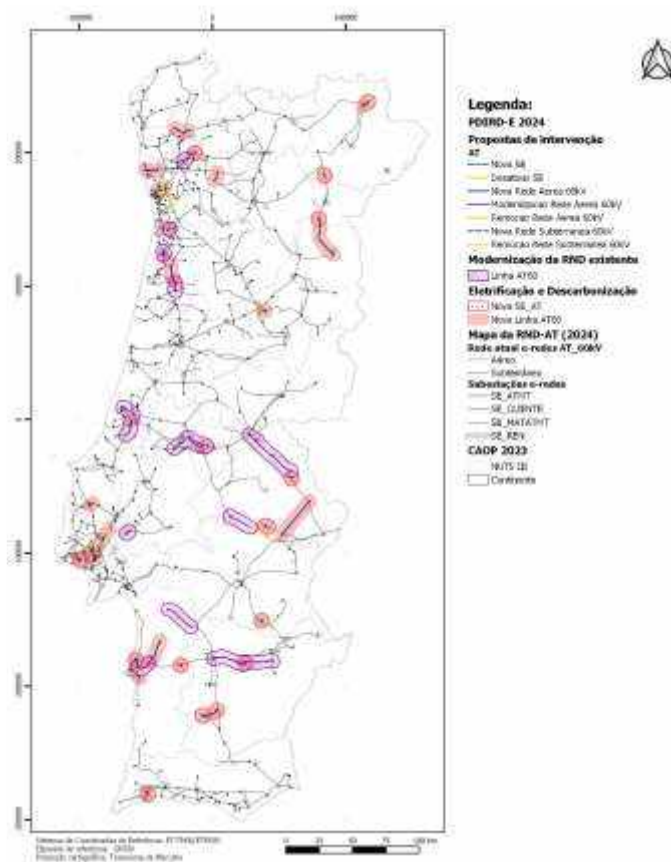


Figura 1 - Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024.

[Fonte: RFCD do PDIRD-E 2024]

Desta forma, tendo presentes as responsabilidades ambientais específicas da APA, I.P. e a natureza do Plano em apreciação, emite-se o seguinte parecer sobre o RFCD.

## II. APRECIÇÃO DO RELATÓRIO DE FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO

### II.1. ASPETOS GERAIS

Sendo referido no RFCD, bem como de acordo com a informação disponível nesta Agência, a realização de avaliações ambientais sobre as anteriores edições do PDIRD-E, seria pertinente a inclusão da descrição destes antecedentes.

Consequentemente, deveriam também ser apresentados os aspetos relevantes identificados no âmbito da elaboração dos respetivos Relatórios de Avaliação e Controlo (RAC), descrevendo o modo como foram considerados na AAE do presente Plano.

Constata-se a existência de hiperligações que estão 'vazias', referindo-se, a título de exemplo o constante da pág. 31: '*Assim, este FCD estrutura-se em quatro critérios de avaliação que traduzem estas realidades, consideradas críticas para AA do Plano (Error! Reference source not found.)*'. deste modo, este aspeto carece de correção.

## II.2. APRECIÇÃO ESPECÍFICA

Analisado o RFCD apresentado, verifica-se que o mesmo se encontra bem identificado, com contextualização adequada relativamente ao Plano em causa e à fase do procedimento de AAE em que se encontra, apresentando a equipa técnica responsável pela sua elaboração. No entanto, sugere-se que o grafismo utilizado na capa do Relatório evidencie que o mesmo se refere ao PDIRD-E 2024.

Na generalidade, a estrutura do Relatório encontra-se alinhada com as exigências legais e com as boas práticas existentes em matéria de avaliação ambiental, cumprindo assim o objetivo desta fase inicial do procedimento de AAE.

São apresentadas as Questões Estratégicas (QE) do PDIRD-E 2024, que estão fundamentadas nos próprios objetivos de elaboração do Plano, as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), o Quadro de Referência Estratégico (QRE) e, decorrentes do cruzamento destes fatores, os Fatores Críticos para a Decisão (FCD), acompanhados dos respetivos critérios de avaliação e indicadores, que estabelecem o âmbito da avaliação e o nível de pormenor da informação a considerar na avaliação ambiental.

Contudo, identificaram-se alguns aspetos que podem ser corrigidos, completados ou melhorados na fase subsequente da AAE, conforme abaixo indicado.

O **Objetivo** da avaliação ambiental encontra-se explícito no documento em análise, bem como a **Metodologia** adotada.

No que concerne ao **Objetivo** exposto no RFCD, salienta-se a necessidade de serem claramente identificados e expressos os objetivos da AAE deste Plano, porquanto afigura-se não haver a devida diferenciação entre os objetivos do Plano e os objetivos da respetiva AAE: o procedimento de AAE não tem por objetivo discutir os objetivos do Plano, mas sim identificar e analisar os impactos do mesmo no ambiente.

Relativamente à **Metodologia** adotada, constata-se que a descrição das várias fases da metodologia de AAE está algo sumária, pelo que se sugere que a mesma seja completada e que inclua ainda uma breve descrição da fase de seguimento (a qual, aliás, integra a 'Figura 2-Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024').

Por outro lado, sugere-se que na 'Figura 1-Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024', designadamente no bloco 'Acompanhar' seja feita referência à monitorização do estado de implementação da AAE do Plano, em vez da monitorização do estado de implementação do Plano.

Adicionalmente, a Figura 2, representando a globalidade da metodologia, deverá demonstrar a interligação entre a AAE e o processo de desenvolvimento do Plano, que devem decorrer em simultâneo, revertendo as respetivas conclusões das várias fases da AAE para a elaboração do Plano.

O objetivo principal do procedimento de avaliação ambiental é a integração das preocupações ambientais e de sustentabilidade no processo de elaboração do Plano, numa perspetiva integrada e contínua, desde a fase inicial, com vista à promoção do desenvolvimento sustentável do território. Neste sentido, deverão sempre ser equacionadas, avaliadas e selecionadas as alternativas que contribuam positivamente para a sustentabilidade.

Do procedimento de avaliação ambiental pretende-se que resultem soluções inovadoras, mais eficazes e sustentáveis, bem como medidas de controlo que permitam evitar, reduzir ou mesmo eliminar os efeitos negativos que possam resultar da implementação dos instrumentos de gestão territorial.

Refere-se ainda a necessidade de a Figura 2 ser completada com a referência os Relatórios de Avaliação e Controlo (RAC) a elaborar na fase de seguimento, à semelhança dos outros documentos que resultam das outras fases da AAE que integram esta figura.

Por outro lado, para além dos Guias mencionados no RFCD, sugere-se que nas restantes fases do procedimento de AAE sejam tidos em consideração os seguintes documentos de orientação:

- 'Nota Técnica - Declaração Ambiental em sede dos procedimentos de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) de Planos e Programas', da APA; datada de abril 2020;
- 'Nota Técnica - A Fase de seguimento em sede dos procedimentos de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) de Planos e Programas', da APA; datada de abril 2020.

Sendo identificado o **Objeto de avaliação**, o Relatório refere que a produção de energia será principalmente de fontes renováveis, não as especificando, pelo que a mesma poderá ser fotovoltaica, eólica, cogeração, geotérmica, etc. Por sua vez, também não são indicados os locais de produção, pelo que a mesma poderá ocorrer em terra, em planos de água (como albufeiras), no mar, etc.

Por outro lado, verifica-se a menção a terem sido construídas alternativas de investimento que permitiram definir um cenário de investimento para elaboração do PDIRD-E 2024, sem que essas alternativas sejam apresentadas e descritas, ainda que de uma forma sumária.

Tal como acima referido, o objetivo principal do procedimento de avaliação ambiental a integração das preocupações ambientais e de sustentabilidade no processo de elaboração do Plano, numa perspetiva integrada e contínua, desde a fase inicial, com vista à promoção do desenvolvimento sustentável do território. Neste sentido, deverão sempre ser equacionadas, avaliadas e selecionadas as alternativas que contribuam positivamente para a sustentabilidade.

Deste modo, tendo subjacente a necessidade de acautelar estes princípios, deverá proceder-se à inclusão de uma melhor caracterização.

É também pertinente que a caracterização sobre o desenvolvimento do Plano mencione as interações que o mesmo terá com os recursos hídricos. Apesar de não existir a referida caracterização (ainda que sumária, mas de modo a perceber-se o Plano), admitem-se possíveis interações com a distribuição de eletricidade.

A interação entre o transporte da eletricidade e os recursos hídricos (superficiais e/ou subterrâneos) prende-se fundamentalmente com a localização dos apoios das linhas aéreas e com a eventual execução de linhas enterradas, assim como com a eventual desativação de algumas infraestruturas.

Verifica-se que não foi apresentado um **Quadro Problema**, que se considera ser um elemento de análise importante para a AAE, designadamente para a presente fase. Este deve corresponder a um diagnóstico rápido e estratégico com a identificação das principais debilidades, e das potencialidades que se colocam a um desenvolvimento sustentável, designadamente os principais valores e condicionantes, bem como os fatores de mudança que determinam a evolução do mesmo.

Os principais problemas identificados no quadro problema deveriam merecer especial atenção na avaliação ambiental a desenvolver e deviam conduzir à identificação de medidas específicas destinadas a prevenir, reduzir e tanto quanto possível eliminar quaisquer efeitos adversos significativos no ambiente, resultantes do presente Plano.

Sendo apresentadas as **Questões Estratégicas** (QE), são identificados os objetivos estratégicos (OE) que nortearam a definição dos investimentos e das intervenções na RND, designadamente:



- OE1. Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica;
- OE2. Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia;
- OE3. Assegurar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas;
- OE4. Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento incomportáveis em períodos futuros;
- OE5. Assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

Considera-se relevante salientar que os investimentos e intervenções propostos, de acordo com o RFCD, estão a ser delineados numa lógica de eficiência, contribuindo também para que, *“asseguem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento”*.

Para concretizar estes objetivos são propostos investimentos diversificados e com diferentes níveis de expressão territorial, que pretendem contribuir para satisfazer as metas definidas para o setor, estando organizados em cinco Pilares de Investimento:

- Modernização - renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- Resiliência e Ambiente - melhoria da qualidade de serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- Eletrificação e Descarbonização - criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- Transformação Digital - com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica;
- Suporte à atividade - destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.

De acordo com o RFCD, como ponto de partida, a E-REDES realizou estudos preliminares atendendo às necessidades da rede e tendências do setor, construindo alternativas de investimento que permitiram definir um cenário de investimento para elaboração do PDIRD-E 2024. As alternativas avaliadas tiveram em consideração o alcance das metas associadas ao PNEC 2030, à Lei do Clima e ao RNC2050, no que respeita à integração de FER e ao potencial de descarbonização da economia.

As QE identificadas na presente avaliação são aspetos decorrentes sobretudo dos objetivos definidos para o PDIRD-E 2024, numa perspetiva de longo prazo, podendo sintetizar-se nos seguintes desafios:

- QE1. Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo

- QE2. Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia
- QE3. Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança
- QE4. Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento
- QE5. Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação
- QE6. Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND
- QE7. Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial
- QE8. Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores

O RFCD apresenta no Quadro 2 a articulação entre as QE subjacentes ao Plano e os OE que norteiam os investimentos e intervenções propostos. Constata-se que existe articulação entre a maioria das QE e que o OE1 que está relacionado com o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia. Por outro lado, verifica-se uma articulação forte entre o OE5, objetivo dedicado à preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND, na generalidade dos OE, o que se considera relevante no âmbito das alterações climáticas.

Recomenda-se que seja estabelecida a relação entre a QE5 e o OE5 [interação que se considera forte (●●)], dada a preocupação com o potencial impacto negativo das faixas de gestão de combustível na proximidade de cursos de água, quando é afetada a galeria ripícola existente ou comprometido o restauro da mesma.

Por outro lado, considera-se que o QE1 devia ser relacionado com o pilar de investimento 'P2.-Resiliência e Ambiente'.

As **Questões Ambientais e de Sustentabilidade** (QAS) desta AAE decorrem dos Fatores Ambientais (FA) definidos na legislação em vigor, designadamente no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho:

- QAS1. Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território
- QAS2. Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede;
- QAS3. Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte
- QAS4. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes
- QAS5. Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes

- QAS6. Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede
- QAS7. Melhorar o desempenho ambiental da RND
- QAS8. Melhorar o desempenho social e territorial da RND
- QAS9. Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços

As QAS contribuem para a identificação de problemas e de potencialidades associadas ao PDIRD-E 2024, em avaliação, assim como para a identificação das oportunidades de desenvolvimento e posterior identificação dos FCD.

Verifica-se que o Relatório representa, no Quadro 4, a relação dos Fatores Climáticos (FC) com as QAS, no contexto da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024, sendo de destacar a articulação entre os FC e as QAS2, QAS4, QAS5 e QAS6.

Por sua vez, considera-se que deverá ser considerada a interação do Fator “Água” com a QAS1, a QAS2 a QAS5, a QAS8 e a QAS9. Este recurso, para além de ter de ser preservado, tem de condicionar as intervenções a realizar ao nível: da beneficiação das linhas existentes, das novas linhas; e das subestações. A travessia de rios e albufeiras e a existência de áreas com risco de inundação tem de condicionar, quer a localização das infraestruturas (postes e subestações), quer as próprias soluções técnicas (aéreas, subterrâneas, associadas ou não a outras infraestruturas como pontes) de modo a tornar o sistema mais resiliente e ao mesmo tempo, mais “amigo” do ambiente (OE5).

O **Quadro de Referência Estratégico** (QRE) reúne vários documentos de natureza estratégica e programática que se consideraram relevantes em matéria de ambiente e de sustentabilidade, por traduzirem macropolíticas abrangentes e estabelecerem metas e orientações políticas relevantes para a avaliação em causa, nos quais o SEN e, neste caso, a E-REDES enquanto ORD, se tem de posicionar.

Assim, o QRE identifica os documentos internacionais e nacionais que, pela sua importância para o país e/ou para um determinado domínio, têm enquadramento no âmbito do PDIRD-E 2024, e, por isso, um papel fundamental na conceção e análise estratégica do mesmo.

No entanto, considera-se que os instrumentos considerados no QRE são excessivos (mais de 80): as boas práticas em matéria de AAE recomendam que não se exceda os 30 documentos, pelo que se recomenda um esforço de síntese, tendo em vista manter o foco estratégico da avaliação ambiental.

Por outro lado, salienta-se a pertinência de ser feita referência aos diplomas legais que publicam ou aprovam todos os instrumentos listados no QRE, no sentido de garantir a utilização da última versão de todos os documentos. Acresce que a maioria dos documentos de referência internacionais já têm transposição para o direito nacional, pelo que devem ser esses os documentos a considerar. O Relatório deve ainda apresentar os objetivos e metas dos instrumentos considerados no QRE, podendo essa informação ser apresentada como anexo.

É ainda de referir que, usualmente, o QRE não inclui a identificação das convenções e da legislação pertinente, pelo que as mesmas, não devendo deixar de ser consideradas no processo de planeamento e respetiva AAE, com algumas exceções, não necessitam de estar incluídas no QRE.

Atento ao assunto em avaliação no âmbito desta AAE, a análise das opções estratégicas para o PDIRD-E 2024 deve articular-se com as Estratégias e/ou Planos Municipais de Adaptação às Alterações Climáticas, Planos Intermunicipais (e Metropolitanos) de Adaptação às Alterações Climáticas, e Planos Regionais ou Municipais de Ação Climática disponíveis,



ponderando a forma como o Plano a desenvolver atenua ou intensifica os efeitos das alterações climáticas sobre os territórios abrangidos.

Dá-se ainda nota que, o desenvolvimento das opções estratégicas deverá acompanhar as linhas de ação dos planos e programas de âmbito nacional, como é o caso do RNC2050 e do PNEC 2030, na vertente de mitigação, e da ENAAC, P-3AC e RNA 2100, na vertente de adaptação, acompanhando a sua evolução durante o respetivo período de vigência.

Verifica-se que o QRE não considera vários documentos relevantes em matéria de planeamento no âmbito da componente dos Recursos Hídricos, aspeto que deve ser colmatado.

Sendo mencionados os Planos de Gestão das Regiões Hidrográficas (PGRH) que, relativamente ao 3º ciclo de planeamento (2022/2027), se encontram aprovados através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 62/2024, de 3 de abril, salienta-se que a informação neste âmbito poderá ser obtida através da hiperligação <https://apambiente.pt/agua/3o-ciclo-de-planeamento-2022-2027>.

Por sua vez, os Planos de Gestão dos Riscos de Inundações (PGRI) do 2º ciclo, foram recentemente aprovados (através da RCM n.º 63/2024, de 22 de abril), pelo que se alerta para a necessidade de ser atualizada a hiperligação para acesso à versão atualmente em vigor.

Sugere-se que adicionalmente sejam considerados neste exercício de AAE os seguintes instrumentos:

- Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 (RNA2100)  
Roteiro de Adaptação às Alterações Climáticas - Avaliação da vulnerabilidade do território português às alterações climáticas no século XXI (RNA 2100), que pretende definir narrativas de evolução das vulnerabilidades e impactes das alterações climáticas, bem como a avaliação de necessidades de investimento para a adaptação e custos socioeconómicos de inação
- Plano de afetação para a exploração de energias renováveis oceânicas (PAER)/Plano de Afetação para Energias Renováveis Offshore
- Programas e Planos Especiais de Ordenamento do território, nomeadamente os planos de ordenamento da orla costeira e os planos de ordenamento das albufeiras aplicáveis sobre este procedimento, sempre que relevantes para a as áreas a intervencionar
- Plano Nacional da Água (PNA)
- Planos/Programas da Orla Costeira (planos setoriais), visto algumas das propostas se desenvolveram na faixa litoral, nomeadamente na Costa Alentejana, onde se prevê a instalação de novas subestações. Neste enquadramento, considera-se que estes Instrumentos de gestão territorial deverão igualmente ser identificados no ANEXO II – Fontes de Informação propostas, na componente de Recursos Hídricos (pág. 41)

O Relatório apresenta o **Quadro de Avaliação**, identificando os seguintes Fatores Críticos para a Decisão (FCD), para os quais apresenta a respetiva justificação:

- FCD1 - Modernização da RND
- FCD2 - Descarbonização da RND
- FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais

Verificando-se que os FCD foram definidos para irem ao encontro dos investimentos previstos no âmbito da concretização do PDIRD-E 2024, para modernização e expansão da

RND, manifesta-se a necessidade de se proceder à revisão dos FCD considerados, porquanto os mesmos, estabelecendo o Quadro de avaliação, devem ter por objetivo a definição do alcance da avaliação ambiental do Plano e não do Plano em si, por forma a possibilitar a necessária estruturação da avaliação ambiental estratégica a realizar.

No âmbito da revisão dos FCD considerados, e em consonância com o "Guia das Melhores Práticas para a Avaliação Ambiental", recomenda-se ainda que os critérios de avaliação sejam limitados a dois e que os indicadores sejam limitados a dois ou três por critério de avaliação, de modo que seja possível manter o foco estratégico, pelo que se sugere um esforço de síntese antes de avançar para a próxima fase desta avaliação ambiental.

Neste âmbito há ainda a considerar os indicadores definidos para o 'FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais', que incluem subdivisões correspondentes a vários sub-indicadores, dentro de cada um dos indicadores definidos.

Por outro lado, realça-se que todos indicadores devem ser bem definidos, possibilitando a sua mensuração e real monitorização, com definição de unidades de medida e fontes de informação para todos os indicadores, aspeto que deve ser completado na fase seguinte deste procedimento de AAE.

Assim, sugere-se a revisão do quadro de avaliação antes de avançar para a próxima fase do procedimento de AAE.

Não obstante, expõem-se abaixo os aspetos identificados como resultado da análise do quadro de avaliação proposto no RFCD.

Como aspeto geral, verifica-se que os critérios de avaliação e os indicadores preconizados não contemplam a componente Recursos Hídricos (superficiais e/ou subterrâneos), o que constitui uma lacuna a colmatar.

Relativamente ao 'FCD1-Modernização da RND', nomeadamente em relação aos seguintes indicadores, previstos no âmbito do critério 'Adaptação às Alterações Climáticas,'

- *Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da Rede nacional de distribuição em zonas de risco climático extremo*
- *Área e/ou extensão e percentagem de eixo estratégico (subestação - SE e LAT) que atravessa áreas expostas às alterações climáticas (ha ou km e %)*

refere-se que os mesmos não são passíveis de determinação, uma vez que existem diversos tipos de riscos naturais dependentes de ações climáticas, não sendo, portanto, possível identificar e, depois, quantificar a travessia de zonas de risco climático extremo e de áreas expostas a alterações climáticas. Estes indicadores carecem assim de revisão, devendo a avaliação ambiental subsequente identificar os riscos (ex: sísmico, incêndios, ciclones, deslizamentos, áreas sujeitas a cheias, inundações por risco de rotura de uma ou mais barragens, ...) e o que se entende por áreas expostas a alterações climáticas, que podem condicionar o Plano.

Por outro lado, julga-se que a influência das Alterações Climáticas (AC) deve ser também considerada, não só no que respeita a risco de incêndios, mas também quanto aos recursos hídricos, mais concretamente quanto a potenciais riscos de cheias, bem como no que se refere à conservação das linhas de água. Adicionalmente, considera-se que no âmbito do indicador '*Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC (incêndio)*' deverá ser também contemplado o risco de erosão hídrica do solo, para além do risco de incêndio.

No que concerne ao 'FCD3-Gestão dos Valores Territoriais', considera-se que deviam também constar preocupações relativas à minimização da afetação do recurso água, bem escasso, utilizado por diferentes utilizadores e para diferentes usos, entre os quais, a produção de energia renovável. Não se pode esquecer que muitas são as redes necessárias

para o transporte de energia hídrica, pelo que neste FCD o fator ambiental água também devia ter sido considerado em termos de minimização das interferências, como, por exemplo, albufeiras e rios.

Constata-se, neste âmbito, que não existem referências às interferências com o Domínio Hídrico, quer esteja ou não incluído em Reserva Ecológica Nacional (REN). Julga-se que tal referência deve ser tida em conta e refletida em indicadores que associem a potencial interferência da RND com a qualidade das massas de água e com o estado das galerias ripícolas com que possa haver interação.

Por outro lado, verifica-se que o critério '*Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas*', destina-se a "(...) avaliar os efeitos da implementação do Plano ao nível da biodiversidade e áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo."

Neste âmbito, considera-se também necessária que seja efetuada a avaliação referente à interferência com os valores territoriais associados à água e à biodiversidade, presentes em especial nos cursos de água com especial interesse ecológico, dos quais se destaca, desde logo, os que integram a REN.

Recomenda-se, neste contexto, a alteração da designação deste critério para '*Interferência com a Biodiversidade, Recursos Hídricos e Rede Fundamental de Conservação da Natureza*', de forma a considerar os recursos hídricos e outras áreas relevantes para a conservação da natureza e biodiversidade.

Deverá assim ser identificado o potencial de afetação dos recursos hídricos, propondo-se a adoção de indicadores que permitam avaliar o estado das massas de água de superfície e subterrâneas nas áreas próximas e ocupadas pelas infraestruturas do Plano.

Consequentemente, propõe-se a inclusão do seguinte indicador, de forma a abranger a avaliação do estado ecológico e químico de todas as massas de água superficiais (naturais e modificadas) e do estado quantitativo e químico das massas de água subterrâneas afetadas pelas infraestruturas do Plano:

- *Estado/potencial das massas de água superficiais e subterrâneas (classificação do estado das massas de água)*

A referência à Rede Fundamental de Conservação da Natureza vai permitir também incluir as "áreas de continuidade" como a REN e o Domínio Público Hídrico (DPH), para além das áreas nucleares de conservação da natureza e da biodiversidade integradas no Sistema Nacional de Áreas Classificadas. Neste sentido, propõe-se a adoção dos seguintes indicadores:

- *Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da RND em REN, por tipologia de REN.*

Atentas as necessárias intervenções nas faixas de gestão de combustível, importa salientar a potencial interferência das redes a construir com as tipologias cursos de água e respetivos leitos e margens, bem como com as tipologias albufeiras, lagoas e lagos e respetivos leitos, margens e faixas de proteção. Também a tipologia '*Zonas ameaçadas pelas cheias*' da REN é importante no que respeita à prevenção e/ou redução da exposição a risco.

- *Interferência das faixas de gestão de combustível das infraestruturas com o DPH (n.º, extensão e área).*

Por outro lado, considera-se ainda pertinente a identificação da contribuição do Plano para a manutenção e reforço da Estrutura Ecológica Regional/Municipal, visando garantir a

continuidade dos processos ecológicos, nomeadamente dos processos associados ao ciclo hidrológico, recomendando-se assim a inclusão do seguinte indicador:

- *Interferência das faixas de gestão de combustível das infraestruturas com a Estrutura Ecológica (n.º, extensão e área).*

O RFCD indica que o critério '*Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natura*' pretende "*avaliar os efeitos da implementação do Plano ao nível das áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo*". Considera-se de evidenciar que a designação do critério é mais abrangente do que a sua definição, porquanto o património natural não se resume a paisagem.

Relativamente ao critério '*Inserção Territorial*', considera-se que os indicadores preconizados deviam também incluir as albufeiras e as travessias de rios, tanto mais que segundo o RFCD o Plano não "*procederá à identificação de traçados para as futuras extensões de rede, mas procurar-se-á evidenciar os principais obstáculos à sua concretização*."

Por outro lado, verifica-se que no âmbito deste critério é proposto o indicador '*Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico: (...) em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas*'. Considera-se que este indicador deveria ser separado das restantes '*áreas legalmente condicionadas*' (ou ser criado um novo indicador), uma vez que estas áreas implicam restrições de ordenamento do território diferenciadas, incluindo-se aqui, por exemplo, as áreas objeto de Plano de Ordenamento de Albufeiras.

Consta-se que o Relatório não contempla nenhum FCD relacionado com o regime jurídico de prevenção de acidentes graves (RPAG), estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto.

De acordo com o disposto no artigo 7.º do RPAG, as questões de segurança devem estar devidamente acauteladas no ordenamento do território e, conseqüentemente, vertidas nos instrumentos de gestão territorial. Deste modo, devem ser mantidas as distâncias de segurança adequadas entre os estabelecimentos onde estão presentes substâncias perigosas e as zonas residenciais, os locais de utilização pública, as vias de comunicação e as zonas ambientalmente sensíveis, com o objetivo de limitar eventuais conseqüências de acidentes graves. As distâncias de segurança são traduzidas em duas zonas de perigosidade da seguinte forma:

- Primeira zona de perigosidade - a zona no exterior do estabelecimento onde, em caso de acidente grave, possam ocorrer efeitos letais na saúde humana;
- Segunda zona de perigosidade - a zona no exterior do estabelecimento onde, em caso de acidente grave, possam ocorrer efeitos irreversíveis na saúde humana.

Assim, com o devido enquadramento no referido RPAG, salienta-se a necessidade de inclusão do FCD '*Riscos ambientais e tecnológicos*', com o critério de avaliação '*Acidentes industriais*' e com o objetivo de sustentabilidade associado '*Prevenir a ocorrência de riscos tecnológicos e minimizar as suas conseqüências*'. Propõe-se ainda que sejam considerados os seguintes indicadores:

- N.º de estabelecimentos enquadrados no Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, localizados nos corredores de linhas e nas subestações previstas no PDIRD-E 2024;

- Corredores de linhas e subestações previstas no PDIRD-E 2024 localizadas nas zonas de perigosidade dos estabelecimentos abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto.

No que concerne especificamente aos aspetos relacionados com a mitigação das alterações climáticas, importa referir que a neutralidade climática em 2050 assenta na promoção da descarbonização da economia e da transição energética, de modo a assegurar uma trajetória sustentável de redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) nos mais diversos setores de atividade, atentando não só à vertente emissora de carbono, mas também à de sumidouro. Isto é, a mitigação das alterações climáticas concretiza-se não só pela componente de redução de emissões de GEE, mas também, pela gestão e promoção da capacidade de armazenamento e sumidouro de carbono nos mais diversos tipos de ecossistemas, revestindo-se de elevada importância para a vertente de mitigação das alterações climáticas.

Assim, considera-se que:

- O 'FCD1-Modernização da RND' incorpora aspetos relacionados com a vertente de mitigação das alterações climáticas, destacando-se: o critério '*Eficiência da RND*', que pretende avaliar a eficiência dos investimentos propostos para a RND, através de indicadores que retratam a evolução esperada das perdas técnicas da rede e a avaliação do efeito da incorporação de novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento; e o critério '*Transição digital*', que pretende avaliar o contributo dos investimentos em automação e telecomando, que facilitem o recurso a soluções de flexibilidade e a melhoria da eficiência da rede;
- O 'FCD2-Descarbonização da RND' é relevante no âmbito da vertente de mitigação uma vez que permite avaliar o contributo das propostas do Plano para a redução de emissões de CO<sub>2</sub>, evidenciando a redução de emissões de CO<sub>2</sub> decorrente da substituição de energia fóssil por FER e a quantificação do *mix* FER e do respetivo perfil de incorporação de FER (tipos de FER), para as metas previstas para o efeito. Tal considera-se determinante para o alinhamento das opções estratégicas de evolução da rede em causa, com o cumprimento das metas nacionais nesta matéria.

Dos critérios de avaliação preconizados no âmbito deste FCD, destaca-se o '*Potencial de impacto para a mitigação das Alterações Climáticas*', com vista a avaliar a redução de emissões de CO<sub>2</sub> decorrente da substituição de energia fóssil por FER e a quantificação do *mix* FER e do respetivo perfil de incorporação de FER (tipos de FER), para as metas previstas.

No âmbito deste critério, importa, igualmente, acautelar a mensurabilidade das emissões de CO<sub>2</sub> associadas à perda de biomassa resultante das ações de decorrente das ações de desmatamento e desflorestação, pela construção das infraestruturas inerentes às várias opções de evolução da rede. Este aspeto é determinante na vertente mitigação às alterações climáticas, na medida em que concorre para o balanço de emissões de GEE local e nacional. Neste sentido, considera-se relevante a seleção de indicadores adicionais que avaliem a afetação de todas as tipologias de áreas florestais (ha) e consequentes emissões (tCO<sub>2</sub>eq) associadas à desflorestação decorrente dessa mesma afetação;

- O 'FCD3-Gestão dos Valores Territoriais' pretende avaliar os efeitos da implementação do Plano ao nível da biodiversidade, usos do solo e áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.



Destacam-se os critérios de avaliação *Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas e Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural*. Do conjunto de indicadores preconizados para estes critérios, evidenciam-se os seguintes, pelo maior relevo na vertente de mitigação:

- Extensão e/ou área de eixo estratégico em áreas com estatuto de conservação reconhecido e áreas de paisagem com reconhecida importância (km e ha);
- Variação da extensão de linhas, relativamente ao total de km de linhas, em áreas com estatuto de conservação reconhecido (km e/ou %);
- Extensão de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em áreas de paisagem com reconhecida importância (km).

Para a determinação das emissões de GEE devem ser utilizados, sempre que possível, os fatores de cálculo (e.g. Fator de Emissão e Poder Calorífico Inferior) e as metodologias de cálculo constantes do Relatório Nacional de Inventários (NIR - *National Inventory Report*), relatório que pode ser encontrado no [Portal da APA](https://www.apambiente.pt/sites/default/files/Clima/Inventarios/20230427/FE_GEE_Eletricidade2023rev3.pdf). No que diz respeito especificamente ao Fator de Emissão de GEE (em t CO<sub>2</sub>eq/MWh de eletricidade produzida) relativo à eletricidade produzida em Portugal, devem ser tidos em consideração os valores constantes do documento disponibilizado em [https://www.apambiente.pt/sites/default/files/Clima/Inventarios/20230427/FE\\_GEE\\_Eletricidade2023rev3.pdf](https://www.apambiente.pt/sites/default/files/Clima/Inventarios/20230427/FE_GEE_Eletricidade2023rev3.pdf)

As emissões associadas à afetação de zonas húmidas e ecossistemas hídricos deverão ser calculadas usando as metodologias do IPCC 2013 *Wetlands Supplement*, em particular as do capítulo 4 *Coastal Wetlands, disponíveis em* [https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/wetlands/pdf/Wetlands\\_separate\\_files/WS\\_Chp4\\_Coastal\\_Wetlands.pdf](https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/wetlands/pdf/Wetlands_separate_files/WS_Chp4_Coastal_Wetlands.pdf)

Caso seja selecionada uma metodologia de cálculo diferente daquelas acima previstas deve ser apresentada a devida justificação dessa opção.

De destacar que, as linhas de atuação identificadas no PNEC 2030 devem ser consideradas como referencial, para efeitos de implementação de eventuais medidas de minimização dos impactos em termos de emissões de GEE, a ter em conta em função da tipologia dos projetos a desenvolver.

Relativamente aos aspetos no âmbito da adaptação às alterações climáticas, salienta-se que Portugal, pela sua localização, é um dos países europeus potencialmente mais afetado pelas alterações climáticas, sendo de realçar a vulnerabilidade ao aumento da temperatura média anual, em especial das máximas, em todas as regiões do país, a redução da precipitação durante a primavera, verão e outono, o aumento da frequência e intensidade de ondas de calor e o aumento do número de dias com risco de incêndio e por outro lado, o aumento do número de dias em que ocorrem fenómenos extremos de precipitação e vento forte.

O RFCD reconhece a importância dos efeitos das alterações climáticas serem considerados na avaliação das opções de investimentos na RND. Este entendimento traduz-se não só no âmbito dos problemas identificados, como na seleção do 'FCD1-Modernização da RND' e nos respetivos critérios e indicadores preconizados. Destaca-se o critério *Adaptação às Alterações Climáticas*, que pretende avaliar os efeitos dos investimentos propostos na adaptação da rede às Alterações Climáticas, considerando, o risco de exposição da RND por se situar em áreas do território especialmente visadas nos cenários climáticos e por se encontrarem expostas a riscos decorrentes de eventos climatéricos extremos.

Dos vários indicadores preconizados no RFCD para este critério, destacam-se os seguintes com maior relevo para a vertente de adaptação:

- Número, extensão e área de infraestruturas da RND em zonas de risco climático extremo (N.º, km e ha);

- Equipamentos em Reserva Operacional (N.º);
- Extensão de intervenções nas faixas de gestão de combustível ao longo da RND para aumento da resiliência às alterações climáticas – incêndio (km);
- Área e/ou extensão e percentagem das infraestruturas que atravessam áreas expostas às alterações climáticas (ha e/ou km e %).

Considera-se relevante que, adicionalmente, seja incluído neste critério um indicador que permita quantificar o investimento previsto no aumento da resiliência estrutural e funcional das diversas infraestruturas inerentes à implementação do projeto, no âmbito das diversas opções estratégicas.

Atendendo ao objeto em análise, considera-se que os indicadores previstos devem integrar e refletir as projeções climáticas para todas as variáveis, por forma a salvaguardar que os efeitos das alterações climáticas são devidamente ponderados na decisão.

Assim, salienta-se que as medidas de adaptação identificadas no P-3AC devem ser consideradas como referencial para efeitos de implementação de eventuais medidas de minimização dos impactes das alterações climáticas, a ter em conta em função da tipologia dos projetos.

Adicionalmente, importa referir que o [Portal do Clima](#) disponibiliza as anomalias de diversas variáveis climáticas (temperatura, precipitação, intensidade do vento, entre outras) face à normal de referência de 1971-2000, para os seguintes períodos 2011-2040, 2041-2070, 2071-2100. Estes resultados são apresentados para Portugal continental com uma resolução aproximada de 11 km para cenários de emissões conducentes a forçamentos radiativos médio (RCP 4.5) e elevado (RCP 8.5). Propõe-se a seleção do período até 2100 para projetos de longo prazo ou o período mais representativo disponível face ao horizonte do projeto, atentos os cenários climáticos.

Importa ainda referir a necessidade de, para os indicadores adicionais acima apresentados, serem referidos os objetivos e as metas de sustentabilidade a alcançar, as fontes de informação e a periodicidade a considerar para cada indicador.

Relativamente às **Fontes de Informação** a utilizar para a análise e avaliação dos FCD, a concretizar no Relatório Ambiental, refere-se que as mesmas devem ser especificamente identificadas de forma correlacionada com cada um dos indicadores considerados. Neste âmbito refira-se ainda a necessidade de serem consideradas as Cartas da Reserva Ecológica Nacional.

Verifica-se que o RFCD em análise não apresenta uma **Estratégia de Comunicação**, referindo-se apenas aos momentos de consulta previstos no regime jurídico de AAE. Assim, este aspeto deve ser retificado, considerando ainda que efetivamente estão a ser levadas a cabo ações de divulgação, como o workshop de apresentação do RFCD às ERAE, o qual deverá ser mencionado no âmbito da descrição da Estratégia de Comunicação, para além de outras ações similares já realizadas ou ainda a realizar.

No que concerne à identificação das **Entidades a Consultar**, apresentada no Anexo I, refere-se que a subdivisão da consulta por FCD não se afigura como sendo a melhor abordagem, porquanto a pronúncia de cada entidade refere-se a todo o documento e não aos FCD em particular.

Alerta-se para a necessidade de revisão das **siglas e acrónimos** apresentados, de forma que se observe a total correspondência com o conteúdo do RFCD.

Sugere-se ainda a inclusão de uma secção com identificação das **referências bibliográficas**.

### III. FASE SEGUINTE DO PROCEDIMENTO DE AAE

Na fase subsequente do procedimento de AAE, ou seja, a fase de avaliação ambiental propriamente dita, que se consubstancia na elaboração de um Relatório Ambiental, alerta-se para os aspetos acima apontados.

Considera-se que neste tipo de plano haveria vantagem em respeitar o princípio de «não prejudicar significativamente» (DNSH – *Do No Significant Harm*), para identificar os riscos potenciais e considerar as medidas de mitigação que serão implementadas para prevenir e compensar qualquer dano significativo e verificar a sustentabilidade dos investimentos previstos em tornos dos seis objetivos ambientais abrangidos:

- Mitigação das alterações climáticas;
- Adaptação às alterações climáticas;
- Utilização sustentável e proteção dos recursos hídricos e marinhos;
- Transição para uma economia circular;
- Prevenção e o controlo da poluição;
- Proteção e o restauro da biodiversidade e dos ecossistemas.

Alerta-se ainda para a importância de no RA ser estabelecido um Quadro de Governança, com identificação dos principais agentes envolvidos e suas responsabilidades. Este Quadro apresenta um papel importante não só no estabelecimento de prioridades e para assegurar o foco da AAE, como também para validar a avaliação e levar a cabo o seguimento.

Salienta-se também a importância de, no RA, ser desenvolvido um programa de seguimento, que deve ser pragmático e verificável, não ultrapassando os 20 indicadores. A experiência mostra que Planos/Programas que definiram muitos indicadores de monitorização não conseguiram concretizar a avaliação e controlo da AAE. Relembra-se que os indicadores usados na avaliação e análise tendencial não têm de ser obrigatoriamente os mesmos do plano de monitorização e que a monitorização do Plano e da AAE do mesmo são dois processos distintos com objetivos diferentes.

Para definição do programa de seguimento, sugere-se que seja tida em conta a informação obtida com a elaboração dos RAC referentes às avaliações ambientais das anteriores edições do PDIRD-E.

De acordo com o artigo 6.º do regime jurídico de AAE está previsto que em simultâneo com o RA, seja apresentado um Resumo Não Técnico (RNT). Este deverá ser efetuado com recurso a linguagem própria, simples, clara, concisa e sem termos técnicos, mais acessível a todos os públicos. O RNT deverá ser um documento autónomo e sintético, não ultrapassando as 20 páginas (sem contabilizar as páginas de cartografia, se necessária).

Salienta-se que a ponderação dos contributos das ERAE relativamente ao RFCD deve constar no RA a desenvolver, em tabela própria, com justificação dos contributos eventualmente não considerados.

Por fim, no RA deverão ser identificadas as autoridades ambientais e de saúde a consultar, bem como o público-alvo e ONG que eventualmente se poderão pronunciar.



#### **IV. ARTICULAÇÃO COM O REGIME DE AVALIAÇÃO DE IMPACTE AMBIENTAL (AIA)**

Importa salientar que o presente Plano poderá eventualmente constituir enquadramento para a futura aprovação de projetos abrangidos pelo regime jurídico de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), definido pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua atual redação.

Importa assim garantir a articulação, quando aplicável, entre estes dois momentos de avaliação ambiental, como patente nos respetivos quadros legais.

Neste sentido, o RA deve abordar claramente a necessidade desta articulação e desenvolver a relação entre a AAE do PDIRD-E 2024 e a eventual AIA dos futuros projetos enquadrados pelo mesmo, abordando as metodologias a adotar para garantir que os resultados da AAE são considerados e servem de orientação para a definição dos referidos projetos e da sua avaliação ambiental, dando corpo ao disposto no n.º 2 do artigo 13.º do regime jurídico de AAE.

#### **V. CONCLUSÃO**

A realização de uma Avaliação Ambiental Estratégica das opções alternativas ao investimento na RND reveste-se de grande importância com a integração dos aspetos relacionados com as alterações climáticas no processo de decisão, não só do ponto de vista da mitigação das alterações climáticas, como também ao nível da adaptação.

Constata-se que o RFCD do PDIRD-E 2024 se enquadra, na sua generalidade, com os objetivos da política climática e energética. As estratégias de evolução da rede incluem o reforço da integração de nova geração renovável, a satisfação de novos consumos e a redução das perdas como uma das principais motivações para a renovação, modernização e expansão da rede.

Por outro lado, havendo um pilar de investimento dedicado à resiliência das infraestruturas, prevenção e/ou redução da exposição a riscos e ambiente, com a conservação e promoção dos valores ambientais, é de relevar a potencial contribuição do Plano para a adaptação às alterações climáticas, para a promoção da proteção e conservação da natureza e para valorização da paisagem.

Verifica-se, no entanto, a necessidade de, no âmbito da AAE deste Plano, serem tidos em consideração os aspetos identificados na presente apreciação. Entende-se que os suprarreferidos aspetos de melhoria poderão servir para que este processo de avaliação se venha a assumir como um contributo estruturante para os objetivos de mitigação e de adaptação às alterações climáticas, incorporando plenamente o compromisso nacional de neutralidade climática em 2050 e o reforço da resiliência às vulnerabilidades e riscos associados às mesmas.

Constata-se que a temática de prevenção de acidentes graves não foi considerada no processo de elaboração do PDIRD-E 2024 e na respetiva AAE.

Salienta-se que a presença de infraestruturas abrangidas por este Plano, nas zonas de perigosidade de estabelecimentos abrangido pelo Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, afeta seguramente a qualidade de serviço e a segurança do abastecimento.

Face ao exposto, o PDIRD-E 2024 deve salvaguardar o afastamento das infraestruturas e equipamentos elétricos das zonas de perigosidade, atendendo à presença de redes elétricas e subestações em áreas com os estabelecimentos que armazenam ou que são passíveis de armazenar substâncias perigosas, na aceção do Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, com especial destaque para as zonas urbanas e industriais de Sines, Lisboa, Estarreja e

Matosinhos, onde se verifica concentração de estabelecimentos abrangidos por este decreto-lei e infraestruturas deste plano.

Em conclusão, julga-se que, a serem atendidas as sugestões e recomendações mencionadas no presente parecer, se encontram reunidas as condições que sustentam a definição do âmbito da avaliação ambiental e do alcance da informação a incluir no Relatório Ambiental.

Toda a informação relevante sobre a AAE encontra-se sistematizada na página da internet da APA, podendo ser acedida através da hiperligação <https://apambiente.pt/avaliacao-e-gestao-ambiental/avaliacao-ambiental-estrategica>

APA/junho 2024

Departamento de Gestão de Serviços da Rede  
Direção de Serviços da Rede e Parcerias

Praça da Portagem  
2809-013 ALMADA

Portugal

T +351 212 279 000

[gsr@infraestruturasdeportugal.pt](mailto:gsr@infraestruturasdeportugal.pt)

À empresa

E-REDES Distribuição de Eletricidade  
S.A.

Rua Camilo Castelo Branco, n.º 43 1050-  
044 Lisboa

[pdird-e2024@e-redes.pt](mailto:pdird-e2024@e-redes.pt)

V/ REF <sup>a</sup>	ANTECEDENTE	N/ REF <sup>a</sup>	SAÍDA/PROCESSO	DATA
Email/19/2024/DST	008-4353200	007-4355832	8870LIC240607	2024-06-12

**Assunto:** Pedido de Parecer ao Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade 2024 (PDIRD-E 2024)

Na sequência da consulta efetuada referente ao Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade 2024 (PDIRD-E 2024), informa-se que todas as referências legais, regulamentares e contratuais, feitas à REFER, E.P.E. e ou à EP, S.A., consideram-se feitas à Infraestruturas de Portugal, S.A. (IP).

Como nota prévia, importa referir que o entendimento da IP tem sido o de que a pertinência do seu contributo no âmbito dos procedimentos de AAE decorre da sua qualidade como “entidade representativa de interesse a ponderar” (ERIP), ou seja, como entidade com competências específicas no sector rodoviário, e não propriamente nas componentes ambientais (como ar, água, clima, biodiversidade, solo e subsolo), as quais correspondem, de uma forma geral, aos critérios que permitem qualificar um plano como suscetível de ter efeitos significativos no ambiente e, portanto, como sujeito a um procedimento de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

As referências à Rede Rodoviária Nacional (RRN) deverão respeitar a identificação, hierarquização e nomeação exposta no Plano Rodoviário Nacional (PRN), aprovado pelo Decreto-Lei n.º 222/98, de 17 de julho, retificado pela Declaração de Retificação n.º 19-D/98,



de 31 de Outubro, e alterado pela Lei n.º 98/99, de 26 de julho e pelo Decreto-Lei n.º 182/2003, de 16 de Agosto, no âmbito do qual a RRN é constituída pela Rede Nacional Fundamental (Itinerários Principais-IP) e pela Rede Nacional Complementar (Itinerários Complementares-IC e Estradas Nacionais-EN).

O PRN integra uma outra categoria de estradas, as “Estradas Regionais (ER)”, as quais, de acordo com o artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 222/98, de 17 de julho, asseguram as comunicações públicas rodoviárias do continente com interesse supramunicipal e complementar à RRN, de acordo com a Lista V anexa ao citado Decreto-Lei.

Para além das estradas da RRN e das Estradas Regionais, há ainda a referir as Estradas Nacionais Desclassificadas, as quais manter-se-ão sob jurisdição da IP até integração na rede municipal, mediante celebração de acordos de mutação dominial.

O Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional (EERRN), aprovado pela Lei n.º 34/2015, de 27 de abril, regula a proteção da estrada e sua envolvente, condicionando a realização de obras e atividades na zona de jurisdição da administração rodoviária.

A zona de jurisdição da IP, enquanto administração rodoviária, integra a área abrangida pelos bens do domínio público rodoviário do Estado, as zonas de servidão rodoviária e a zona de respeito da estrada, nos termos do artigo 41º do EERRN.

Na rede sob jurisdição da IP enquanto administração rodoviária inclui-se a RRN que se encontra sob gestão de Concessionárias Rodoviárias, ao abrigo de contratos estabelecidos pelo Estado.

A zona de servidão non aedificandi e a zona de respeito, aplicáveis às estradas referidas estão definidas no artigo 32.º e na alínea vv) do art.º 3.º do EERRN, respetivamente.

Relativamente à rede ferroviária, salientam-se os diplomas legais que regulam o regime do domínio público ferroviário, Decreto-Lei n.º 276/2003, de 4 de novembro, e o Decreto-Lei n.º 568/1999, de 23 de dezembro, que aprova o regulamento de passagens de nível.

A estratégia de desenvolvimento no PDIRD-E 2024, não deve comprometer o nível de serviço e função inerente às estradas da rede viária sob jurisdição da IP.

A proposta do PDIRD-E 2024 deve assegurar que a articulação de eventuais futuras acessibilidades com a rede rodoviária nacional é garantida com os nós e intersecções



previamente existentes, de forma a não criar novos pontos de conflito, que comprometem o nível de serviço das vias e condicionam a fluidez do tráfego, bem como a segurança da circulação.

A identificação da rede rodoviária nacional, quer em termos de representação cartográfica quer em termos de legenda, deve assegurar a respetiva legibilidade e a distinção clara da rede municipal.

Em sede de Regulamento deverá ser identificada a zona de jurisdição da administração rodoviária, remetendo para a legislação em vigor os seus condicionalismos específicos.

Os troços de estradas sob jurisdição da administração rodoviária devem ser identificados nas peças desenhadas, incluindo as legendas, de acordo com a sua nomenclatura no PRN.

As atividades e obras que impactem com a zona da estrada, com a zona de servidão non aedificandi e com a zona de respeito estão sujeitas a autorização e parecer prévio vinculativo da administração rodoviária, respetivamente, nos termos do disposto no art.º 42.º do EERRN.

Como referido anteriormente, e no que à rede ferroviária diz respeito, devem ser tidos em conta os diplomas legais que regulam o regime do domínio público ferroviário, Decreto-Lei n.º 276/2003, de 4 de novembro, e o Decreto-Lei n.º 568/1999, de 23 de dezembro, que aprova o regulamento de passagens de nível.

A zona de servidão non aedificandi do domínio público ferroviário está estabelecida nos art.ºs 15.º e 16.º do Decreto-Lei n.º 276/2003, de 4 de novembro, devendo as intervenções a realizar no canal ferroviário ou em terrenos confinantes ou vizinhos ser sujeitas a pronuncia prévia da IP, nos termos do referido diploma.

No PDIRD-E 2024 deverá ficar consagrado que qualquer proposta de intervenção na zona de jurisdição da IP, deve ser objeto de projeto específico, devendo os respetivos projetos ser submetidos a licenciamento, autorização ou parecer prévio vinculativo da Infraestruturas de Portugal, IP, S.A., nos termos do art.º 42.º do Estatuto das Estradas da Rede Rodoviária Nacional, aprovado pela Lei n.º 34/2015 de 27 de abril.

Quaisquer intervenções que impliquem alterações nas redes rodoviária e ferroviária sob jurisdição da IP estão sujeitas a licenciamento e devem ser compatibilizadas com os estudos e projetos em curso.



As limitações associadas às zonas non aedificandi das redes rodoviária e ferroviária sob jurisdição da IP, aplicam-se igualmente, a corredores reservados ou com medidas preventivas associadas.

O solo, o subsolo e o espaço aéreo da zona da estrada, bem como as infraestruturas nela integradas, podem ser ocupados ou utilizados com equipamentos, materiais ou infraestruturas, desde que tal ocupação ou utilização seja compatível com o uso público viário e não exista prejuízo para as condições de circulação e segurança rodoviárias, bem como para a estabilidade, conservação e exploração da infraestrutura.

Na instalação de equipamentos das infraestruturas elétricas na proximidade da estrada ou na zona da estrada, que se possam constituir como obstáculos rígidos, passíveis de agravar a sinistralidade rodoviária, devem ser adotadas medidas que permitam reduzir a gravidade de eventuais colisões, tais como, a implementação de um sistema de retenção de veículos, que cumpra a norma NP EN 1317-1/2.

A utilização de cabos de Fibra Ótica (FO) como meio auxiliar à exploração das redes elétricas, para utilização exclusiva no seu telecommando e monitorização, não está sujeita às limitações impostas pelo art.º 15.º do EERRN. Quaisquer outras utilizações de FO convertem as respetivas infraestruturas de alojamento em Canal Técnico Rodoviário, nos termos do art.º 15.º do EERRN, parte integrante do domínio público rodoviário do Estado. A utilização do CTR por entidades terceiras é regulada pela Oferta de Referência da IP (ORIP) aprovada pela ANCOM.

Face ao exposto a IP emite parecer favorável ao Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E 2024.

Com os melhores cumprimentos,

A Diretora

Isabel Caspurro

(Ao abrigo da Decisão nº 1/2024-DRP)





ASSOCIAÇÃO NACIONAL  
**MUNICÍPIOS  
PORTUGUESES**

Ex.ma Senhora  
Silvia Monteiro  
Direção Sustentabilidade Gestão da Sustentabilidade  
E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A.

(via correio eletrónico)

V/ Ref.º:

N/ Ref.º: OFI-00324-2024-GAOP\_COR\_01428

DATA: 13/06/2024

**ASSUNTO: RELATÓRIO DE FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO (RFCD) DA AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA (AAE) DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE (PDIRD-E 2024).**

A E-REDES solicita à Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP) – enquanto entidade representativa dos Municípios Portugueses, entidades com responsabilidades ambientais específicas –, eventuais contributos sobre a proposta do relatório de fatores críticos para a decisão da AAE do PDIRD-E 2024.

Nas suas conclusões, o relatório refere que atenta *"a natureza distinta das intervenções propostas e a simultaneidade entre o exercício de avaliação e a elaboração do Plano, não se procederá à identificação de traçados para as futuras extensões de rede"*.

Ora, tendo presente os objetivos de transição energética e de neutralidade carbónica e, nesse domínio, da necessidade de criar condições que permitam receber e distribuir a crescente produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis – predominantemente de origem fotovoltaica e eólica –, a ANMP reconhece que é, de facto, inevitável proceder à definição de novos corredores e identificar os traçados para as futuras extensões de rede.

Nessa futura fase, em particular, será crucial a compatibilização dos objetivos acima com as opções e estratégias municipais de desenvolvimento, ocupação e ordenamento do seu território, assegurando a efetiva auscultação e participação de cada um dos municípios envolvidos.

Com os melhores cumprimentos,

O Secretário-Geral

Rui Solheiro



**E-REDES, DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE, S.A.**

*Email/17/2024/DST de 23 de abril de 2024*

**Assunto: PDIRD-E2024 | Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)**

Unidade de Geologia, Hidrogeologia e Geologia Costeira, Unidade de Recursos Minerais e Geofísica, Unidade de Economia de Recursos, Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética

Junho I 2024



## PARECER

A E-REDES, Distribuição de Eletricidade, S.A., entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND), solicitou ao LNEG parecer no âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRD-E 2024 (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade) e o alcance da informação a incluir no relatório ambiental.

O PDIRD-E é um instrumento de planeamento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de energia elétrica em Alta e Média Tensão (AT/MT).

Analisado o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030, considera-se que o documento se encontra bem estruturado, avaliando e identificando questões ambientais e de sustentabilidade relevantes, sendo, no entanto, de considerar a inclusão das apreciações e sugestões abaixo indicadas.

Na Introdução do documento, no parágrafo *“Este Plano, juntamente com a Caracterização da RND e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.”* (página 7) merece-nos a seguinte apreciação:

A análise do documento foi enquadrada pela legislação em vigor (e.g. DL. 15/2022) e focou-se na sua articulação com o PNEC 2030<sup>1</sup>, na sua versão publicada em julho de 2020, e com as medidas facilitadoras preconizadas para acompanhamento da transição energética em curso, particularmente do sector renovável e infraestruturas elétricas.

Assim, refere o PNEC que: *“Na energia eólica, a aposta passará sobretudo pela hibridização, pelo sobre-equipamento e pelo repowering, três formas de aumentar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis minimizando os custos para o consumidor e para o ambiente, porque otimizam investimentos em rede já realizados.”*

Sendo o objetivo 3 do PNEC (em vigor): *“Reforçar a aposta nas energias renováveis e reduzir a dependência energética do país”*, incluindo:

*“3.1 Acelerar a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia*

---

<sup>1</sup> PNEC 2030, cf DR Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, 1ª série, nº 133, pg. 35, 10 Julho 2020

- 3.1.1 *Promover o desenvolvimento de nova capacidade renovável, nomeadamente através da implementação de um sistema de leilão de atribuição de capacidade de injeção na rede elétrica*
- 3.1.2 *Fomentar a disseminação de sistemas híbridos com base em tecnologias renováveis, diligenciando a sua regulamentação*
- 3.1.3 *Fomentar o aumento da produção eólica, designadamente através do Sobre -equipamento e do Repowering.”*

Sobre a evolução da energia eólica até 2030, é também mencionado no PNEC, que Portugal dispõe ainda de um significativo potencial eólico por explorar em terra, alertando para a importância de “*dar condições aos atuais parques eólicos para se tornarem mais competitivos*”, o que pode passar pelo reforço da capacidade eólica onshore através do “*sobre -equipamento*” e de “*repowering*” destas centrais, “*criando as necessárias condições para a viabilização destas opções*”.

Comentário 1: Pese embora o PDIRT 2024 mencione a modernização e digitalização da rede elétrica RND, enquanto objetivos do plano, e genericamente mapeie (Figura 4) as intervenções previstas, não se identificaram medidas e/ou indicadores concretos e objetivos dentro dos fatores críticos para a decisão (FCD) que possibilitem a avaliação e quantificação das medidas deste plano para os objetivos do PNEC, concretamente, no que respeita ao seu papel de facilitador de iniciativas de sobredimensionamento e hibridização de centrais renováveis em geral, e eólicas em particular, como previsto no PNEC.

É ainda referido no PNEC 2030:

*“Para fomentar a produção distribuída e o autoconsumo de energia a partir de fontes renováveis, procedeu-se à construção de um novo quadro legal, Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que: (i) possibilita e fomenta o autoconsumo individual; (ii) possibilita e fomenta o autoconsumo coletivo; e (iii) possibilita a constituição de comunidades de energia. A consagração legal destas figuras vem permitir que cidadãos, empresas e demais entidades públicas e privadas, produzam, consumam, partilhem, armazenem e vendam a energia produzida a partir de fontes de energia renovável, participando, assim, ativamente na transição energética.”*

Por outro lado, são ainda parte do objetivo 3 do PNEC, medidas que impactam diretamente no planeamento da RND, a citar:

- 3.2 *Promover a disseminação da produção distribuída e o autoconsumo de energia e as comunidades de energia*
  - 3.2.1 *Fomentar a produção distribuída e o autoconsumo a partir de fontes renováveis, removendo obstáculos à sua proliferação*
  - 3.2.2 *Promover a criação e o desenvolvimento das comunidades de energia*
  - 3.2.3 *Promover programas de apoio ao estabelecimento de comunidades de energia em parceria com os municípios”*

*3.5 Promover o adequado planeamento das redes de transporte e distribuição para reforçar a integração de nova capacidade renovável*

*3.5.1 Adaptar os critérios de planeamento das redes de transporte e distribuição*

*3.5.2 Adequar a definição de capacidade de receção de nova produção”*

Refere ainda o PNEC: “Redes inteligentes, sistemas de apoio à gestão, agregadores de produtores e/ou consumidores, contadores inteligentes bidirecionais, sistemas de armazenamento, produção local de energia, consumidores ativos, flexibilidade oferta/procura, veículo elétrico, entre outros, são as variáveis a ter em consideração na construção do modelo da rede do futuro. Para garantir uma verdadeira integração de todas as variáveis, e independentemente da configuração que venha a ser adotada, é importante formar uma visão estratégica do sistema elétrico nacional, que concorra para o cumprimento dos objetivos e metas nacionais para o horizonte 2030.”

**Comentário 2:** O plano é vago na definição/identificação concreta das ações de desenvolvimento e modernização da rede previstas com vista à promoção da produção distribuída, do autoconsumo a partir de fontes renováveis e de apoio ao desenvolvimento das comunidades de energia. De igual forma, não se identificou qualquer referência no documento facultado para análise, à necessidade de adaptação dos critérios de planeamento da RND (SC 3.5.1) nem da adequação da definição da capacidade de receção de nova produção (SC5.5.2). Por fim, no que respeita ao papel do PDIRT2024 como facilitador das comunidades de energia e promoção da geração distribuída, não foram identificados fatores críticos para a decisão (FCD) que possibilitem a avaliação e quantificação do cumprimento deste objetivo do PNEC 2030, de forma clara e objetiva.

No que respeita ao objetivo 4 - Garantir a segurança de abastecimento, o objetivo do PNEC mais intrinsecamente relacionado com o PDIRT 2024, refere-se: “Para permitir o aumento da receção de nova produção renovável sem necessidade de reforço das redes, será necessário avaliar e rever os critérios pelos quais a capacidade de receção à rede é definida em cada ponto da rede. Esta nova definição deverá ter em consideração critérios que permitam uma otimização da capacidade de rede, assegurando ao mesmo tempo a fiabilidade e a segurança da rede.”

Apresentam-se infra os objectivos e sub-objetivos do PNEC 2030 mais relevantes para a presente análise:

*“4.3 Promover a introdução de novos instrumentos de gestão do sistema elétrico nacional*

*4.4 Promover a digitalização do sistema energético*

*4.4.1 Promover a expansão dos contadores inteligentes*

*4.4.2 Promover o desenvolvimento das redes inteligentes (smart grids)*

*4.4.3 Promover o desenvolvimento de um Plano de longo prazo para a digitalização do setor energético*

#### 4.5 Promover o adequado planeamento do sistema elétrico nacional rumo à transição energética

##### 4.5.1 Formar uma visão estratégica da rede elétrica nacional para 2030 e 2050

##### 4.5.2 Planear e fomentar a gestão integrada e conjunta da rede, numa lógica regional e transfronteiriça

##### 4.5.3 Adequar e fomentar a melhoria contínua dos instrumentos de planeamento das redes

Os atuais instrumentos de planeamento da rede, sob a forma de Planos de Desenvolvimento e Investimentos nas Redes (PDIR), devem ter em linha de conta as metas e objetivos previstos no PNEC e no RNC2050 bem como a necessidade de adaptar os investimentos na rede de forma a preparar as redes para os desafios da transição energética (maior integração de renováveis, descentralização da produção, armazenamento, veículos elétricos, flexibilidade, entre outros). Na preparação e elaboração dos PDIR, serão fomentadas e definidas diretrizes com vista à sua melhoria contínua de forma a serem produzidos documentos com maior transparência, clareza e rigor na apresentação da informação e assim facilitar a sua análise e respetiva implementação e concretização dos investimentos.

(...) devendo ainda simultaneamente ser considerada a interdependência do sistema elétrico e sistema gasista, numa lógica de sector coupling, proporcionando um planeamento cada vez mais integrado, lógica esta em linha com a abordagem e política comunitária. Para melhorar o planeamento e gestão/operação das redes é igualmente crucial fomentar o diálogo e a cooperação entre entidades públicas, operadores e outros agentes envolvidos. [Data prevista: 2020 -2030]

##### 4.5.4 Criar mecanismos de planeamento das redes a nível local

O desafio da adequação das infraestruturas de rede que possibilitem uma efetiva transição energética coloca -se em particular à Rede de Baixa Tensão (BT) que deixará de ser uma rede passiva, passando a integrar todo um conjunto de novos conceitos, desde a inteligência da rede, sistemas de apoio à gestão, contadores inteligentes, armazenamento, gestão de energia, produção local, comunidades de energia, veículos elétricos, entre outros, são variáveis a ter em consideração na construção da rede do futuro.

Para assegurar esta transformação, devem ser criados os mecanismos que permitam aos intervenientes dispor das ferramentas necessárias para planear de forma eficiente e custo - eficaz as redes BT, assegurando a qualidade de serviço e a segurança do abastecimento.

[Data prevista: 2020-2025]

#### 4.6 Realizar as necessárias avaliações de risco, planos preventivos de ação e de emergência no setor energético

##### 4.7.2 Adequar o planeamento da rede à transição energética”

Segundo o PNEC e sobre este objetivo 4: “Para permitir o aumento da receção de nova produção renovável sem necessidade de reforço das redes, será necessário avaliar e rever os critérios pelos quais a capacidade de receção à rede é definida em cada ponto da rede. Esta nova definição deverá ter em consideração critérios que permitam uma otimização da capacidade de rede, assegurando ao mesmo tempo a fiabilidade e a segurança da rede.”

Sobre este tema, e diretamente decorrente do texto do PNEC 2030, importa referir a atualidade e mais-valia da aplicação de metodologias de gestão dinâmica de capacidade de transporte de energia de linhas de transmissão, usualmente designada por DLR – Dynamic Line Rating, actualmente em franca expansão junto dos operadores de redes em todo o mundo, e usualmente aplicado com base em metodologias desenvolvidas por organismos como o CIGRE<sup>2</sup> ou o IEEE<sup>3</sup>, cujo desenvolvimento vem acompanhando a digitalização e o controlo ativo de fluxos em redes.

Comentário 3: Neste enquadramento, é de referir serem expectáveis medidas e indicadores concretos referentes a que linhas/partes da rede serão digitalizadas e convertidas em zonas “inteligentes”, i.e., ativamente controladas, e.g. através de um valor mínimo de quilómetros de linhas elétricas e de número de subestações. Igualmente, no que respeita aos sistemas de apoio à gestão, seria desejável concretizar tais sistemas, de forma objetiva, indicando em que consistirá o processo de digitalização e modernização da RND; e que normas internacionais e metodologias de gestão dinâmica se seguirão (e em que linhas/zonas de rede), para que a definição e avaliação dos fatores de decisão possa ser, essa também, inteiramente clara, objetiva e transparente, como é objetivo de todos e do interesse nacional

Para o restante documento indicam-se as seguintes propostas (inseridas como comentários no RFCD que segue anexo ao presente parecer):

- Quadro 1, da Página 21 do documento, no enquadramento internacional, sugere-se considerar a inclusão do Regulamento (UE) 2024/1252 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de abril de 2024, que estabelece um regime para garantir um aprovisionamento seguro e sustentável de matérias-primas críticas e que altera os Regulamentos (UE) n.º 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 e (UE) 2019/1020; sugere-se considerar incluir o Ato Delegado "Net-Zero Industry" [https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en) que inclui as tecnologias das redes elétricas e a aceleração do licenciamento (a incluir deverá surgir com dois pontos no P3 e P5); sugere-se considerar a inclusão no enquadramento internacional do "Plano de Economia Circular da UE" [https://environment.ec.europa.eu/strategy/circular-economy-action-plan\\_en](https://environment.ec.europa.eu/strategy/circular-economy-action-plan_en) (a incluir, deverá surgir com um ponto no P2); sugestão: Meta Climática Europeia 2040 [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en) (a incluir deverá surgir com dois pontos no P3);

<sup>2</sup>CIGRÉ, Guide for thermal rating calculation of overhead lines, Working Group B.243, December 2014. [Online]. Available: <https://e-cigre.org/publication/601-guide-for-thermal-rating-calculations-of-overhead-lines>

<sup>3</sup>IEEE Std. 738-2023 IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, 2023. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2023.10382442> .

- No mesmo Quadro 1, na Página 22, relativamente ao enquadramento nacional, sugere-se incluir o recentemente publicado RNA2100 - Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 – Avaliação da vulnerabilidade do território português às alterações climáticas no século XXI, disponível aqui: <https://rna2100.apambiente.pt/> (a incluir sugere-se dois pontos no P2).
- Na página 34, relativa aos Fatores Críticos para Decisão e particularmente no que diz respeito ao FCD3: Gestão dos Valores Territoriais, A referência ao Património Natural pode não enquadrar especificamente o património geológico, sugerindo-se por isso a inclusão da Geodiversidade no ponto relativo à minimização das interferências com a Biodiversidade, o Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem e o Património Cultural e Natural.
- No quadro 7, da mesma página 34, na interferência com a Biodiversidade deverão estar incluídas como critério de avaliação as zonas proteção especial ao abrigo de legislação comunitária e nacional relativa à proteção das águas de superfície e subterrânea ou à conservação dos ecossistemas diretamente dependentes da água.
- No mesmo Quadro 7 e uma vez que o Património Natural pode não inclui os recursos minerais sugere-se considerar a inserção neste quadro do critério de avaliação “Interferência com os recursos geológicos, económicos e patrimoniais”. Este critério terá como objetivo avaliar os efeitos da implementação do Plano na Geodiversidade (nomeadamente em Geossítios), nos Recursos Minerais e nos Riscos Geológicos.
- No ANEXO II – Fontes de Informação propostas sugere-se considerar a informação sobre ocorrências e recursos minerais portugueses -SIORMINP e a cartografia geológica - Carta Geológica de Portugal à escala 1/50 000, 1/ 200 000, 1/ 500 000 e 1/1 000 000 e a Base de Dados de Falhas Ativas no Quaternário da Península Ibérica, sendo esta última relevante para a informação relativa a riscos naturais.



# Avaliação Ambiental

## Estratégica:

Relatório dos Fatores Críticos

Para a Decisão

*Abril 2024*



## FICHA TÉCNICA



Instituto para  
a Construção  
Sustentável



### Coordenação:

Equipa Técnica



MF&A  
Portugal

Cecília Rocha

Paulo Conceição

Luísa Mendes Batista

Filipe Cruz

Nuno Matos

Margarida Fonseca

Luís Vicente

Mariana Dias

António Faria

Filipa Colaço

António Albuquerque



### Coordenação:

Equipa Técnica

Sílvia Monteiro

Inês Cândido Silva

Lina Afonso

Nuno Barros

Rita Rebelo

Rita Zenate Serra



## ÍNDICE

FICHA TÉCNICA .....	2
ÍNDICE.....	3
ÍNDICE DE FIGURAS .....	4
ÍNDICE DE QUADROS .....	4
SIGLAS E ACRÓNIMOS .....	5
1 INTRODUÇÃO .....	7
2 OBJETIVOS E METODOLOGIA.....	8
3 OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024.....	12
3.1 Introdução.....	12
3.2 Intervenções na RND .....	13
4 DEFINIÇÃO DOS FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO .....	18
4.1 Introdução.....	18
4.2 Quadro de Referência Estratégico .....	19
4.3 Questões estratégicas.....	24
4.4 Questões Ambientais e de Sustentabilidade.....	28
4.5 Identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD) .....	29
4.5.1 FCD1: Modernização da RND .....	30
4.5.2 FCD2: Descarbonização da RND.....	32
4.5.3 FCD3: Gestão dos Valores Territoriais.....	34
ANEXO I - Proposta de Entidades a Consultar.....	40
ANEXO II – Fontes de Informação propostas.....	41

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024. ....	9
Figura 2 – Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024. ....	11
Figura 3 – Pilares de Investimento contemplados no atual ciclo de planejamento do PDIRD-E 2024 (Fonte: E-REDES, SA). ....	14
Figura 4 – Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024. (Fonte: E-REDES, SA, sem escala). ....	17
Figura 5 – Processo integrado de definição dos FCD, de acordo com o <u>Guia de Boas Práticas para a AAE</u> (Partidário, 2012). ....	18
Figura 6 – Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD1: Modernização da RND. ....	31
Figura 8 – Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD2: Descarbonização da RND ....	33
Figura 9 - Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD3: Gestão dos Valores Territoriais. ....	34

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 – Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 e pilares de investimento propostos. ....	21
Quadro 2 – Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 e relação com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos ....	27
Quadro 3 – Relação das Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 com os pilares de investimento propostos ....	27
Quadro 4 – Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024. ....	29
Quadro 5 – FCD1: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores propostos. ....	31
Quadro 6 – FCD2: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores propostos. ....	33
Quadro 7 – FCD3: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores propostos. ....	34

## SIGLAS E ACRÓNIMOS

<b>AA</b>	Avaliação Ambiental
<b>AAE</b>	Avaliação Ambiental Estratégica
<b>APA</b>	Agência Portuguesa do Ambiente
<b>CCDR</b>	Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional
<b>CP</b>	Consulta Pública
<b>DA</b>	Declaração Ambiental
<b>DGEG</b>	Direção Geral de Energia e Geologia
<b>DGT</b>	Direção Geral do Território
<b>DL</b>	Decreto-Lei
<b>ENCNB</b>	Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e Biodiversidade
<b>EN AAC</b>	Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas
<b>ERAE</b>	Entidade com Responsabilidade Ambiental Específica
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>FA</b>	Fator Ambiental
<b>FCD</b>	Fator Crítico para a Decisão
<b>FER</b>	Fontes de energia renovável
<b>FGC</b>	Faixa de Gestão de Combustível
<b>GEE</b>	Gases com Efeito de Estufa
<b>ICNF</b>	Instituto da Conservação da Natureza e Florestas
<b>ORD</b>	Operador da Rede de Distribuição
<b>ORT</b>	Operador da Rede de Transporte
<b>PCVE</b>	Postos de Carregamento de Veículos Elétricos
<b>PDIRD-E</b>	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade
<b>PI</b>	Pilares de Investimento
<b>PNEC</b>	Plano Nacional Energia Clima
<b>PNPOT</b>	Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território
<b>P-3AC</b>	Programa de Ação para Adaptação às Alterações Climáticas
<b>QAS</b>	Questões Ambientais e de Sustentabilidade
<b>QE</b>	Questões Estratégicas
<b>QRE</b>	Quadro de Referência Estratégico

<b>RA</b>	Relatório Ambiental
<b>RAC</b>	Relatório de Avaliação e Controlo
<b>RND</b>	Rede Nacional de Distribuição (de eletricidade)
<b>RFCD</b>	Relatório de Fatores Críticos para a Decisão
<b>RMSA</b>	Relatório de Monitorização de Segurança e Abastecimento
<b>RNC</b>	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
<b>RNT</b>	Rede Nacional de Transporte
<b>RNT</b>	Resumo Não Técnico
<b>SE</b>	Subestação
<b>SEN</b>	Sistema Elétrico Nacional

# 1 INTRODUÇÃO

O presente documento constitui o *Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD)* da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030.

Este Plano, juntamente com a Caracterização da RND e com a avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, constituem os instrumentos de planeamento da rede de distribuição de energia elétrica, em média e alta tensão (MT e AT), e tem como objetivo definir as estratégias de evolução da rede, com um horizonte quinquenal.

A proposta do PDIRD-E, de acordo com a versão atual do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), é elaborada e apresentada pelo operador da rede de distribuição (ORD). Na sequência desta alteração legal, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de programa setorial (art.º 128.º do mesmo Decreto-Lei n.º 15/2022), nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual, razão pela qual a presente edição do Plano irá apresentar novos conteúdos, nomeadamente no que respeita à apresentação do seu modelo territorial.

O Plano tem como propósito garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede e assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço e um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética expressos, entre outros, na Lei de Bases do Clima, na versão draft da atualização/revisão do Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030 – na versão atual), no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e nos demais instrumentos legais e estratégicos que concorrem, de forma ativa, para a descarbonização da economia (contribuição para a redução dos Gases com Efeito de Estufa (GEE), o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética) e com as recomendações decorrentes das consultas públicas promovidas pela E-REDES e pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) sobre anteriores versões do Plano.

Para concretizar estes objetivos são propostos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. O PDIRD-E 2024 tem ainda de garantir a articulação com a Rede Nacional de Transporte (RNT) e com o planeamento das redes de distribuição em Baixa Tensão (BT).

Finalmente, e em consonância com o contexto legal vigente (Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio), o PDIRD-E 2024 está sujeito a Avaliação Ambiental uma vez que se enquadra pelo menos numa das seguintes alíneas do artigo 3.º:

- a) **Os planos e programas para os sectores** da agricultura, floresta, pescas, **energia**, indústria, transportes, gestão de resíduos, gestão das águas, telecomunicações, turismo, ordenamento urbano e rural ou utilização dos solos e que constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos mencionados nos anexos I e II do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de maio, na sua atual redação (revogado e atualmente substituído pelo Decreto-Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, na sua atual redação);

- b) Os planos e programas que, atendendo aos seus eventuais efeitos num sítio da lista nacional de sítios, num sítio de interesse comunitário, numa zona especial de conservação ou numa zona de proteção especial, devam ser sujeitos a uma avaliação de incidências ambientais nos termos do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de fevereiro;
- c) Os planos e programas que, não sendo abrangidos pelas alíneas anteriores, constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos e que sejam qualificados como suscetíveis de ter efeitos significativos no ambiente.

No cumprimento da referida legislação, o ORD – a E-REDES – fica responsável, no decurso do processo de preparação do Plano, não só pela elaboração da respetiva Avaliação Ambiental (AA), como por todos os procedimentos complementares, nomeadamente, a determinação do âmbito da AA, a consulta de entidades sobre o âmbito da mesma, a preparação do Relatório Ambiental (RA), a realização da consulta pública e institucional e a apresentação da Declaração Ambiental (DA) à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE).

Neste contexto, o presente relatório, denominado de Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD), insere-se nos requisitos legais acima referidos e tem, objetivamente, como propósito cumprir o definido no n.º 1 do art.º 5.º do anteriormente referido Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, no que concerne à **definição de âmbito** da AA e ao **alcance e nível de pormenorização da informação a incluir no relatório ambiental**, e, por outro lado, ser **submetido à apreciação** das Entidades com Responsabilidade Ambiental Específica (ERAE), pela DGEG e por outras entidades cuja pronúncia a E-REDES considere relevante, de acordo com o n.º 3 do art.º 5º do mesmo diploma.

Este Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) apresenta-se com a seguinte estrutura:

1. **INTRODUÇÃO;**
2. **OBJETIVOS E METODOLOGIA**, da Avaliação Ambiental Estratégica;
3. **OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024** que inclui a indicação dos respetivos objetivos e um resumo da estratégia subjacente;
4. **DEFINIÇÃO DOS FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO** (FCD) a considerar na AA, que resultam da análise integrada do Quadro de Referência Estratégico (QRE), das Questões Estratégicas (QE) e das Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) e incluem o quadro de avaliação constituído pelos FCD-Critérios-Indicadores;
5. **CONCLUSÃO.**

**Anexos**, onde se apresenta a lista das entidades relevantes para a Consulta Pública (CP) e uma lista com as fontes de informação a considerar.

## 2 OBJETIVOS E METODOLOGIA

Como referido, a AA do PDIRD-E 2024 responde a exigências da legislação em vigor, nomeadamente, de *identificar, avaliar e acompanhar* (Figura 1), de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, contribuindo para a integração precoce e atempada de eventuais ajustes, sustentados nos resultados deste exercício estruturado de avaliação e das consultas públicas e institucionais realizadas em momentos estipulados para esse efeito. Desta forma, entende-se que os contributos da AA robustecem o Plano, contribuindo de forma qualificada para o processo

de decisão e melhorando o desempenho ambiental e de sustentabilidade de futuros projetos.



Figura 1: Abordagem simplificada da avaliação ambiental do PDIRD-E 2024.

A metodologia proposta no presente exercício de avaliação teve em consideração os guias metodológicos e orientações consideradas de referência pela APA<sup>1</sup>, bem como as normas estabelecidas na legislação de AAE em vigor<sup>2</sup>. A abordagem daqui resultante baseia-se, fundamentalmente, num modelo de pensamento estratégico e pressupõe uma aplicação em estreita articulação com o processo de elaboração da proposta de PDIRD-E 2024.

A Figura 2 resume e sistematiza graficamente o processo e a abordagem metodológica seguida na presente AA que se traduz nas seguintes etapas:

Num primeiro momento procura-se definir o âmbito e o alcance da avaliação, **focando-a e contextualizando-a** no objeto de avaliação (o PDIRD-E 2024), no quadro de referência estratégico em que está a ser preparado, nas consequentes questões estratégicas e nas questões ambientais e de sustentabilidade. Da interceção e análise integrada destes elementos resultam os **Fatores Críticos para a Decisão (FCD)** e os respetivos *critérios e indicadores de avaliação*. No fundamental, estes FCD traduzem questões centrais e incontornáveis a integrar na avaliação das propostas do Plano, de forma a obter uma leitura sustentada dos impactos dessas intervenções, bem como munir o Plano de informação sobre eventuais condicionantes, assegurando condições de sustentabilidade ambiental.

Concluída a fase de identificação dos FCD, haverá lugar a um momento de consulta às entidades que *“em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano ou programa”*. Estas entidades farão incidir a sua análise no RFCD, a partir do qual emitirão um parecer sobre o âmbito da AA e a profundidade dos estudos a realizar, dos quais resultará o Relatório Ambiental.

<sup>1</sup> Guia de boas práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: orientações metodológicas, Ed. Agência Portuguesa do Ambiente; o Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica: orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE, Ed. Agência Portuguesa do Ambiente e Redes Energéticas Nacionais, SA; o *Simplified Resource Manual to Support Application of the (Kiev) Protocol on Strategic Environmental Assessment*, Ed. United Nations, Economic Commission for Europe; o *Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Strategic Environmental Assessment*, Ed. European Union e o Guia da UE para a aplicação da Diretiva 2001/42

<sup>2</sup> Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, que transpõe a Diretiva 2001/42, de 27 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio e o Protocolo de Kiev, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 13/2012, de 25 de junho

Após a ponderação dos resultados da consulta às ERAE, a fase seguinte consiste na implementação da AA, propriamente dita, nos termos definidos no RFCD, nomeadamente com a análise de tendências e cenários, a avaliação das propostas do Plano atendendo aos FCD, a avaliação de oportunidades e riscos e a definição de diretrizes de atuação.

De seguida, tal como requerido legalmente, acontece um novo momento de consulta às ERAE e um procedimento de consulta pública (da AA e do PDIRD-E 2024, cujos processos de elaboração são simultâneos e em colaboração estreita das equipas responsáveis) antes da consolidação final do Relatório Ambiental (RA) e da posterior Declaração Ambiental (DA), onde constarão as diretrizes e informações necessárias ao seguimento do Plano e do qual sairão também informações relevantes para os Planos futuros.

Em termos documentais, além da elaboração do presente **Relatório de Fatores Críticos para a Decisão** (RFCD), haverá lugar à preparação de um **Relatório Ambiental** (RA) que acompanha a proposta do PDIRD-E 2024 para, posteriormente, ser submetido a consulta pública e, finalmente se produzirem os relatórios finais do PDIRD-E e da AA e uma **Declaração Ambiental** (DA) que encerra o processo de avaliação e será entregue à Agência Portuguesa do Ambiente (APA) e demais ERAE que se pronunciaram ao longo do processo.



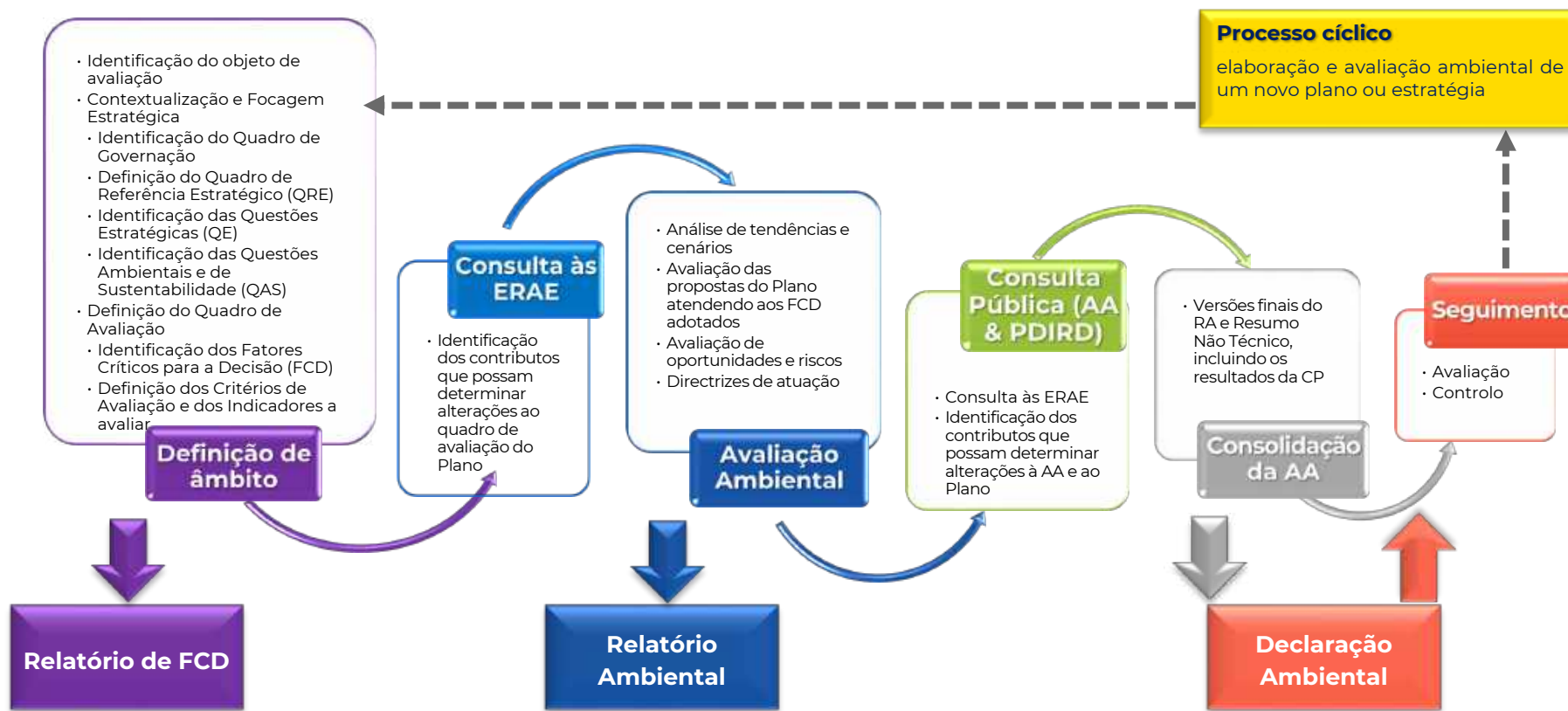


Figura 2 – Adaptação do modelo de pensamento estratégico à Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024.

## 3 OBJETO DE AVALIAÇÃO: PDIRD-E 2024

### 3.1 Introdução

A proposta de Plano para o próximo quinquénio – **PDIRD-E 2024** – é o primeiro exercício de planeamento elaborado após a aprovação do novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que o vem adaptar às necessidades e desafios colocados pelos diversos instrumentos estratégicos que norteiam a política energética nacional nos próximos anos e que determinam o máximo aproveitamento dos recursos renováveis endógenos e a maximização do potencial de capacidade de receção de energia proveniente de fontes de energias renováveis pela rede elétrica de serviço público (RESP).

Este novo quadro legal assume uma mudança de paradigma do SEN, salientando a necessidade de se evoluir para um *modelo descentralizado* de produção de energia, que conjugue a produção centralizada com a produção local e as soluções de autoconsumo, e para um *modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível*.

No âmbito do planeamento das redes interessa salientar o compromisso da E-REDES, enquanto operador da RND, em assegurar a compatibilização do desenvolvimento da rede com os *valores ambientais*, com a *obrigação de preservar o território com a construção das linhas estritamente necessárias* e com *diferentes usos do solo, promovendo a coesão socioeconómica do mesmo*.

Nesse alinhamento, uma parte muito significativa dos investimentos previstos focam-se na modernização de ativos, ou seja, de intervenções na rede existente em equipamentos e infraestruturas com desempenho considerado menos satisfatório. Esta opção permitirá aumentar a capacidade de transporte de energia na RND, com menores implicações na ocupação do território e praticamente sem impactes acrescidos no ambiente e na paisagem. Por outro lado, as intervenções desta natureza permitirão resolver alguns passivos ambientais, por exemplo, os associados à excessiva proximidade de edificações, com a adoção de soluções de alteração do traçado ou, quando justificável, de enterramento de linhas. Desta forma, será possível dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade e de acolhimento de FER, *garantindo uma utilização racional e parcimoniosa do território enquanto recurso finito*.

No quadro do contexto geoestratégico que impõe uma maior celeridade na transição energética e na descarbonização da economia, preservando os valores naturais e territoriais, e conforme definido na atual versão do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a elaboração do PDIRD-E deve atender:

- À Caracterização da RND;
- Ao Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E) mais recente;
- Aos padrões de segurança para planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares;
- Às solicitações de reforço de capacidade de entrega formuladas pelos concessionários das redes BT devidamente articuladas com os respetivos concedentes;

- E, ainda, às licenças de produção atribuídas e a outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.

Adicionalmente, no PDIRD-E deve constar uma avaliação das opções alternativas ao investimento na RND, face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, como o armazenamento, resposta da procura e da produção de eletricidade.

Na identificação e seleção dos investimentos na RND, a incluir na proposta de Plano, devem ser considerados os seguintes aspetos:

- A necessidade de garantir a segurança de abastecimento, satisfazendo as necessidades de consumo;
- A modernização, a fiabilidade da rede e a eficiência operacional;
- A integração de energia FER;
- A promoção da sustentabilidade (socioeconómica e ambiental);
- O cumprimento dos padrões de segurança de planeamento da RND e as demais exigências técnicas e regulamentares.

Assim, relativamente a anteriores ciclos de planeamento do PDIRD-E, reforça-se a integração de nova geração renovável, a satisfação de novos consumos e a redução das perdas como uma das principais motivações para a modernização e expansão da rede. Para a concretização destes objetivos, a presente proposta de Plano tem previsto um conjunto de futuras linhas e subestações da RND que permitirão um aumento da capacidade de receção da RND. Contudo, não se pode deixar de salientar que a capacidade de receção na RND está limitada à capacidade disponível na RNT com a qual tem diversas interligações.

No ponto seguinte deste relatório procede-se à apresentação estruturada das intervenções propostas no Plano, no que respeita ao *incremento da capacidade de receção* de energia proveniente de FER, ao aumento da necessidade de *satisfação de novos consumos*, à *redução das perdas técnicas* na rede e à *garantia de segurança de abastecimento*, aumento da *resiliência* das infraestruturas da rede, melhoria do *desempenho ambiental*, fomento da *automação e da segurança ciberfísica* da RND.

## 3.2 Intervenções na RND

Para definição das estratégias de investimento a incluir no Plano, o ORD realizou estudos preliminares atendendo às necessidades da rede e tendências do setor, construindo alternativas de investimento que permitiram definir um cenário de investimento para elaboração do PDIRD-E 2024. As alternativas avaliadas tiveram em consideração as orientações do Estado concedente, embora viessem a contribuir, de forma diferenciada, para o alcance das metas associadas ao PNEC 2030, à Lei do Clima e ao RNC2050, entre outros, no que respeita à integração de FER e ao potencial de descarbonização da economia. Desses estudos resultou a identificação das necessidades de intervenção na rede, tanto para a rede existente como para a sua expansão e renovação.

Na futura proposta de PDIRD-E 2024 as propostas de investimento são diversificadas e com diferentes níveis de expressão territorial, pretendem contribuir para satisfazer as metas definidas para o setor e integrar os pareceres efetuados por várias entidades a anteriores

edições do Plano. Assim, os investimentos são organizados em cinco Pilares de Investimento (Figura 3):

- **Modernização:** renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- **Resiliência e Ambiente:** melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- **Eletrificação e Descarbonização:** criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- **Transformação Digital:** com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica e, por último,
- **Suporte à atividade:** destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.

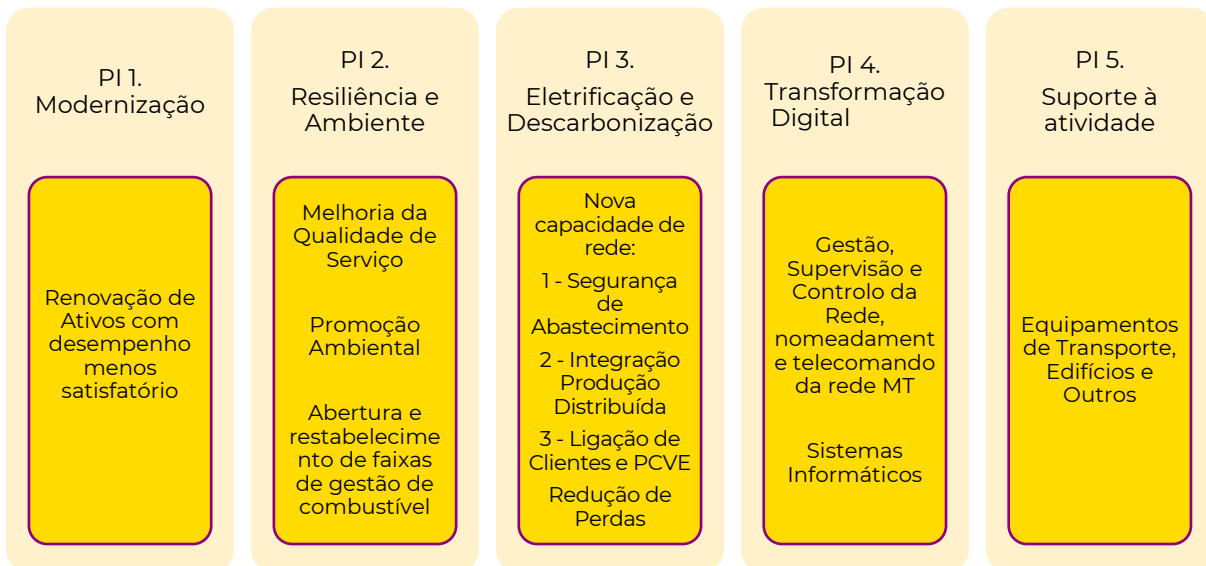


Figura 3 – Pilares de Investimento contemplados no atual ciclo de planeamento do PDIRD-E 2024 (Fonte: E-REDES, SA).

Do ponto de vista da criação de capacidade de receção que proporcionasse a ligação e o escoamento da produção dos centros electroprodutores resultaram necessidades de assegurar novos reforços na estrutura malhada da RND para permitir a ligação de nova geração proveniente de FER e possibilitar o seu escoamento entre territórios de produção e consumo.

Para acolher a nova produção (FER), satisfazer os consumos e contribuir para as metas indicadas no PNEC 2030 (cuja versão preliminar de revisão foi submetida à Comissão Europeia em 30.06.2023) e no RNC 2050, bem como às disposições legais contidas no novo regime legal associado ao SEN, pretende-se com esta Avaliação Ambiental facilitar futuras ligações para integração de nova produção FER na RND, considerando como princípios basilares para o desenho evolutivo da rede:

- A maximização da utilização das infraestruturas da rede atual, nomeadamente através de intervenções de renovação e modernização que aumentem a capacidade de transporte;

- A criação de novas ligações, aproveitando-se sempre que possível corredores e infraestruturas existentes, que assegurem o transporte da energia com origem em FER desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
- A criação de novas instalações na RND (subestações) para melhorar a segurança de abastecimento e eficiência do SEN.

Na Figura 4 estão representadas as intervenções previstas para as infraestruturas de AT relacionadas com o investimento de iniciativa da E-REDES, indispensáveis para assegurar os princípios anteriormente mencionados, que constituem, em conjugação com as intervenções enunciadas nos demais Pilares de Investimento, o objeto de avaliação.





Quanto aos futuros desenvolvimentos das infraestruturas de Média Tensão (MT), a localização das futuras subestações AT/MT representadas no seu "buffer" para potencial implantação apresenta um elevado grau de incerteza. Assim, não sendo possível conhecer com exatidão a sua posição, isto irá condicionar os traçados das novas saídas das subestações que se irão ligar à rede MT existente, assim como outras intervenções necessárias (reforços de rede e interligações) para garantir o adequado funcionamento da rede.

Nesta figura procurou-se estruturar as intervenções com expressão territorial necessárias na RND nos seguintes grupos:





- I) RND a desenvolver em infraestrutura existente:
  - Desativação de subestações;
  - Desativação e remoção de linhas AT aéreas e subterrâneas;
  - Correção de linhas AT, procedendo ao seu enterramento e/ou ao desvio de traçado;
  - Modernização de ativos AT com desempenho menos satisfatório;
  - Desativação e remoção de linhas MT aéreas e subterrâneas;
  - Correção de linhas MT, procedendo ao seu enterramento;
  - Modernização de ativos MT com desempenho menos satisfatório.
- II) Expansão da RND que inclui:
  - Novas subestações;
  - Novas ligações AT e MT, aéreas e subterrâneas;

A representação adotada na Figura 4 assenta num código combinado de padrões e cores, com o qual se pretende traduzir a tipologia de propostas de intervenção na RND, e que se passa a enunciar:

- *Eixos estratégicos a analisar*, na cor associada à natureza da correspondente motivação e com padrão que permita distinguir esses eixos:
  - **manchas** a tracejado azul identificam potenciais zonas para traçados da rede AT entre dois nós da RND;
  - **manchas** a salmão identificam potenciais zonas para novas subestações;
  - **manchas** a tracejado roxo identificam zonas de remodelações de redes AT.
- Simbologia cromática:

	Linha AT a 60 kV
	Subestações
	Desativação e remoção de linhas e subestações
	Modernização Linhas AT

- Simbologia padronizada:

	Corresponde a ligações que serão intervencionadas para modernização e poderão sofrer alteração de traçado
	corresponde a novas ligações aéreas
	refere-se a novas subestações
	destina-se a assinalar linhas subterrâneas

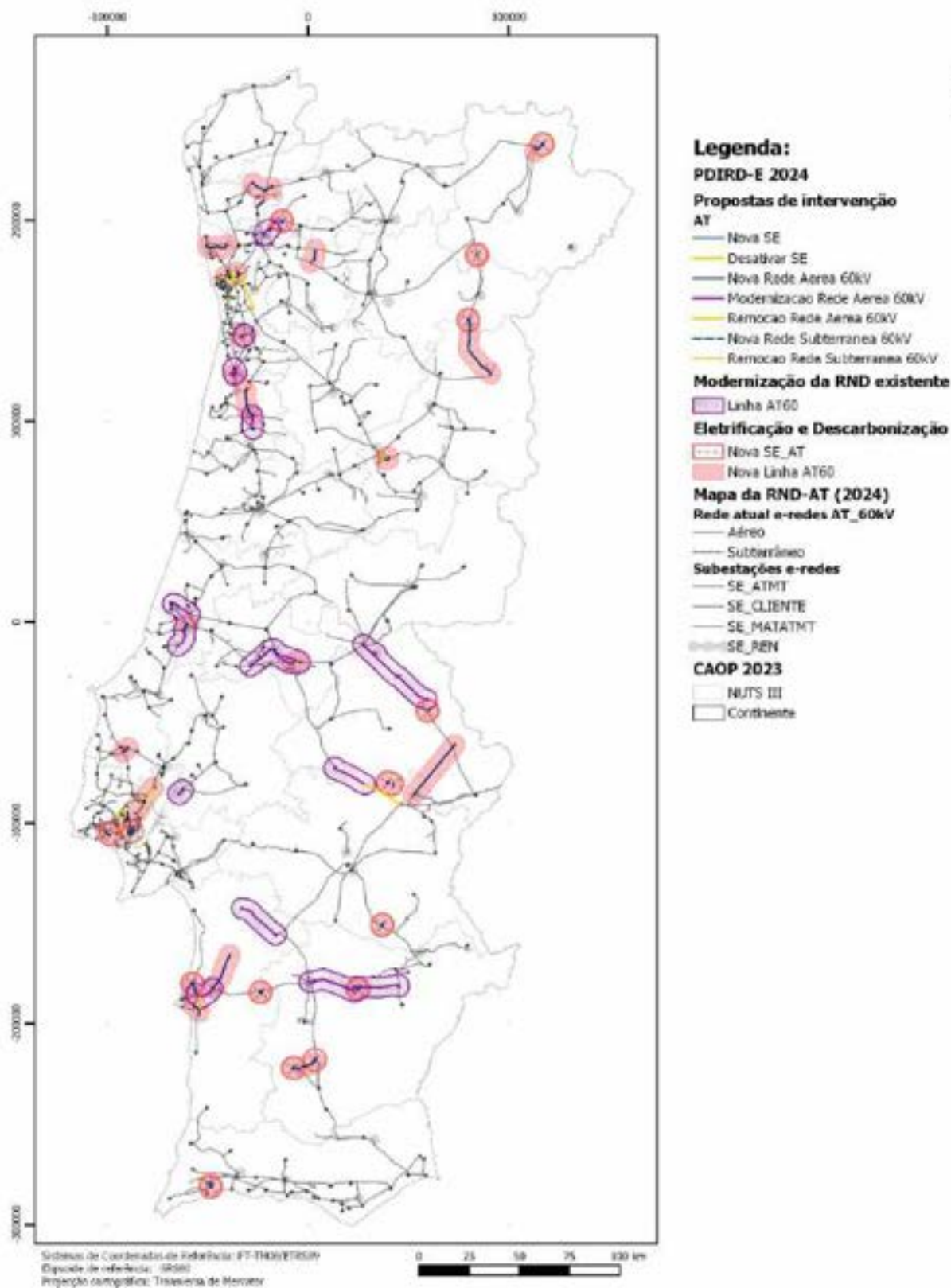


Figura 4 – Representação esquemática e cromática dos investimentos na RND, com expressão territorial, previstos na proposta de PDIRD-E 2024. (Fonte: E-REDES, SA, sem escala).

## 4 DEFINIÇÃO DOS FATORES CRÍTICOS PARA A DECISÃO

### 4.1 Introdução

Os Fatores Críticos para a Decisão (FCD) traduzem os domínios estruturantes do exercício de avaliação desenvolvido, estabelecendo o âmbito e alcance do mesmo. No seu conjunto, os FCD, bem como os correspondentes critérios de avaliação e indicadores, constituem a matriz de avaliação ambiental das propostas de investimento e intervenção do PDIRD-E 2024.

Assim, a definição dos FCD da AA do PDIRD-E 2024 tem em consideração a natureza do objeto de avaliação e resulta, em acordo com os guias de referência, da análise integrada das:

- Principais questões, orientações, diretrizes e condicionantes decorrentes da análise do Quadro de Referência Estratégico (QRE), composto por documentos estratégicos, políticos, de planeamento e regulamentação identificados como relevantes face ao objeto de avaliação (PDIRD-E 2024) e face aos objetivos de uma Avaliação Ambiental;
- Questões Estratégicas (QE) identificadas na presente avaliação são aspetos, temas ou desafios críticos e que, de alguma forma, decorrentes dos objetivos definidos para o Plano, numa perspetiva de longo prazo, presentes no ciclo de planeamento em avaliação;
- Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) suscitadas pelas propostas do Plano face aos Fatores Ambientais (FA) definidos no Decreto-Lei n.º 232/2007.

A Figura 5 ilustra, precisamente, o resultado desta abordagem cruzada e integradora das três componentes e que conduzem à identificação dos FCD no seu espaço de interseção, permitindo que se identifiquem os domínios considerados estruturantes e incontornáveis na AA do plano.



Figura 5 – Processo integrado de definição dos FCD, de acordo com o Guia de Boas Práticas para a AAE (Partidário, 2012)



Conforme previsto na metodologia (ver Capítulo 2), o presente documento será submetido à apreciação das ERAE e os resultados dessa consulta permitirão proceder, se necessário e justificado, a ajustes na definição dos FCD e do correspondente quadro de avaliação do Plano.

## 4.2 Quadro de Referência Estratégico

De acordo com o Guia de Boas Práticas para a AAE (Partidário, 2012), o Quadro de Referência Estratégico (QRE) constitui a moldura das *macropolíticas estratégicas da AAE*, que estabelecem *um referencial para a avaliação do Plano*. Nele se incluem os documentos estratégicos, considerados de referência - tanto no contexto internacional como nacional, com destaque para os seus objetivos, metas e orientações ambientais e de sustentabilidade. No essencial, essa grelha referencial permitirá uma leitura articulada com as estratégias e intervenções propostas no Plano, com o objetivo de identificar convergências, sinergias ou eventuais conflitos e ausências de sintonia.

No caso do PDIRD-E 2024, consideram-se como constituintes do QRE um conjunto de documentos (Estratégias, Planos, Agendas, Convenções e diplomas legais) cujo âmbito, objeto e abordagem têm relevância direta ou indireta com o Setor Energético e com as diversas dimensões territoriais, ambientais e sociais, particularmente no domínio da distribuição de energia elétrica em Alta e Média tensão (AT e MT). Dele decorrem diretrizes que determinam metas e objetivos a cumprir, nos quais o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e, neste caso, a E-REDES enquanto Operador da Rede de Distribuição (ORD), se tem de posicionar.

Como se referiu na descrição do objeto de avaliação desta AA, as propostas de intervenção na RND estão inseridas num quadro de profunda transformação do SEN, estando o ORD a conceber o seu Plano com pilares de investimento destinados:

- i) A renovar e modernizar os seus ativos maximizando a capacidade da rede existente;
- ii) A promover a resiliência das infraestruturas e a conservação e promoção dos valores ambientais;
- iii) A expandir a rede criando condições para acolher a nova produção, viabilizando os esforços estratégicos do Estado concedente e do sistema elétrico para a sua eletrificação e a descarbonização;
- iv) A operar a transformação digital, incrementando a eficácia, a eficiência e a segurança da rede;
- v) A dar suporte à atividade.

Com efeito, uma parte substancial destes investimentos traduzem-se, direta ou indiretamente, em respostas ao QRE identificado, profundamente marcado pelo desígnio global do combate às alterações climáticas, pela descarbonização da economia, pela maximização da incorporação de FER e pela urgência de cumprir as metas estabelecidas, sem comprometer os valores sociais, territoriais e ambientais.

Os pilares de investimento definidos retratam um foco específico na modernização de ativos com desempenho menos satisfatório, na resiliência e na transição digital, permitindo a melhoria da qualidade de serviço e da segurança de abastecimento, a promoção de soluções de flexibilidade e das redes inteligentes, um desempenho da RND mais eficiente

e com potencial de resistência a eventos climáticos extremos. Por outro lado, os investimentos incluídos no Plano constituem um veículo para a transição energética, particularmente, com a criação de condições para o incremento do acolhimento de nova produção renovável (concentrada, distribuída e de *prosumers*) e para a satisfação de novos consumo (p.e., associados à mobilidade elétrica e a atividades económicas e industriais em processo de alteração da sua matriz energética).

O QRE para o PDIRD-E 2024, por outro lado, também acentua a relevância das dinâmicas de transformação, em particular nos princípios associados a uma “transição justa”, nomeadamente ao de potenciar novas modalidades de produção e de consumo de energia, da necessidade de preservar os valores territoriais e de reduzir as desigualdades e assimetrias territoriais, promovendo um desenvolvimento policêntrico, equilibrado e de valorização da diversidade e especificidade das qualidades territoriais. Nesse sentido, os documentos estratégicos de escalas internacional, nacional, europeia e regional que constam do QRE relevam os princípios normativos da “transição justa” com os quais o presente Plano se pretende alinhar, assumindo como pilar central da proposta a modernização de ativos e a consequente maximização do potencial da rede existente.

Assim, a importância da dimensão territorial manifesta-se, pelo menos, em relação ao papel mais integrador ou mais fragmentador das diversas infraestruturas; à competitividade e capacidade de valorização dos recursos territoriais e à equidade e redução de desigualdades territoriais, que contempla a preocupação com a distribuição de recursos e de oportunidades, com o reconhecimento das comunidades afetadas e correspondente necessidade de participação e expressão, bem como com a prevenção e/ou redução da exposição a riscos.

O QRE permite, por isso, sistematizar um conjunto de objetivos e orientações de avaliação, integrando: a qualidade da inserção territorial da rede, acautelando efeitos de fragmentação territorial muitas vezes associados ao desenvolvimento das infraestruturas lineares; a compatibilidade das propostas de desenvolvimento da rede com o modelo territorial policêntrico preconizado para Portugal; o contributo para as dinâmicas locais e nacionais de competitividade e transição e nomeadamente para os processos de mudança nas formas de produção e de consumo de energia; os contributos para a redução das desigualdades territoriais, entendidas do ponto de vista da distribuição de recursos e de oportunidades, do reconhecimento da participação das comunidades afetadas e da prevenção e/ou reparação da exposição a riscos.

O QRE do PDIRD-E 2024 evidencia, também, a importância da compatibilização com aspetos ambientais, nomeadamente no que respeita a questões associadas à conservação da natureza e biodiversidade, à paisagem, ao património e, pontualmente, aos recursos hídricos. A evolução das infraestruturas da RND tem assentado na articulação com o quadro estratégico internacional e nacional no que respeita à integração do setor energético com as estratégias de conservação da natureza e gestão de recursos naturais, da paisagem e do património.

Na presente edição do Plano, para se concretizarem as metas definidas para a descarbonização e, em simultâneo, assegurar manutenção do serviço com as adequadas condições de qualidade e segurança, para além da prevista modernização de ativos, serão propostos investimentos com alguma expressão territorial para os quais existirão desafios de compatibilização com os fatores referidos.

Os vários documentos estratégicos selecionados para o QRE, remetem para o imperioso compromisso entre os objetivos pretendidos e as exigências ambientais determinantes, nomeadamente, as associadas à conservação dos elementos naturais (biodiversidade, fauna e flora) e manutenção e melhoria dos serviços ambientais associados, a gestão do recurso água, contribuindo para o seu bom estado, a conservação e proteção dos elementos patrimoniais (arquitetónicos e arqueológicos) e das paisagens associadas, a conservação das paisagens naturais e humanas dos territórios envolvidos.

O Quadro 1 apresenta a seleção dos documentos identificados como estrategicamente relevantes para o PDIRD-E 2024 e que, por isso, constituem o referencial para a avaliação ambiental das suas propostas. A simbologia inserida traduz a relação de influência ou condicionamento que é possível estabelecer entre os documentos estratégicos e cada um dos pilares de investimento do Plano, que se pode assumir como uma resposta do ORD às exigências do contexto traduzidas pelo QRE. Os documentos do QRE, de nível internacional, nacional e regional, foram organizados por ordem cronológica, dos mais recentes para os mais antigos.

Quadro 1 – Quadro de Referência Estratégico do PDIRD-E 2024 e pilares de investimento propostos

Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<b>Enquadramento Internacional</b>					
<a href="#">Plano de Ação da UE para as Redes Eléctricas</a>	•	•	••	•	
<a href="#">Diretiva Energias Renováveis - RED III</a>	•		••	•	
<a href="#">Estratégia da UE para a Energia Solar</a>	•		••		
<a href="#">REPowerEU</a>	•		••	•	
<a href="#">Lei Europeia do Clima</a>					
<a href="#">Pacto Europeu para o Clima</a>		•	•		
<a href="#">Plano para atingir a Meta Climática em 2030</a>					
<a href="#">Estratégia de Proteção do Solo da UE para 2030</a>	•			•	
<a href="#">Nova Estratégia da UE para a adaptação às AC</a>	•	•		•	
<a href="#">Objetivo 55 (Fit for 55)</a>			•		
<a href="#">Estratégia da UE para a Integração do Sistema Energético</a>	•		•	•	
<a href="#">Estratégia da UE para uma Mobilidade Sustentável e Inteligente</a>	•		•	•	•
<a href="#">Estratégia de Biodiversidade da UE para 2030</a>	•	•	••		
<a href="#">Agenda Territorial 2030</a>	•	•	••	•	
<a href="#">Nova Política de Coesão da UE 2021-2027</a>	•	•	••	•	

Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<a href="#">Pacto Ecológico Europeu</a>					
<a href="#">Plano de Investimento para uma Europa Sustentável</a>		•	•		
<a href="#">Mecanismo para uma Transição Justa</a>					
<a href="#">Diretiva Quadro da Água</a>	•	•	•		
<a href="#">Estratégia a Longo Prazo para 2050</a>		•			
<a href="#">Sistemas Importantes do Património Agrícola Mundial (2018)</a>	•	•	••		
<a href="#">Agenda Urbana para a UE – Pacto de Amesterdão</a>	•		•	•	
<a href="#">Acordo de Paris</a>		•	•		
<a href="#">Quadro de Sendai para a Redução de Risco de Catástrofe 2015-2030</a>		•	•		
<a href="#">Agenda 2030 das NU para o Desenvolvimento Sustentável</a>	•	•	•		
<a href="#">Carta Europeia do Património Arquitetónico</a>	•	•	••		
<a href="#">Convenção para a Salvaguarda do Património Arquitetónico da Europa</a>					
<a href="#">Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural</a>					
<a href="#">Proposta de Alteração da Convenção para a Proteção do Património Mundial, Cultural e Natural</a>	•	•	••		
<a href="#">Convenção Europeia para a Proteção do Património Arqueológico</a>	•		••		
<a href="#">Convenção Europeia para a Paisagem (2000)</a>	•	•	••		
<b>Enquadramento Nacional</b>					
<a href="#">Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética 2023-2050</a>	•	•	•		
<a href="#">Estratégia Nacional de Territórios Inteligentes</a>	•			•	
<a href="#">Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023)</a>	•		••		
<a href="#">Grandes Opções do Plano 2023-2026</a>	•	•	•		
<a href="#">Acordo de Parceria Portugal 2030</a>	•	•			•
<a href="#">Estratégia Nacional para uma Especialização Inteligente 2030</a>	•			•	•
<a href="#">Regime Jurídico do Sistema Elétrico Nacional</a>	••	•	•••	•	

Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<a href="#">Decreto-Lei nº20/2022</a> - Aprova procedimentos para identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias.	•	•	•	•	•
<a href="#">Estratégia Nacional de Proteção Civil Preventiva 2030</a>	•	•			
<a href="#">Lei de Bases do Clima</a>	••	•	••		•
<a href="#">Programa de Valorização do Interior (PVI)</a>					
<a href="#">Programa Nacional de Investimentos 2030</a>					
<a href="#">Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)</a>	•	•	•		•
<a href="#">Plano Territorial de Transição Justa</a>					
<a href="#">Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)</a>	••		••	•	
<a href="#">Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)</a>	•		•		•
<a href="#">Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas (P-3AC)</a>	•	•			
<a href="#">Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT)</a>	••	•	•		
<a href="#">A Paisagem no âmbito municipal (DGT)</a>					
<a href="#">Programa de Transformação da Paisagem</a>	•	•	••		
<a href="#">Princípios ICOMOS-IFLA sobre as paisagens rurais como património</a>					
<a href="#">Política Nacional de Arquitetura e Paisagem</a>					
<a href="#">Plano Nacional de Emergência de Proteção Civil</a>	•	•	•		•
<a href="#">Avaliação Nacional de Risco</a>					
<a href="#">Programa Nacional de Regadios (PN-Regadios)</a>		•	•		
<a href="#">Estratégia para o Regadio Público 2014-2020</a>					
<a href="#">Estratégia Nacional para as Florestas</a>	•	••	••		
<a href="#">Regime Jurídico de Salvaguarda do Património Cultural Imaterial</a>			••		
<a href="#">Plano Rodoviário Nacional (PRN)</a>			•		
<a href="#">Plano Ferroviário Nacional (PFN)</a>			•		
<a href="#">Estratégia Nacional para o Ar - ENAR 2020</a>	•		•		
<a href="#">Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC 2020)</a>	•	••			
<a href="#">Lei de Bases da Política de Ambiente</a>	•	•	••		
<a href="#">Lei da Água (2005, 2023)</a>	•	•	••		

Documentos relevantes	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital	P5. Suporte à atividade
<a href="#">Estratégia Nacional de Conservação da Natureza e da Biodiversidade (ENCNB 2030)</a>	•	•	••		
<a href="#">Plano Sectorial da Rede Natura 2000</a>	•	•	••		
<a href="#">Regime jurídico de Salvaguarda do Património Imaterial</a>	•	•	••		
Sistema Nacional de Áreas Classificadas (SNAC) Reservas da Biosfera Geoparques Mundiais	•	•	••		
<a href="#">Regime Jurídico da Conservação da Natureza e da Biodiversidade</a>	•	•	••		
<a href="#">Lei de Bases da Política do Regime de Proteção e Valorização do Património Cultural</a>	•	•	••		
<a href="#">Convenção sobre Diversidade Biológica</a>	•	•	••		
Convenção de <a href="#">Berna</a> (regulamentado pelo <a href="#">DL n.º 316/89</a> , 22 de setembro)	•	•	••		
Convenção de <a href="#">Ramsar</a> ; Convenção de <a href="#">Bona</a>	•	•	••		
<b>Enquadramento Regional</b>					
<a href="#">Programa Regional do Norte 2021-2027</a>					
<a href="#">Programa Regional do Centro (Centro 2030)</a>	••	•	••	•	
<a href="#">Programa Regional de Lisboa (Lisboa 2030)</a>					
<a href="#">Programa Regional Alentejo 2030</a>					
<a href="#">Programa Algarve 2030</a>					
<a href="#">Planos de Gestão dos Riscos de Inundações (PGRI – 2º ciclo)</a>	•	•	•	•	
<a href="#">Planos de Gestão de Região Hidrográfica</a>	•	•	•		
Programas Regionais de Ordenamento Florestal (PROF)		•	••		
Programa de Reordenamento e Gestão da Paisagem (PRGP)		•	••		

### 4.3 Questões estratégicas

As questões estratégicas estão estreitamente ligadas aos objetivos de elaboração do Plano e contemplam o pretendido alinhamento com o QRE. As QE retratam a resposta às macropolíticas do setor energético e os principais desafios a obviar para se atingirem os objetivos estratégicos do Plano, além de auxiliarem a definição dos FCD.

Para a presente proposta de PDIRD-E 2024, a E-REDES, enquanto operador da RND e responsável pelo seu planeamento, assumiu um conjunto de objetivos estratégicos que

nortearam a definição dos investimentos e das intervenções na sua rede que se passam a enunciar:

- **OE1. Viabilizar** o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica.
- **OE2. Garantir** uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia.
- **OE3. Assegurar** a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas.
- **OE4. Assegurar** a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento inportáveis em períodos futuros;
- **OE5. Assegurar** a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

Este é o contexto das propostas de investimento e de intervenções na RND, que constituem o objeto de avaliação desta AA, as quais, no entender da E-REDES, são as necessárias e adequadas para se assegurar o cumprimento cabal dos objetivos e metas que resultam do QRE, nomeadamente, as resultantes das orientações da política nacional para o sector, clima, ambiente e território.

Salienta-se que os investimentos e intervenções propostos estão a ser delineados numa lógica de eficiência, contribuindo também para que “assegurem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento”.

Por outro lado, existe uma articulação entre os operadores da RND e da RNT para maximização da eficiência dos investimentos e integração das diversas redes do setor (de eletricidade e de gás). Como solicitado pela legislação em vigor, também está a ser equacionado um modelo de gestão flexível da rede que “assegure objetivos de máxima eficiência da capacidade disponível e a integração da geração e do consumo de modo dinâmico, sem colocar em causa a segurança do abastecimento”.

Nesse contexto, a E-REDES, como operador responsável pela elaboração da atual proposta de Plano, acentua a importância do seu desempenho enquanto agente central desta transição energética, através da promoção de estratégias que incrementem a capacidade, automação e flexibilidade da RND para o acolhimento do crescente potencial de produção e de consumo FER.

Assim, as **Questões Estratégicas** associadas ao PDIRD-E 2024 podem-se sintetizar nos seguintes desafios:

- QE 1.** Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;
- QE 2.** Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;
- QE 3.** Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;
- QE 4.** Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;
- QE 5.** Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.
- QE 6.** Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;
- QE 7.** Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;
- QE 8.** Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

No Quadro 2 é possível observar a relação entre as QE e os OE associados ao Plano e no Quadro 3 as relações das QE com os pilares de investimento do mesmo. Note-se que o Pilar de Investimento relativo ao *suporte à atividade* não assume particular relevância, no domínio da análise estratégica, uma vez que se destina a auxiliar a operacionalidade corrente do sistema, razão pela qual foi omitido deste quadro.

A observação dos dois quadros permite concluir, por um lado, que o Plano delineou propostas que evidenciam um grande equilíbrio entre as Questões Estratégicas e os Objetivos Estratégicos e entre as Questões Estratégicas e os Pilares de Investimento, o que traduz a intensa interligação que existe entre eles (QE, OE e PI). Há, no entanto, duas notas que ressaltam deste equilíbrio: uma evidência de maior enfoque no OE5 (assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, minimizando as necessidades de expansão da RND) e nos PI1 (Modernização) e PI3 (Eletrificação e Descarbonização). Em qualquer dos casos, estes destaques convergem com as exigências e condicionamentos que resultam do QRE do Plano, o que o coloca em alinhamento com as estratégias e políticas que balizam o setor energético e em particular o ORD, de modo a garantir os níveis adequados de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição.



Quadro 2 – Questões Estratégicas subjacentes ao PDIRD-E 2024 e relação com os objetivos estratégicos que norteiam os investimentos e intervenções propostos

Questões estratégicas (QE)	Objetivos estratégicos (OE)				
	OE1	OE2	OE3	OE4	OE5
<b>QE1.</b> Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo.	•	•			
<b>QE2.</b> Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia.	•		•	••	••
<b>QE3.</b> Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança.	•	•	•		
<b>QE4.</b> Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.		•			•
<b>QE5.</b> Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação			••	•	
<b>QE6.</b> Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com características da RND	•				••
<b>QE7.</b> Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial	•	•		•	••
<b>QE8.</b> Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores	•	•		•	••

Quadro 3 – Relação das Questões Estratégicas associadas ao PDIRD-E 2024 com os pilares de investimento propostos

Questões Estratégicas	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital
<b>QE1.</b> Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo.	•		••	
<b>QE2.</b> Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia.	••	•	•	
<b>QE3.</b> Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança.	•			••

Questões Estratégicas	P1. Modernização	P2. Resiliência e Ambiente	P3. Eletrificação e Descarbonização	P4. Transformação Digital
<b>QE4.</b> Incorporar novas soluções de flexibilidade no planejamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.	•		•	•
<b>QE5.</b> Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação	•	•		
<b>QE 6.</b> Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com características da RND		•	••	
<b>QE 7.</b> Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial	•		•	
<b>QE 8.</b> Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores	••		•	

#### 4.4 Questões Ambientais e de Sustentabilidade

De acordo com o Guia de Boas Práticas para a AAE (Partidário, 2012), as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS), contribuem para a *identificação de problemas e de potencialidades* associadas ao Plano em avaliação, assim como para a identificação das *oportunidades de desenvolvimento* e das *questões determinantes para a avaliação, ajustadas à escala geográfica e nível de decisão*.

Segundo o mesmo documento, estas questões *contribuem para a identificação dos FCD, mas não devem nunca ser confundidas com os FCD*. Para a definição das QAS procedeu-se a uma interpretação dos Pilares de Investimento previstos e dos seus objetivos à luz das potenciais consequências ambientais, de acordo com os fatores ambientais definidos no artigo 6º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho. No Quadro 4 apresenta-se o resultado dessa análise, no qual para cada QAS se antecipam os principais desafios desta edição do Plano.

Como se pode observar, terá de ser dada uma atenção especial aos valores naturais, culturais e sociais – tanto no caso da expansão da rede como da *modernização* da mesma, uma vez que as intervenções previstas poderão minimizar algumas das atuais afetações e preventivamente evitar novos impactes. Por outro lado, havendo um Pilar de Investimento dedicado à *resiliência e ambiente* terá de ser avaliada a sua potencial contribuição para a adaptação às alterações climáticas, para a promoção da proteção e conservação da natureza e para valorização da paisagem e dos valores culturais. De modo equivalente, o investimento previsto no pilar destinado à *eletrificação e descarbonização* integrará desafios ligados à expansão da rede. Nessas circunstâncias procurar-se-ão identificar os principais estrangimentos ao desenvolvimento das novas infraestruturas, adotando princípios de prevenção e/ou minimização de impactes, de promoção da capacidade de

adaptação às Alterações Climáticas, de diversificação das fontes de energia e de redução das emissões de GEE.

Quadro 4 – Relação dos Fatores Ambientais com as QAS, no contexto da AA do PDIRD-E 2024

Fatores ambientais (FA) DL n° 232/2007, de 15-6 (artigo 6°)	Biodiversidade	Fauna	Flora	Património cultural	Paisagem	Água	Fatores climáticos	Atmosfera	População	Saúde humana	Bens materiais	Solo
<b>Questões Ambientais e de Sustentabilidade</b>												
<b>QAS1.</b> Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território	•	•	•		•				•		•	•
<b>QAS2.</b> Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede	•	•	•		•		•		•		•	
<b>QAS3.</b> Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte	•	•	•						•			•
<b>QAS4.</b> Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes	•	•	•			•	•					
<b>QAS5.</b> Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes				•	•		•		•	•	•	•
<b>QAS6.</b> Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede							•		•		•	
<b>QAS7.</b> Melhorar o desempenho ambiental da RND		•	•			•		•	•	•		•
<b>QAS8.</b> Melhorar o desempenho social e territorial da RND				•	•				•	•	•	
<b>QAS9.</b> Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços	•			•	•				•	•	•	

### 4.5 Identificação dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD)

Como se tem vindo a referir nos pontos prévios deste relatório, a definição dos FCD da AAE do PDIRD-E 2024 teve em consideração, de forma integrada:

- O objeto de avaliação, ou seja, as propostas do PDIRD-E;
- O Quadro de Referência Estratégico (QRE);
- As Questões Estratégicas (QE) associadas ao Plano;
- As Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) suscitadas pelas estratégias de modernização e expansão da RND;
- As avaliações ambientais realizadas sobre anteriores edições do Plano.

Da metodologia de análise implementada, resumida na Figura 2, resultou a identificação dos Fatores Críticos para a Decisão. Atendendo ao facto de estar a ocorrer uma alteração significativa na estratégia de definição dos investimentos que constam no Plano, considerou-se que os FCD a definir deveriam ter, na medida do possível, uma designação convergente com as motivações subjacentes aos investimentos propostos no plano, a saber: **Modernização da RDN, Descarbonização da RND e Gestão dos Valores Territoriais**.

Estes FCD constituirão a estrutura e o foco da AA do PDIRD-E 2024, a realizar em fases posteriores, cuja operacionalização se faz com recurso a um conjunto de **critérios de avaliação** e de **indicadores** para cada um desses FCD.

No caso dos *critérios de avaliação*, a sua função é detalhar a avaliação contida em cada FCD, tendo em conta os aspetos que se consideram mais relevantes ou prioritários à análise, tanto no contexto do QRE, das QE e das QAS que deram origem à definição dos FCD, como também na relação direta com o objeto de avaliação em causa (as propostas do Plano).

No que respeita aos indicadores, estes cumprem, resumidamente, a função de instrumentos de medida, que permitirão identificar tendências evolutivas e, posteriormente, vão também permitir sinalizar eventuais desvios às expectativas geradas pelo Plano, contribuindo para agilizar uma monitorização dinâmica, efetiva e proactiva do mesmo (onde se destaca o importante papel que podem ter, a este nível, os regulares Relatórios de Avaliação e Controlo, RAC).

Nos pontos seguintes proceder-se-á à identificação e justificação da pertinência dos *critérios de avaliação* e *indicadores* propostos para cada FCD.

#### 4.5.1 FCD1: Modernização da RND

O primeiro FCD da AA do PDIRD-E 2024 - Modernização da RND – pretende avaliar o desempenho das propostas do Plano relativamente a um conjunto de dimensões particularmente relevantes e decisivas na estratégia definida pelo ORD para o período de investimentos em causa.

Salientam-se os Pilares de Investimento associados à modernização das infraestruturas da RND, à transformação digital, à *eletrificação e descarbonização* e à resiliência e ambiente, cujas propostas se destinam à melhoria do desempenho da rede no contexto da qualidade de serviço técnica, da redução das perdas técnicas e da análise da viabilidade de serem consideradas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento que permita satisfazer os requisitos das novas realidades de produção e consumo de energia FER, com a necessária inovação tecnológica que acompanha o setor energético.

Os desafios de intervenção na infraestrutura de forma a responder, por um lado os riscos relacionados com a segurança ciberfísica e, por outro lado, os riscos relacionados com as alterações climáticas, particularmente relevantes em determinadas zonas do território, são outro aspeto relevante na presente avaliação.

As dimensões de análise referidas consideram-se, de forma conjugada e individual, com um potencial de impacto muito significativo na segurança de abastecimento e na qualidade

de serviço da RND, sendo por esse motivo privilegiados na carteira de investimentos propostos pelo ORD, para o ciclo de planejamento em avaliação.

Assim, este FCD estrutura-se em quatro critérios de avaliação que traduzem estas realidades, consideradas críticas para AA do Plano (**Error! Reference source not found.**) – Qualidade de Serviço, Eficiência da RND, Transição Digital e Adaptação às Alterações Climáticas (AC) -, cuja fundamentação se apresenta no Quadro 5, juntamente com o elenco dos indicadores propostos.



Figura 6 – Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD1: Modernização da RND.

Quadro 5 – FCD1: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores propostos

FCD 1: Modernização da RND		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
Qualidade de serviço	Pretende avaliar a relevância dos investimentos propostos para o incremento dos níveis de qualidade de serviço técnico com base em dois indicadores associados à duração dos tempos de interrupção: <i>duração média das interrupções longas previstas do sistema, por pontos de entrega (clientes); tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência instalada, num determinado período de tempo.</i>	SAIDI-MT ( <i>System Average Interruption Duration Index</i> , em minutos)  TIEPI MT ( <i>Tempo de interrupção equivalente da potência instalada</i> , em minutos)
Eficiência da RND	Pretende avaliar a eficiência dos investimentos propostos para a RND através de dois indicadores que retratam a <i>evolução esperada das perdas técnicas da rede e a avaliação do efeito da incorporação de novas soluções de flexibilidade no planejamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento.</i>	Porcentagem de perdas técnicas na RND (AT/MT)  Investimento diferido (€); Potência/Energia <i>Curtailment</i> <sup>3</sup> (MW)
Transição Digital	Tem como intenção avaliar o contributo dos investimentos em automação e telecomando da	Pontos de telecomando na rede MT (número)

<sup>3</sup> Potência/ Energia de *Curtailment*: potência/ energia de produção ou consumo necessária reduzir de forma a garantir que as grandezas elétricas da rede de distribuição não ultrapassem a sua capacidade máxima.

### FCD 1: Modernização da RND

Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
	RND, nomeadamente os relativos à <i>implementação de automatismos que facilitem o recurso a soluções de flexibilidade; à melhoria da eficiência da rede; e à criação de condições tecnológicas necessárias e adequadas para garantir níveis de cibersegurança compatíveis com as ameaças existentes a este nível).</i>	Taxas de eficácia do telecomando na rede MT (%) Extensão de nova rede de Fibra Ótica (km)
Adaptação às AC	Pretende avaliar os efeitos dos investimentos propostos para na adaptação da rede às AC, considerando: o <i>risco de exposição da RND por se situar em áreas do território especialmente visadas nos cenários climáticos, por se encontrarem expostas a riscos decorrentes de eventos climáticos extremos; o reforçar a sua resiliência às AC com a instalação de equipamentos para serem mobilizados em situações de necessidade de resposta a eventos climáticos extremos e com intervenções nas faixas de gestão de combustível (FGC); e, por último, a identificação das partes do território mais expostas a fenómenos extremos de AC nos quais, sempre que possível, se evitará a colocação de novas infraestruturas da RND.</i>	Número, extensão (km) e área (ha) de infraestruturas da RND em zonas de risco climático extremo
		Equipamentos em Reserva Operacional (número)
		Extensão (km) de intervenções nas FGC ao longo da RND para aumento da resiliência às AC (incêndio)
		Área e/ou extensão e percentagem de eixo estratégico (SE e LAT) que atravessa áreas expostas às alterações climáticas (ha ou km e %)

#### 4.5.2 FCD2: Descarbonização da RND

O segundo FCD identificado para a AA do PDIRD-E 2024 - Descarbonização da RND – pretende avaliar o alinhamento das propostas do Plano com os objetivos de política climática e energética identificados e evidenciados como estratégicos, quer no QRE quer nas QE e nos OE do Plano. Acresce que, no caso do setor energético e para o ORD, este valor estratégico se conjuga, em grande medida, com a necessidade de contribuir ativamente para o cumprimento de metas assumidas pelo Estado concedente (nos horizontes temporais de 2030 e 2050), no que diz respeito às estratégias de mitigação das AC.

Este contributo traduz-se, em concreto, numa tendência consistente de redução de emissões de GEE e na incorporação de energia FER (em crescendo de produção), concretizando o processo de transição do paradigma energético (da RND, do SEN, da economia e da sociedade, em geral), assegurando satisfação de consumo com níveis de serviço adequados e contribuindo para o incremento da eficácia geral do sistema elétrico nacional, tal como preconizado na política energética vigente.

Para este FCD foram definidos os quatro critérios de avaliação que se apresentam na Figura 7, cuja fundamentação foi incluída no Quadro 6, juntamente com o elenco dos indicadores propostos.



Figura 7 – Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD2: Descarbonização da RND

Quadro 6 – FCD2: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores propostos

<b>FCD 2: Descarbonização da RND</b>		
<b>Critérios de avaliação</b>	<b>Fundamentação</b>	<b>Indicadores</b>
Capacidade de receção de energia FER	Pretende avaliar o contributo das propostas do Plano para aumentar a incorporação de nova produção FER na RND, através da <i>expansão da rede atual, de intervenções em rede existente e de intervenções em corredores da rede existente.</i>	Capacidade máxima de injeção na RND (GVA e % face ao ano 2005) Capacidade disponível para injeção na RND (GVA e % face ao ano 2005) Nova capacidade de receção de FER na RND (GVA e % face ao ano 2005)
Capacidade de satisfação de consumo de energia	Pretende avaliar o contributo das propostas do Plano para satisfazer o aumento da eletrificação dos consumos, nomeadamente, no que respeita à produção descentralizada (autoconsumo; comunidades de energia; <i>prosumers</i> ) e à mobilidade elétrica	Nível de utilização das instalações - Redes AT(%) Nível de utilização das instalações - SE AT/MT (%)
Interligação com a RNT	Pretende avaliar a evolução das interligações com a RNT através do <i>número de pontos de contacto com a RNT e da capacidade de interligação entre as duas redes,</i> traduzindo uma dimensão relevante do potencial de eficiência geral do SEN, nomeadamente das ligações da RND com a RNT.	Pontos de interligação com a RNT (número) Acréscimo de capacidade de interligação com o ORT (GVA e % face ao ano 2005)
Potencial de impacto para a mitigação das AC	Pretende avaliar o contributo direto das propostas do Plano para a <i>redução de emissões de CO2, evidenciando: a redução de emissões de CO2 decorrente da substituição de energia fóssil por FER e a quantificação do mix FER e do respetivo perfil de incorporação de FER</i> (tipos de FER), para as metas previstas para o efeito.	Redução de emissões de CO2 pela incorporação de FER (Mt CO2eq e % face ao ano 2005) Contributo para as metas de incorporação de FER, por tipo de FER

### 4.5.3 FCD3: Gestão dos Valores Territoriais

Este FCD avalia a expressão territorial da RND, isto é, as condições da sua materialização física. Tem como perspetiva a compatibilidade e conformidade da RND com o modelo de desenvolvimento espacial preconizado pelas estratégias nacionais e europeias, a salvaguarda e promoção de valores e recursos territoriais e os objetivos de equidade no acesso a infraestruturas e serviços.

Esta perspetiva, aqui designada por Gestão dos Valores Territoriais, tem como preocupações principais:

- A minimização das interferências com a Biodiversidade, Sistema Nacional de Áreas Classificadas, a Paisagem e o Património Cultural e Natural;
- A garantia da qualidade da inserção urbana da RND;
- A capacidade de mobilização de recursos energéticos locais, nomeadamente os que se associam à produção FER;
- O potencial de satisfação das necessidades locais e conseqüente redução de assimetrias territoriais no acesso à energia.

Para este FCD foram definidos os quatro critérios de avaliação que se apresentam na Figura 8, cuja fundamentação foi integrada no Quadro 7, juntamente com a lista de indicadores propostos.

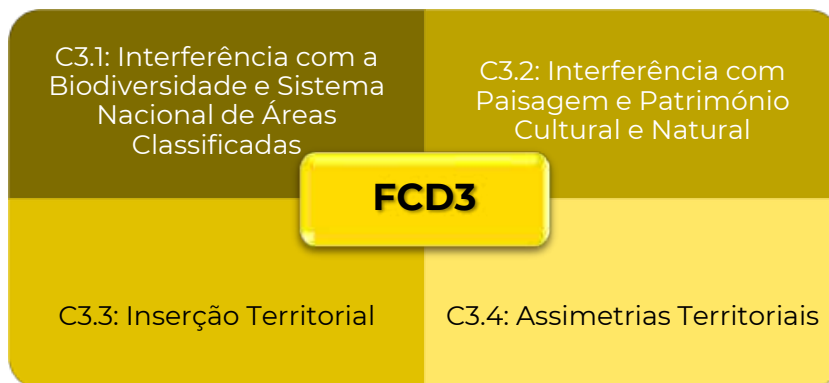



Figura 8 - Critérios propostos para a avaliação ambiental do FCD3: Gestão dos Valores Territoriais

Quadro 7 – FCD3: fundamentação dos critérios de avaliação e síntese dos indicadores propostos

FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
Interferência com a Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas	Destina-se a avaliar os efeitos da implementação da Plano ao nível da biodiversidade e áreas classificadas, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo.	Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em: <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com estatuto de conservação reconhecido</li> <li>• áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves</li> </ul>



FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
		<p>Extensão (km) de linhas aéreas em áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• corrigidas por linhas subterrâneas</li> <li>• corrigidas ou remodeladas com dispositivos de proteção</li> </ul> <hr/> <p>Variação da extensão (km e/ou %) de linhas, relativamente ao total de km de linhas, em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com potencial identificado para a existência de conflitos com aves;</li> <li>• áreas com estatuto de conservação reconhecido</li> </ul>
Interferência com Paisagem e Património Cultural e Natural	Destina-se a avaliar os efeitos da implementação da Plano ao nível das áreas de importância reconhecida para a paisagem e o património, nomeadamente no que respeita à expansão e correção da rede existente, identificando, os efeitos positivos e negativos do mesmo	<p>Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial</li> <li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li> <li>• áreas de paisagem com reconhecida importância</li> </ul> <hr/> <p>Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li> <li>• áreas de paisagem com reconhecida importância</li> </ul>

FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais		
Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
		<p>Variação da percentagem de eixos estratégicos, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações, em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas com estatuto de proteção ao nível patrimonial</li> <li>• áreas de enquadramento a elementos patrimoniais com interesse reconhecido</li> <li>• áreas de paisagem com reconhecida importância, relativamente ao total de km de linhas ou ha de subestações existentes</li> </ul>
Inserção Territorial	<p>Permite avaliar o grau de otimização da inserção territorial das infraestruturas da RND e, conseqüentemente, a minimização dos impactos sobre áreas urbanas e sobre outros usos do solo, contemplando a atuação na rede existente e a expansão da RND.</p>	<p>Extensão e/ou área (km e ha) de eixo estratégico:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• em áreas urbanas e na sua proximidade</li> <li>• em e na proximidade de áreas destinadas a espaços de atividades económicas, empreendimentos turísticos, áreas potenciais para a exploração agrícola e para o aproveitamento dos recursos geológicos, grandes equipamentos, infraestruturas e outras áreas legalmente condicionadas</li> <li>• na proximidade de outras infraestruturas lineares existentes (eixos rodoviários e ferroviários)</li> </ul> <hr/> <p>Extensão (km) de linhas aéreas corrigidas por linhas subterrâneas em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• áreas urbanas e na sua proximidade</li> <li>• em áreas de atividades económicas e na sua proximidade</li> </ul> <hr/> <p>Variação da extensão e percentagem de linhas aéreas e de linhas subterrâneas na RND (km e %)</p>

### FCD 3: Gestão dos Valores Territoriais

Critérios de avaliação	Fundamentação	Indicadores
Assimetrias Territoriais	Permite avaliar a capacidade de mobilização de recursos energéticos endógenos e os efeitos da proximidade da rede a novos produtores nas desigualdades regionais de desenvolvimento económico, em especial em territórios com VAB per capita inferior à média nacional; permitirá, ainda, avaliar a capacidade de satisfação das necessidades locais e consequente redução das assimetrias territoriais no acesso à energia; além de permitir analisar a evolução do desempenho ambiental da rede existente com recurso a eventuais reclamações que tenham ocorridos e que, entretanto, tenham solução equacionada no âmbito dos investimentos previstos no Plano	Variação da capacidade de receção e transporte de FER (GWh e %) em: <ul style="list-style-type: none"> <li>• territórios com VAB per capita inferior à média nacional;</li> <li>• na RND</li> </ul>
		SAIDI-MT ( <i>System Average Interruption Duration Index</i> , em minutos), por município
		TIEPI MT ( <i>Tempo de interrupção equivalente da potência instalada</i> , em minutos), por município
		Reclamações ambientais por município (nº)

## 5 CONCLUSÃO

Em resumo, neste relatório de definição do âmbito da Avaliação Ambiental do PDIRD-E 2024:

- i. Evidenciaram-se as especificidades do Plano e a metodologia de Avaliação Ambiental adotada;
- ii. Identificou-se o objeto de análise que, no caso do PDIRD-E 2026-2030, inclui propostas do Plano que, maximizando a incorporação de FER com base na rede existente, minimizem as necessidades de implementação de nova rede que permita suportar a receção de nova produção FER (solar e eólica) prevista e a satisfação de nova procura;
- iii. Identificaram-se os principais objetivos da E-REDES para a RND que, neste ciclo de planeamento, se traduzem em propostas de modernização, de renovação e de expansão da rede que contribuem para as metas nacionais e europeias de incorporação de FER, redução das emissões de GEE do setor energético, assim como a aceleração da transição energética e a descarbonização da economia, a par da criação de condições para aumento da resiliência da rede e do seu desempenho ambiental;
- iv. Desenvolveu-se uma análise que permitiu identificar, para este Plano:
  - o O correspondente Quadro de Referência Estratégico (onde se destacam importantes – e recentes - documentos estratégicos e legais, europeus e nacionais, marcados pela intencionalidade de imprimir maior celeridade ao processo de descarbonização e pela necessidade de promover a autossuficiência energética da Europa face a mercados globais disruptivos);
  - o Um conjunto de Questões Estratégicas e de Questões Ambientais e de Sustentabilidade que conduziram à identificação dos Fatores Críticos para a Decisão,

resultando numa verdadeira grelha de leitura capaz de avaliar as consequências mais relevantes das propostas (em determinadas áreas críticas) e fornecer ao Plano um conjunto de condicionantes a ter em conta na sua implementação futura.

É importante referir que, no âmbito desta Avaliação Ambiental, considerando a fase de planeamento em que é desenvolvida, a natureza distinta das intervenções propostas e a simultaneidade entre o exercício de avaliação e a elaboração do Plano, não se procederá à identificação de traçados para as futuras extensões de rede, mas procurar-se-á evidenciar os principais obstáculos à sua concretização. Assim, o resultado desta avaliação ambiental do PDIRD-E 2024 constituirá um ponto de partida, devidamente fundamentado e validado ao longo dos diversos procedimentos de consulta, para a futura definição de corredores dos traçados a desenvolver, tendo em conta as condicionantes aqui identificadas previamente.

Este enquadramento global e a metodologia adotada permitiram identificar e fundamentar três Fatores Críticos para a Decisão que se entende constituírem uma base sólida e focada (complementada com um conjunto de critérios de avaliação e indicadores) para estruturar o exercício subsequente da Avaliação Ambiental do Plano, a saber:

**FCD1: Modernização da RND**

**FCD2: Descarbonização da RND**

**FCD3: Gestão dos Valores Territoriais**

## **ANEXOS**

## ANEXO I - Proposta de Entidades a Consultar

Para cada FCD considera-se que as ERAE a consultar são as constantes do enquadramento legal em vigor, nomeadamente:

<b>ERAE a consultar</b>	<b>FCD1 Modernização da RND</b>	<b>FCD2 Descarbonização da RND</b>	<b>FCD3 Gestão dos Valores Territoriais</b>
APA – Agência Portuguesa do Ambiente;	X	X	X
Associação Nacional de Municípios Portugueses	X	X	X
Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil		X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve	X	X	X
Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável	X	X	X
Direção Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural		X	X
DGEG - Direção Geral da Energia e Geologia	X	X	X
Património Cultural, IP			X
Direção Geral de Saúde	X		
DGT - Direção Geral do Território	X	X	X
ICNF - Instituto da Conservação da Natureza e Florestas			X
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Norte			X
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Centro			X
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-LVT			X
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Alentejo			X
Instituto de Conservação da Natureza e Florestas-Algarve			X
IP – Infraestruturas de Portugal, SA	X		
IMT - Instituto da Mobilidade e dos Transportes	X		
Laboratório Nacional de Energia e Geologia	X	X	X
REN – Redes Energéticas Nacionais	X	X	
Turismo de Portugal, I.P.	X		

## ANEXO II – Fontes de Informação propostas

A análise dos efeitos ambientais do PDIRD-E, segundo os critérios e indicadores enunciados, basear-se-á, fundamentalmente, na compilação da informação existente, publicada ou produzida por diversas fontes, bem como na informação produzida no âmbito dos trabalhos do próprio Plano.

Como fontes de informação propõem-se as a seguir elencadas, sem prejuízos de se incluírem outras cuja relevância seja identificada ao longo da elaboração da presente AA.

- Cartografia: (DGT, **INSIGOS**, Corine Land Cover - informação sobre as principais classes de uso do solo; (DGADR): Regadios; (Turismo de Portugal): Equipamentos Turísticos; (IP e IMT): informação relativa a infraestruturas de transporte rodoviário e ferroviário; (ICNF); (Património Cultural)
- Instrumentos de gestão territorial (DGT, CCDR) - informação sobre uso do solo, infraestruturas, equipamentos, servidões e restrições ao uso do solo; (ANEPC): **informação relativa a riscos.**
- Informação estatística (INE) - população e outra informação caracterizadora do modelo de povoamento, dados sobre a indústria e a energia;
- E-REDES - Caracterização da RND e informação sobre dados dos planos relativamente à distribuição e armazenamento de energia, assim como da estimativa da capacidade disponível para a receção de nova geração e satisfação de novos consumos.
- Emissões de GEE:
  - Emissões anuais setoriais de GEE e Emissões anuais de GEE associadas à energia transportada na rede (APA, DGEG, E-REDES);
  - Energia (valor nominal) na rede, por fonte energética (por ano).
- Eventos Climáticos extremos:
  - Número e duração de interrupções devidas a eventos climáticos excecionais, por tipo e ano (E-REDES, DGEG);
  - N.º de ocorrências que implicaram a ativação de planos de emergência, por tipo e ano (E-REDES, ANEPC, DGEG);
  - SIG dos cenários climáticos (CCIAM - *Center for Climate Change Impact, Adaptation and Modelling*, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa).
- Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas
  - Rede Nacional de Áreas Protegidas, Sítios da Rede Natura 2000, Zonas Importantes para as Aves (IBA), Sítios Ramsar; Habitats constantes da Diretiva Habitats (ICNF, I.P, IGEO);
  - Espécies da fauna: zonas críticas para as aves com estatuto de conservação desfavorável mais suscetíveis de colisão; abrigos de quirópteros de importância nacional (ICNF, I.P; SPEA);
  - “Plano de Ação para a Conservação do Lince-ibérico” (ICNF)
  - Relatórios de Avaliação e Controlo da implementação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento anteriores, tal como previstos nas Declarações Ambientais (E-REDES, S.A).
- Paisagem e Património Cultural e Natural:
  - Paisagens notáveis (CCDR);
  - Elementos singulares (Contributos para a Identificação e Caracterização da Paisagem em Portugal Continental);
  - Património mundial, nacional e de interesse público (Património Cultural);
  - Património monumental, histórico e corrente nacional (Património Cultural, CCDR);
  - Cartas do Património e de Condicionantes das Câmaras Municipais, nas zonas de interesse (Património Cultural, CCDR, DGT);
  - “Património Geológico de Portugal – Inventário de geossítio de relevância nacional” (ICNF; LNEG)
- Recursos Hídricos
  - Planos de Gestão de Região Hidrográfica e Planos de Gestão dos Riscos de Inundação (APA)

Assunto: PDIRD-E 2024 | Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RCFD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)

A E-REDES - Distribuição de Eletricidade, S.A solicitou parecer à Direção-Geral do Território (DGT) sobre o âmbito da Avaliação Ambiental (AA) do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (RND) de Eletricidade (PDIRD-E), para o ciclo de planeamento 2026 – 2030., bem como sobre o alcance da informação a incluir no relatório ambiental, disponibilizando para o efeito o documento “Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RCFD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)”.

A proposta de Plano para o próximo quinquénio – PDIRD-E 2024 – é o primeiro exercício de planeamento elaborado após a aprovação do novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), que o vem adaptar às necessidades e desafios colocados pelos diversos instrumentos estratégicos que norteiam a política energética nacional nos próximos anos e que determinam o máximo aproveitamento dos recursos renováveis endógenos e a maximização do potencial de capacidade de receção de energia proveniente de fontes de energias renováveis pela rede elétrica de serviço público (RESP).

Na futura proposta de PDIRD-E 2024 as propostas de investimento são diversificadas e com diferentes níveis de expressão territorial, e os investimentos são organizados em cinco Pilares de Investimento:

- Modernização: renovação de ativos com desempenho menos satisfatório;
- Resiliência e Ambiente: melhoria da Qualidade de Serviço, promoção ambiental, abertura e restabelecimento de faixas de gestão de combustível;
- Eletrificação e Descarbonização: criação de nova capacidade de rede, destinada a assegurar a Segurança de Abastecimento, a integração de produção distribuída, ligação de clientes e PCVE e a redução de perdas;
- Transformação Digital: com a instalação de dispositivos e sistemas de gestão, supervisão e controlo da rede, nomeadamente telecomando da rede MT, e de sistemas informáticos direcionados para a segurança ciberfísica e, por último,
- Suporte à atividade: destinados a investimentos em equipamentos de transporte, edifícios e outros.

Metodologicamente a definição de Fatores Relevantes para a Avaliação Ambiental (FRAA), aproxima-se da metodologia habitualmente seguida neste tipo de procedimentos e baseada no Guia de Boas Práticas para a AAE, sendo identificadas Quadro de Referência Estratégico (QRE), Questões Estratégicas (QE) e Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS).

No Quadro de Referência Estratégico e ao nível do Território o Programa Nacional da Política de Ordenamento do Território (PNPOT) é o instrumento de topo do sistema de gestão territorial que define objetivos e opções estratégicas de desenvolvimento territorial e estabelece o modelo de organização do território nacional. O PNPOT constitui-se como quadro de referência para os demais programas e planos territoriais e como um instrumento orientador das estratégias com incidência territorial, estabelecendo na Agenda para o Território - Programa de Ação, as macroorientações de política nacional, regional e municipal e os objetivos e metas de longo prazo em matéria de ambiente e sustentabilidade.

No contexto do plano salienta-se igualmente a referência à Política Nacional de Arquitetura e Paisagem e ao Programa de Transformação da Paisagem e a pertinência da sua inclusão na análise a desenvolver.



São enunciadas um conjunto de questões estratégicas associadas ao planeamento das intervenções, e neste quadro consideram-se relevante a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

As Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) desta AA decorrem, em relação direta, dos fatores ambientais definidos na legislação em vigor.

Da metodologia de análise implementada, resultou a identificação de três FCD: Modernização da RDN, Descarbonização da RND e Gestão dos Valores Territoriais.

Tendo presente a metodologia seguida e o principal objetivo da AAE de identificar, avaliar e acompanhar do um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as intervenções propostas para a evolução da RND, não se compreende a seleção do FCD Modernização da RDN e os critérios subjacentes à sua formulação, uma vez que se entente que a modernização da RDN constitui um objetivo do plano constituindo um dos pilares de investimento.

Acresce que os critérios de avaliação e indicadores selecionados para a avaliação estão maioritariamente relacionados com questões intrínsecas ao plano e não com a avaliação dos efeitos das intervenções.

Consideram-se adequados os FCD Descarbonização da RND e Gestão dos Valores Territoriais, no sentido de promover uma avaliação relativa aos objetivos de política climática e energética identificados e evidenciados como estratégicos e avalia a expressão territorial da RND e as condições da sua materialização física, respetivamente.

Importa referir, que Modelo Territorial do PNPOT reconhece que as redes de conectividade são cruciais para o ordenamento do território, promovendo a interconexão dos ecossistemas, das pessoas e das atividades, contribuindo para a valorização dos recursos e para um modelo de organização territorial mais sustentável.

Neste contexto os princípios relacionados com as especificidades territoriais, o reforço da solidariedade e equidade territoriais e a promoção da sustentabilidade da utilização dos recursos nos diversos territórios não foi plenamente considerada na proposta de âmbito da avaliação.

Direção-Geral do Território

28 de junho de 2024

EX.MO(A) SENHOR(A)  
E-REDES - DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE, S.A.  
AV JOSÉ MALHOA, 25  
1070-157 LISBOA

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data
email 04/06/2024	2024-06-04	UOT-DOT 580/2024 Proc: AAE-00.00.00/2-17	2024-06-14

**ASSUNTO:** Avaliação Ambiental Estratégica Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade 2024 (PDIRD-E 2024) – Relatório de Fatores Críticos Para a Decisão – Parecer ao abrigo dos n.os 4 e 5 do artigo 5.º do Regime Jurídicos Avaliação Ambiental Estratégica

Através de correio eletrónico de 04-06-2024, a E-Redes, na qualidade de entidade responsável pela elaboração **Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade 2024 (PDIRD-E 2024)**, nos termos e para os efeitos do n.º 4 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho (Regime Jurídicos Avaliação Ambiental Estratégica – RJAAE), na sua redação atual, solicitou parecer sobre o âmbito da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do referido Plano. Para o efeito disponibilizou, o documento “Relatório dos Fatores Críticos Para a Decisão”, datado de abril de 2024.

Na mencionada mensagem é referido *“No decorrer do mês de abril a E-REDES enviou o Relatório de Fatores Críticos para a Decisão (RFCD) da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do Plano de Desenvolvimento da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (PDIRD), para apreciação. Gostaríamos de contar com os vossos comentários e/ou sugestões ao relatório, de modo a darmos seguimento ao processo de AAE. Neste sentido, solicitamos e agradecemos a vossa resposta até ao dia 15 de junho (prazo alargado) para o email pdirde2024@ e-redes.pt.”*, contudo, não foi, até à data referida inicialmente, rececionado nestes serviços qualquer pedido de apreciação no âmbito do presente assunto.

Assim, relativamente a este assunto, e relevando o curto espaço temporal disponibilizado para proceder à apreciação do documento RFCD do PDIRD-E 2024, é possível informar:

### **Enquadramento**

---

A proposta do PDIRD-E 2024, de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional - SEN), na redação atual, é elaborada e apresentada pelo operador da rede de distribuição: E-Redes. Na sequência da alteração introduzida

ao referido diploma, o PDIRD-E passa a assumir a natureza de plano setorial (artigo 128.º), elaborado nos termos do disposto nos artigos 39.º a 41.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na redação atual.

*O Plano tem como propósito garantir a segurança do abastecimento e da operação da rede e assegurar a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço e um foco particular no alinhamento com os objetivos de política climática e energética, identificando os seguintes objetivos específicos:*

**OE1.** Viabilizar o cumprimento das metas da política energética nacional e europeia, com benefício para a descarbonização, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a sustentabilidade do preço da energia elétrica.

**OE2.** Garantir uma resposta célere na ligação à rede de consumidores e produtores, facilitando o desenvolvimento de novas realidades, como a mobilidade elétrica, o autoconsumo e o armazenamento de energia.

**OE3.** Assegurar a qualidade e fiabilidade do fornecimento, promovendo a convergência de níveis de serviço no território nacional, num contexto de crescente dependência da economia e na sociedade relativamente à energia elétrica e de adaptação às alterações climáticas.

**OE4.** Assegurar a sustentabilidade da rede a médio prazo, evitando uma trajetória de degradação dos ativos que originaria impactos na qualidade, custos elevados e níveis de investimento incomportáveis em períodos futuros;

**OE5.** Assegurar a preservação dos valores naturais e a racionalização da utilização das infraestruturas existentes, adequando às necessidades de expansão da RND.

Para concretizar estes objetivos são propostos investimentos na RND que englobam a modernização de ativos, o aumento da resiliência e a melhoria do desempenho ambiental da rede existente, a expansão da rede de distribuição (AT e MT) e a transformação digital. Os investimentos e intervenções propostos seguem uma lógica de eficiência, contribuindo para que *“asseguem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento”*.

A aplicação da AAE ao PDIRD-E 2024 é legalmente enquadrada na alínea a) do n.º 1 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho (RJAAE), na sua atual redação.

## 1. Estrutura do documento

O documento “Relatório dos Fatores Críticos Para a Decisão” PDIRD-E 2024 apresenta a seguinte estrutura:

1. Introdução
2. Objetivos e Metodologia
3. Objeto de Avaliação: PDIRD-E 2024
4. Definição dos Fatores Críticos para a Decisão

Anexos (*Proposta de Entidades a Consultar e Fontes de Informação propostas*)

Considera-se que a estrutura apresentada permite para dar suporte à delimitação do âmbito e do alcance prevista no artigo 5º do RJAAE.

## **2. Objetivos e Metodologia**

---

O presente estudo assumiu como objetivos os usualmente determinados para uma Avaliação Ambiental de Planos: identificar propostas, constrangimentos e oportunidades, avaliar através da definição de FCD e respetivos critérios e indicadores, e acompanhar através da monitorização da implementação e derivação de orientações para projetos futuros.

Tendo como base os referenciais metodológicos previstos tanto na legislação que enquadra a AAE, como nos guias produzidos para apoio ao seu desenvolvimento (*“Guia de melhores práticas para a avaliação ambiental estratégica – orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE”*, APA/Partidário, 2012, *“Guia de boas práticas para a avaliação ambiental estratégica – orientações metodológicas”*, APA/Partidário, 2008, etc.), a metodologia adotada dá, genericamente, cumprimento aos requisitos exigidos ao processo de Avaliação Ambiental de Planos. As fases são descritas de forma a contribuir para uma clara compreensão do processo e do objetivo da avaliação em questão.

## **3. Objeto da avaliação**

---

A presente AAE tem como objeto a avaliação das propostas de investimento e de intervenções na RND, que que, de acordo com a entidade responsável pelo Plano, *“são as necessárias e adequadas para se assegurar o cumprimento cabal dos objetivos e metas que resultam do QRE, nomeadamente, as resultantes das orientações da política nacional para o sector, clima, ambiente e território.”*

O objeto da avaliação encontra-se devidamente descrito e enquadrado, permitindo apreender o âmbito no qual a AAE deve desenvolver-se, assim como a natureza e caracterização das ações a implementar e dos objetivos a atingir com o PDIRD-E 2024.

## **4. Quadro de Referência Estratégico (QRE)**

---

O Quadro de Referência Estratégico (QRE) adotado para a AAE do PDIRD-E 2024, que se considera adequado, identifica os instrumentos relevantes, de natureza estratégica ou financeira, a nível internacional e nacional, com os quais se relaciona, e que constituem, simultaneamente, um referencial de apoio para a definição de guias de atuação e uma base para a análise da articulação estratégica do Plano.

No sentido de avaliar a coerência global do Plano com as grandes linhas estratégicas preconizadas no QRE, nomeadamente no que diz respeito ao desenvolvimento sustentável e ao ordenamento

do território, foi desenvolvida uma matriz de convergência entre cada um dos instrumentos identificados e os pilares de investimento subjacentes à proposta de Plano.

## 5. Questões Estratégicas (QE)

---

As questões estratégicas (QE) e ambientalmente significativas consideradas, foram as seguintes:

QE 1 - Preparar a rede para responder à evolução esperada do consumo e de novas ligações, num contexto de crescimento da mobilidade elétrica, produção distribuída e autoconsumo;

QE 2 - Renovar e modernizar ativos com desempenho menos satisfatório, adotando novas soluções técnicas, para garantir a sustentabilidade e resiliência da rede num quadro de crescente eletrificação da economia;

QE 3 - Apostar na digitalização e nas redes inteligentes, incluindo automação e telecomando, sistemas avançados de supervisão e operação, conectividade e cibersegurança;

QE 4 - Incorporar novas soluções de flexibilidade no planeamento da rede para otimizar a utilização da capacidade existente e promover maior eficiência no investimento;

QE 5 - Garantir o cumprimento das obrigações regulamentares em matérias como a segurança das infraestruturas e a gestão da vegetação.

QE 6 - Assegurar a salvaguarda das componentes naturais e humanizadas do ambiente, que possam ser afetadas pela presença ou proximidade de uma infraestrutura com as características da RND;

QE 7 - Assegurar o compromisso da estratégia da RND com a defesa e a promoção dos valores da coesão socio-territorial;

QE 8 - Promover a otimização da ocupação espacial da RND e das estratégias de expansão, incluindo as associadas ao investimento inerente à ligação de novos consumidores e produtores.

Sobre esta matéria considera-se que as questões estratégicas elencadas se encontram alinhadas com a natureza do Plano a avaliar e com o QRE, tendo sido apresentada uma matriz de convergência entre cada uma das QE e os objetivos estratégicos definidos e outra estabelecendo a ligação entre estas e os pilares de investimento preconizados, pelo que nada temos a acrescentar ou obstar.

## 6. Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS)

---

Conforme o documento submetido a apreciação *“para a definição das QAS procedeu-se a uma interpretação dos Pilares de Investimento previstos e dos seus objetivos à luz das potenciais consequências ambientais, de acordo com os fatores ambientais definidos no artigo 6º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho.”*.

Os Fatores Ambientais elencados dão cumprimento à exigência legal enquadrada pelo Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, na alínea e), n.º 1, artigo 6º, sendo: “biodiversidade, população, saúde humana, fauna, flora, solo, água, atmosfera, fatores climáticos, bens materiais, património

cultural, incluindo o património arquitetónico e arqueológico e paisagem”, tendo sido apresentada uma matriz que estabelece a relação entre estes fatores e as QAS identificadas, que se considera adequada, pelo que sobre esta matéria nada há a acrescentar.

Apoiados nos referenciais metodológicos em matéria de AAE, surgiram como mais relevantes para o Plano em apreço, as seguintes questões Ambientais e de Sustentabilidade, as quais se consideram apropriadas:

QAS1 - Renovar e modernizar os ativos da RND, minimizando novas intervenções no território

QAS2 - Renovar e modernizar os ativos da RND, criando condições para aumentar a resiliência da rede

QAS3 - Assegurar a qualidade de serviço da RND, incrementando a redundância na rede e a capacidade de transporte

QAS4 - Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade de carga adicional na RND, respeitando e preservando os valores naturais existentes

QAS5 - Promover a transição para a eletrificação e descarbonização com a criação de capacidade adicional na RND, respeitando e preservando os valores culturais, sociais e humanos existentes

QAS6 - Investir na transição digital da RND, para melhorar a gestão, supervisão, controlo e segurança da rede

QAS7 - Melhorar o desempenho ambiental da RND

QAS8 - Melhorar o desempenho social e territorial da RND

QAS9 - Promoção da equidade social e da coesão territorial no acesso à capacidade disponível da rede e aos seus serviços.

## **7. Fatores Críticos para a Decisão**

---

Na determinação dos fatores críticos de decisão (FCD), o documento em apreciação teve por base um modelo de interação e análise integrada entre o objeto da avaliação, o QRE, as QE, as QAS e as avaliações ambientais realizadas sobre anteriores edições do Plano. Desta forma, foram determinados 3 fatores críticos para a decisão que, no geral, se afiguram adequados ao objetivo da AAE, sendo:

**FCD1 - Modernização da RDN**

**FCD2 - Descarbonização da RND**

**FCD3 - Gestão dos Valores Territoriais**

De acordo com PARTIDÁRIO, 2012, os FCD *constituem as janelas de observação, destinadas a focar a atenção sobre o que é realmente importante para a avaliação, seguindo o princípio da parcimónia. Os FCD são temas chave, integrados, são os fatores de sucesso ambiental e de sustentabilidade na decisão estratégica.* O que se verifica no documento apresentado é que os FCD

em tudo se assemelham aos chamados “pilares de investimento” definidos, afirmando-se que a sua designação deve ser “*convergente com as motivações subjacentes aos investimentos propostos no plano*”. Entende-se que os FCD devem convergir com os objetivos estratégicos e intervenções previstos no Plano, avaliando em que medida impactam no ambiente, por forma a prevenir ou mitigar os respetivos efeitos, pelo que se alerta para a eventual necessidade de rever os FCD à luz das orientações metodológicas aplicáveis à AAE.

No que concerne a esta matéria alerta-se, ainda, que os critérios a definir devem especificar e detalhar o significado dos FCD e os indicadores devem ser claros e precisos, de recolha e verificação fácil, relevando a importância de identificar valores de referência e estabelecer metas a atingir periodicamente. As unidades de medida e as fontes de informação (que se encontram identificadas no Anexo II do RFCD) são também fatores que devem ser devidamente ponderados e identificados, bem como a periodicidade de recolha de dados.

## 8. Envolvimento Público e Institucional

---

Sendo a comunicação e o envolvimento (público e institucional) uma das componentes do modelo de pensamento estratégico em AAE, foi integrado no RFCD o Anexo I, o qual identifica as Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas a consultar, na relação direta com cada um dos FCD (não obstante a possibilidade de emissão de contributos transversais a todos), pelo que nada há a acrescentar neste âmbito.

## 9. Conclusão

---

O *Relatório de Fatores Críticos Para Avaliação Ambiental Estratégica* do PDIRD-E 2024 encontra-se alinhado com a abordagem metodológica sugerida pela Agência Portuguesa do Ambiente, bem como genericamente em conformidade com o quadro legal da AAE, apresentando os instrumentos, elementos e questões essenciais para esta fase da avaliação ambiental, considerando-se nada haver a opor ao seguimento para a fase seguinte da AAE.

Com os melhores cumprimentos,

O Vice-Presidente

(Professor Eduardo Anselmo Castro)

Delegação de Competências, Deliberação N.º 445/2024

(publicado no DR n.º 70, 2ª Série, de 9 de abril de 2024)

## Anexo IV - Proposta de Entidades a Consultar

Para cada FCD considera-se que as ERAE a consultar são as constantes do enquadramento legal em vigor, nomeadamente:

<b>ERAE a consultar</b>	<b>FCD1 Modernização da RND</b>	<b>FCD2 Descarbonização da RND</b>	<b>FCD3 Gestão dos Valores Territoriais</b>
APA – Agência Portuguesa do Ambiente;	X	X	X
Associação Nacional de Municípios Portugueses	X	X	X
Autoridade Nacional de Emergência e Proteção Civil		X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Norte	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Centro	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Alentejo	X	X	X
Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional do Algarve	X	X	X
Conselho Nacional do Ambiente e do Desenvolvimento Sustentável	X	X	X
Direção Geral de Agricultura e Desenvolvimento Rural		X	X
DGEG - Direção Geral da Energia e Geologia	X	X	X
Património Cultural, IP			X
Direção Geral de Saúde	X		
Administração Regional de Saúde do Norte	X		
Administração Regional de Saúde do Centro	X		
Administração Regional de Saúde de Lisboa e Vale do Tejo LVT	X		
Administração Regional de Saúde do Alentejo	X		
Administração Regional de Saúde do Algarve	X		
DGT - Direção Geral do Território	X	X	X
ICNF - Instituto da Conservação da Natureza e Florestas	X		X
IP – Infraestruturas de Portugal, SA	X		
IMT - Instituto da Mobilidade e dos Transportes	X		
Laboratório Nacional de Energia e Geologia	X	X	X
REN – Redes Energéticas Nacionais	X	X	
Turismo de Portugal, I.P.	X		



## Anexo V – Síntese de anteriores AAE e do correspondente acompanhamento

Em 2018 foi apresentada a primeira AAE do PDIRD-E 2018. Nessa AAE, segundo o mencionado, foi alterada a metodologia de avaliação preconizada no Guia de AAE publicado pela Agência Portuguesa de Ambiente em 2012, tendo sido adotada uma metodologia de avaliação ambiental com duas componentes:

- Uma componente estratégica, correspondente à AAE, com a metodologia do Guia de AAE 2012,
- E uma componente operacional, correspondente a uma avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento.

Esta opção decorreu do entendimento de que um plano que é reequacionado a cada dois anos e, como tal, a estratégia seguida pode permanecer por mais do que uma edição do Plano. Nessas circunstâncias e considerando que “A AAE deve ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e com a dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E e ser aplicada apenas quando exista justificação estratégica” decidiram que deveria ser aplicada uma formulação metodológica que englobasse os dois níveis de avaliação acima referidos. Assim, consideraram que a AAE do Plano deveria ser complementada por outros instrumentos que mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação. Dessa forma, justificaram que “Com a aplicação da avaliação ambiental prévia a cada ciclo do PDIRD-E fica assegurado o acompanhamento cíclico do PDIRD-E com um instrumento de avaliação ambiental.”.

O quadro de avaliação do PDIRD-E2018 incluiu os três FCD indicados no quadro seguinte, juntamente com os correspondentes critérios e indicadores. Estão assinalados a verde os indicadores que também constam do atual quadro de avaliação.

FCD	Crítérios de avaliação	Indicadores
FCD #1. ASSIMETRIAS SOCIO- TERRITORIAIS	Qualidade de serviço	System Average Interruption Duration Index (SAIDI-MT - Duração média das interrupções longas, previstas, do sistema por pontos de entrega (clientes))
		System Average Interruption Frequency Index (SAIFI-MT - Frequência média das interrupções longas, previstas, do sistema por cliente8)
	Vulnerabilidades ambientais	Duração média das interrupções longas, acidentais9, do sistema por cliente, considerando eventos extremos (SAIDI- MT com eventos excecionais)
		Frequência média das interrupções longas, acidentais, do sistema por cliente, considerando eventos extremos (SAIFI- MT com eventos excecionais)
		Percentagem de interrupções acidentais por causas “Próprias”
FCD #2. DESEMPENHO AMBIENTAL	Recursos naturais e culturais	Extensão de linha com proteção de avifauna (km)
		Linhas e equipamentos situados em áreas sensíveis ou com estatuto de proteção ambiental (localização e km)
		Linhas e equipamentos que interferem com património cultural classificado (localização e km)
	Risco ambiental	Investimento ambiental para redução de risco
		Reclamações ambientais (nº)
FCD #3. EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	Redes inteligentes	Percentagem de postos de transformação de distribuição com <i>Distribution Transformer Controllers</i> (DTC)
		Número médio de viagens ao DTC para verificação
	Redução de perdas técnicas	Percentagem de perdas na rede de distribuição (%)

Dessa avaliação resultou um quadro síntese da AAE, com a correspondente identificação de riscos (a **vermelho**) e oportunidades (a **verde**), para cada um dos FCD, que se transcreve no quadro seguinte.

OE (resumo)	FCD 1 – Assimetrias Socio-Territoriais	FCD 2 – Desempenho Ambiental	FCD 3 – Eficiência Energética
OE 1 - Melhorar a QST nas zonas pior servidas e admitindo uma ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualidade de Serviço</li> <li>Vulnerabilidade ambiental</li> </ul> <p>Reforço da equidade no acesso à rede de distribuição.</p> <p>Risco associado à degradação da QST nas zonas atualmente melhor servidas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recursos naturais e culturais</li> <li>Risco ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redes inteligentes</li> <li>Redução de perdas técnicas</li> </ul>
OE 2 - Aumentar a resiliência das linhas aéreas existentes e novas:	<p>(transversal a todas as alíneas abaixo)</p> <p>Redução de assimetrias por melhoria da qualidade de serviço e redução das interrupções.</p> <p>Redução da vulnerabilidade dos territórios às alterações climáticas.</p>		
a. Enterrar linhas aéreas em fim de vida útil, prioritariamente em áreas urbanas e vulneráveis ao risco de incêndio	<p>Redução da vulnerabilidade do território ao risco de incêndio.</p> <p>Risco de manter as assimetrias sócio-territoriais na QST em relação à vulnerabilidade ambiental da rede já que apenas as condições técnicas e financeiras das linhas em fim de vida útil são verificadas como condição ao enterramento</p> <p>– não se prevê que sejam consideradas como passíveis de enterramento linhas que estejam em situação de vulnerabilidade, mas não em fim de vida útil.</p>	<p>Valorização da paisagem e redução de conflitos de uso de solo, designadamente em zonas de sensibilidade ambiental ou de valor patrimonial quando ocorra enterramento.</p> <p>Libertação de zonas de sensibilidade ambiental ou de valor patrimonial/cultural e redução do impacte paisagístico da rede quando ocorra enterramento.</p> <p>Risco de afetação de património arqueológico no subsolo.</p> <p>Manutenção da ocupação de zonas urbanas e de sensibilidade ambiental ou de valor patrimonial/cultural e do impacte paisagístico da rede caso as condições técnicas e financeiras necessárias não se verifiquem.</p>	<p>Redução das perdas técnicas e não-técnicas quando ocorra enterramento.</p>
b. Intervir fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal com corte, abate e reflorestação	<p>Aumento da competitividade dos territórios com forte presença de área florestal por melhoria da QST e redução da vulnerabilidade a incêndios e diversificação</p>	<p>Oportunidade em termos de proteção contra incêndios florestais.</p> <p>Oportunidade de reflorestação com espécies autóctones e de exploração sustentável do território.</p>	

OE (resumo)	FCD 1 – Assimetrias Socio-Territoriais	FCD 2 – Desempenho Ambiental	FCD 3 – Eficiência Energética
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualidade de Serviço</li> <li>Vulnerabilidade ambiental</li> </ul> <p>da rentabilidade dos terrenos intervencionados</p> <p>Risco se as espécies introduzidas não forem as adequadas</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recursos naturais e culturais</li> <li>Risco ambiental</li> </ul> <p>Risco de manutenção de situações de perda de biodiversidade, fragmentação da paisagem, erosão hídrico dos solos ou de perda de valor agro-silvo-pastoril nas faixas de proteção por falta de uma estratégia explícita para o interior destas faixas.</p> <p>Oportunidades condicionadas por acordo de intervenção com os proprietários (exterior das faixas de proteção).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redes inteligentes</li> <li>Redução de perdas técnicas</li> </ul>
c. Garantir a resiliência de novas linhas aéreas ao nível da sua conceção e projeto	Reforço da resiliência global da rede de distribuição face às alterações climáticas.		
OE 3 - Reforçar a automação da gestão e controle operacional da rede e criar condições de suporte a redes inteligentes	<p>Melhoria da qualidade de serviço nas zonas onde seja viável - redução do número e duração das interrupções.</p> <p>Criação de condições para a implementação de <i>smart cities</i> aumentando a competitividade dos territórios.</p> <p>Opção ameaçada pela heterogeneidade da cobertura e desempenho da rede de telecomunicação. Risco de não concretização e manutenção de assimetrias na competitividade dos territórios.</p>	<p>Oportunidade, se implementada, para uma utilização mais eficiente dos recursos.</p> <p>Redução de incidentes ambientais por melhoria de deteção de avarias.</p>	<p>Redução significativa de perdas por redução dos consumos em horas de pico e aumento da eficiência nos padrões de consumo dos utilizadores finais.</p> <p>Criação de condições para a introdução do veículo elétrico, para uma gestão eficiente da rede face ao aumento expectável da produção distribuída e para a redução de perdas.</p>
OE 4 – Renovar, substituir ou reabilitar ativos AT/MT com base na criticidade do ativo	Oportunidade de melhoria da qualidade de serviço de forma equitativa, reduzindo as assimetrias socio-territoriais.	<p>Oportunidade em termos de economia circular caso haja um reaproveitamento dos resíduos resultantes.</p> <p>Prolongamento do tempo de vida útil dos ativos, gerando menos resíduos.</p> <p>Oportunidade de implementar soluções com menor impacto paisagístico, menor ocupação do solo ou que gerem menos impactes ambientais localmente.</p> <p>Oportunidade de redirecionar o investimento tendo em conta o risco ambiental.</p>	Oportunidade de adoção de soluções tecnologicamente mais avançadas, mais eficientes e que contribuam para a redução das perdas.

OE (resumo)	FCD 1 – Assimetrias Socio-Territoriais	FCD 2 – Desempenho Ambiental	FCD 3 – Eficiência Energética
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Qualidade de Serviço</li> <li>Vulnerabilidade ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Recursos naturais e culturais</li> <li>Risco ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Redes inteligentes</li> <li>Redução de perdas técnicas</li> </ul>
OE 5 - Adequar o desenvolvimento da infraestrutura à evolução da procura garantindo a segurança de abastecimento	<p>Oportunidade de melhoria de QST devido ao reforço da infraestrutura.</p> <p>Risco de degradação da QST e consequente manutenção ou agravamento de assimetrias socio-territoriais caso a expansão da rede tenha implicações na capacidade de investimento na melhoria da QST (potencial conflito com OE1)</p>	<p>Risco de impactes na biodiversidade, na paisagem, nas emissões de GEE, na contaminação de águas e solos, no património cultural resultantes da instalação de novas linhas e subestações.</p>	<p>Oportunidade de redução de perdas devido ao reforço da infraestrutura.</p> <p>Opção ameaçada pela obrigação legal de ligação da produção distribuída que pode resultar num aumento de perdas técnicas e da garantia de ligação de consumidores em zonas com pior QST, além de poder resultar na utilização ineficiente de recursos e em sobredimensionamentos caso a evolução da procura seja no sentido da redução global ou mesmo localizada.</p>
OE 6 - Favorecer a redução de perdas técnicas			<p>Melhoria global da eficiência energética da rede.</p> <p>Opção fortemente pela obrigação legal de ligação de da produção distribuída.</p> <p>Risco de manter ou agravar perdas técnicas.</p>

Atendendo às conclusões atrás expressas foi delineado um plano de seguimento que incluía as Diretrizes de Planeamento e Gestão (DPG) a seguir indicadas, às quais se junta uma breve descrição da sua integração na presente edição do PDIRD-E 2024.

Diretrizes de Planeamento e Gestão	Integração das diretrizes no PDIRD-E 2024
<b>FCD 1 – Assimetrias socio-territoriais</b>	
<b>DPG1.</b> Em ciclos de planeamento subsequentes, explicitar opções alternativas que permitam reforçar a estratégia do plano e a sua sustentabilidade em condições de inviabilidade técnica e/ou financeira.	Com a aprovação do PDIRD existe viabilidade financeira para cumprir os planos de MQS definidos. A definição de uma carteira de projetos para o plano MQS permite que haja substituição de um projeto com inviabilidade técnica por outro sempre que necessário. A qualidade de serviço também é assegurada pela renovação dos ativos, assim como pela criação de redundâncias na rede (ex. mecanismos segurança N-1).
<b>DPG2.</b> Manter QST nas zonas melhor servidas e melhorar nas restantes	Modelo utilizado para a definição do plano de melhoria da QST assente na alocação de investimento de forma regional, de modo a manter os valores estáveis nas zonas A de QS, procurando melhorar os indicadores para as zonas B e C. Os objetivos são revistos a cada 2 anos, procurando-se reduzir assimetrias entre zonas de QS.
<b>DPG3</b> Reforçar a resiliência às alterações climáticas e eventos climáticos excecionais com enfoque na rede em MT, na região Norte e na zona litoral a norte de Lisboa	Não aplicável à presente edição do Plano.

Diretrizes de Planeamento e Gestão	Integração das diretrizes no PDIRD-E 2024
<p><b>DPG4.</b> Reforçar a análise e avaliação da resiliência da rede em cenários de alterações climáticas, considerando a tendência de agravamento da ocorrência de eventos extremos incluindo ondas de calor (e risco de incêndio), cheias, inundações e erosão costeira</p>	<p>Assim, em 2021, e juntamente com a Academia, a E-REDES iniciou um estudo para a definição de um Plano de Adaptação às AC, no qual feita a identificação das vulnerabilidades da rede com base em cenários climáticos futuros (os mesmos que foram considerados para o RNA2100).</p> <p>Na presente edição do Plano, no âmbito do FCD1 – Modernização da RND, os resultados desse estudo foram adotados na avaliação dos investimentos propostos, para os riscos mais diretamente relacionados com a vulnerabilidade de infraestruturas desta natureza: vento extremo, incêndios rurais e inundações.</p> <p>Adicionalmente, a definição de intervenções no âmbito do programa de Abertura e Restabelecimento da RSFGC é articulada com os diversos municípios, tendo em conta o PMDFCI de cada um.</p>
<p><b>DPG5.</b> Dar continuidade ao Projeto Piloto do Louriçal, no âmbito da redução das assimetrias na Qualidade de Serviço Técnica (QST) e da vulnerabilidade da rede às alterações climáticas</p>	<p>Não aplicável à presente edição do Plano, uma vez que já foi concluído.</p>
<p><b>DPG6.</b> Em ciclos de planeamento subsequentes, explicitar opções estratégicas caso este cenário se coloque. Garantir que as implicações estratégicas (riscos/opportunidades) da expansão da rede são clara e plenamente compreendidas do ponto de vista da sustentabilidade ambiental</p>	<p>Os investimentos propostos no âmbito dos PI 1 - Modernização, PI2 - Resiliência e Ambiente e PI3 – Descarbonização e Eletrificação contribuem para a manutenção dos bons níveis da Qualidade de Serviço Técnica e para um melhor desempenho da RND, em termos de capacidade de carga, de minimização da ocupação do território e de sustentabilidade ambiental.</p>
<p><b>FCD 2 – Desempenho ambiental</b></p>	
<p><b>DPG7.</b> Em ciclos de planeamento subsequentes, explicitar opções alternativas que permitam reforçar a estratégia do plano e a sua sustentabilidade em condições de inviabilidade técnica e/ou financeira, no que diz respeito à ocupação de zonas urbanas e de sensibilidade ambiental ou de valor patrimonial/cultural e do impacte paisagístico da rede</p>	<p>O estabelecimento de novas infraestruturas tem uma preocupação crescente de redução do impacte paisagístico, sendo que nas zonas urbanas e de sensibilidade ambiental ou de valor patrimonial/cultural, o estabelecimento de rede tem uma componente subterrânea cada vez mais relevante.</p> <p>No caso das Subestações, o impacte paisagístico é uma preocupação determinante na fase de elaboração do projeto, segundo a sua inserção mais urbana ou rural.</p>
<p><b>DPG8.</b> Garantir a introdução de espécies autóctones compatíveis com a infraestrutura, numa combinação variada de espécies florestais</p>	<p>A E-REDES promoveu um estudo<sup>35</sup> que identificou os diferentes cenários e ocupação compatível em função das características de cada região, em consonância com o Sistema de Gestão Integrada de Fogos Rurais (SGIFR), cujas diretrizes estão previstas no Decreto-Lei nº 82/2021, bem como a garantia do cumprimento das distâncias de segurança da vegetação às linhas (Decreto Regulamentar 1/92).</p> <p>Estas ocupações compatíveis vão de encontro ao que são os novos Programas de gestão de combustível no que refere às redes de defesa da floresta contra incêndios, a um nível supramunicipal que promovem um trabalho de maior continuidade no território com ciclos de intervenção definidos, os Programas Sub Regionais de Ação, Programas Regionais de Ação e monitorizadas pelos Planos Municipais de Execução.</p> <p>Na presente edição do Plano, releva-se a importância desta forma de gestão de combustível no território como alternativa ao mero corte de vegetação, no âmbito da aplicação do princípio de “não prejudicar significativamente”.</p>
<p><b>DPG10.</b> Aplicar as boas práticas para a Rede Secundária de Faixa de Gestão de Combustível</p>	<p>Na presente edição do Plano está prevista a abertura e restabelecimento da Rede Secundária de FGC e, como se referiu anteriormente, está a ser equacionada (e sempre que possível fomentada) a utilização de ocupações compatíveis<sup>35</sup> como forma de reduzir o corte de vegetação sob as linhas de</p>

Diretrizes de Planeamento e Gestão	Integração das diretrizes no PDIRD-E 2024
	distribuição de energia elétrica de alta tensão (AT) e de média tensão (MT), identificadas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI).
<p><b>DPG11.</b> Promover ativamente a articulação entre os processos de planeamento e ordenamento do território ao nível municipal e setorial e os processos de decisão inerentes à elaboração dos PDIRD-E</p>	<p>Na presente edição do Plano foi efetuada uma avaliação extensa dos principais constrangimentos a futuros investimentos incluídos no P11, P12 e P14. Essa identificação irá favorecer a articulação da rede atual e futura com IGT de ordem superior, equivalente e inferior, numa altura em que – de acordo com o RJ do SEN, o PDIRD-E 2024 será aprovado como Programa Setorial.</p>
<p><b>DPG12.</b> Assegurar o envolvimento ativo das autoridades locais e dos proprietários na envolvente das faixas de proteção na tomada de decisão</p>	<p>Atendendo aos resultados do estudo promovido pela E-REDES<sup>35</sup> e à possibilidade de serem utilizadas ocupações compatíveis nas FGC e nas áreas envolventes, a E-REDES tem incentivado os proprietários e as autoridades locais a experimentar novas oportunidades de investimento que têm como contrapartida a redução das necessidades de intervenção nas FCC. No entanto, está previsto o correspondente investimento para assegurar o cumprimento das disposições legais aplicáveis às FCC.</p> <p>Por outro lado, a E-REDES está presente nas Comissões Municipais no âmbito da proteção da floresta contra incêndio, onde tem assento todas as autoridades locais e centrais, e tem estabelecidos protocolos de parceria com associações locais, envolvendo os proprietários (p.e. Montis e VERDE)</p>
<p><b>DPG13.</b> Dar continuidade ao Projeto Piloto do Louriçal, no âmbito das opções estratégicas com envolvimento com proprietários</p>	<p>Não aplicável à presente edição do Plano, uma vez que já foi concluído.</p>
<p><b>DPG14.</b> Aumentar a reciclagem e valorização de resíduos da desativação no âmbito da economia circular</p>	<p>A E-REDES está a promover um estudo<sup>34</sup> (Plano de Ação para a Economia Circular da E-REDES) não âmbito do qual está a ser analisado o potencial de reciclagem e de valorização de resíduos de desativação. De momento, ao nível do <i>procurement</i>, foram inseridas novas especificações técnicas que favorecem estas vertentes da circularidade.</p>
<p><b>DPG15.</b> Reforçar a avaliação ambiental prévia nas várias fases de planeamento e projeto</p>	<p>Está a ser reequacionada a aplicação e conteúdo da Avaliação Ambiental Prévia de projetos. Para o efeito está a ser preparado um Guia de aplicação interna que, conjuntamente com os resultados da AA do Plano irão constituir a base de elaboração de futuros projetos.</p> <p>No entanto, não se pode deixar de salientar que é realizada Avaliação Ambiental Prévia (nos moldes atuais) a todos os projetos do PDIRD-E.</p>
<p><b>DPG16.</b> Reforçar a pós-avaliação anual ou trianual, do ponto de vista estratégico, apoiada nos indicadores de monitorização propostos bem como na evidência da avaliação de projetos</p>	<p>A E-REDES tem elaborado, anualmente, os Relatório de Avaliação e Controlo (RAC) que permitem o acompanhamento do estado de implementação das diferentes edições do PDIRD-E e das eventuais consequências ambientais dessa implementação.</p> <p>Complementarmente, a E-REDES tem vindo a implementar as seguintes ações com o objetivo de reduzir potenciais impactes negativos no ambiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Protocolos avifauna: sinalização de linhas existentes decorrente da mortalidade registada em espécies protegidas, entrando no plano de promoção ambiental anual da empresa nos anos seguintes.</li> <li>• Vistorias de ambiente e segurança: verificação da inexistência de indícios de derrame de óleo no parque exterior da instalação, nomeadamente junto de equipamentos com óleo (ex.: transformadores, condensadores); Inexistência de más práticas de gestão de resíduos no parque exterior da Subestações (SE) (ex.:</li> </ul>



Diretrizes de Planeamento e Gestão	Integração das diretrizes no PDIRD-E 2024
	<p>queima, abandono, substâncias perigosas, entre outros); se a SE tem sistema de retenção e/ou separação de óleos, se está de acordo com as plantas, limpo, desobstruído e sem evidência de mistura de água com óleo. Estas vistorias são realizadas 1x/5anos por SE, as áreas operacionais fazem inspeções visuais às instalações semestralmente.</p>
<p><b>FCD 3 – Eficiência energética</b></p>	
<p><b>DPG17.</b> Em ciclos de planeamento subsequentes, explicitar opções alternativas que permitam reforçar a estratégia do plano e a sua sustentabilidade em condições de inviabilidade técnica e/ou financeira, no que diz respeito às perdas técnicas e não-técnicas.</p>	<p>Desenvolvimento de estudo em parceria com INESC-TEC no sentido de aferir o impacto da produção distribuída nas perdas técnicas e não técnicas.</p> <p>Complementarmente, têm vindo a decorrer outras análises com o INESC TEC sobre o impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspetivada nos níveis de tensão da RESP.</p> <p>Na presente edição do Plano existe uma componente significativa dos investimentos destinada à modernização da rede atual (PI1 – Modernização) e à expansão da mesma (PI3 – Descarbonização e Eletrificação) que permite melhorar o desempenho e eficiência da RND, com reflexos ao nível das perdas.</p>
<p><b>DPG18.</b> Envolver ativamente as entidades externas ao plano que possam desbloquear situações de risco ou potenciar oportunidades do plano.</p>	<p>No âmbito da presente edição do PDIRD-E 2024 foi definido um Plano de Comunicação que já conta com a realização de 3 ações de divulgação junto da comunidade, assim como a realização de um workshop técnico para divulgação do RFCD às ERAE.</p> <p>Após a entrega da versão preliminar do Plano, está prevista a realização de novas ações de divulgação que se pretende que possam ser desbloqueadoras de eventuais situações de risco e que permitam o estabelecimento de uma nova linha de comunicação com as ERAE, os municípios e a sociedade em geral.</p>

Foi ainda prevista e implementada um plano de monitorização que incluía o acompanhamento do estado de implementação do Plano através de 29 indicadores. O resultado desse acompanhamento pode ser consultado nos RAC divulgados pela E-REDES no sítio da internet institucional.

A título de exemplo salientam-se algumas das conclusões desse acompanhamento, patentes do mais recente Relatório da Qualidade de Serviço 2023:

- No Gráfico 3.11 apresenta-se a evolução mensal acumulada do TIEPI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos. Apesar do forte impacto de fatores climáticos nas infraestruturas de distribuição (com maior expressão na Depressão Aline ocorrida a 19 de outubro, na Depressão Ciarán ocorrida a 1 e 2 de novembro e na Depressão Domingos, ocorrida no dia 4 de novembro), foi possível atingir, em 2023, um TIEPI MT de 48.13 minutos, verificando-se uma redução de cerca de 8% relativamente ao ano de 2022;
- No Gráfico 3.12 apresenta-se a evolução mensal acumulada do SAIDI MT, para interrupções longas, acidentais e previstas, nos últimos 4 anos. À semelhança do indicador apresentado anteriormente, o SAIDI MT sofreu uma redução significativa no ano de 2023;
- No que se refere ao indicador SAIFI MT (Gráfico 3.15), relativamente a 2022 foi registada uma melhoria significativa em 15 regiões, com reduções compreendidas entre os 2% e os 36%;

Por outro lado, nos RAC já disponibilizados pode-se constatar que:

- a RND tem vindo a aumentar a sua extensão, tanto em rede aérea como em rede subterrânea, cifrando-se, no final de 2022 em 19% de rede subterrânea e 81% de rede aérea. Será natural que, com os investimentos da presente edição do Plano, a percentagem de rede subterrânea venha a aumentar, uma vez que está prevista a remoção de diversas linhas aéreas (principalmente em áreas urbanas) e a correspondente continuidade de ligações elétricas através da construção de novas linhas subterrâneas;
- Igualmente se tem assistido a uma maior integração de FER na RND (em 2022: Eólica: 2572 MVA, Hídrica: 493 MVA, Fotovoltaica: 916 MVA) e ao aumento da produção descentralizada (em 2022: 5206 MVA);
- Tem sido mantida a monitorização dos CEM nas instalações AT, assegurada através de monitorizações aleatórias definidas pelo ORD, em estrito cumprimento da metodologia constante da legislação aplicável;
- Em alinhamento com Sistema de Gestão Ambiental e a estratégia do Grupo EDP, tem-se verificado um aumento da taxa de valorização dos resíduos encaminhados para destino final que, em 2022, foi de 82%;
- As perdas técnicas e comerciais na RND têm vindo a decrescer;
- Em 2022, 72% dos clientes dispunha de uma *Energy Box* (EB).

Nas duas edições subsequentes do Plano - PDIRD-E 2020 e PDIRD-E 2020 Atualização, foram elaboradas Notas Técnicas de Não Sujeição a AAE (NTNS), submetidas à apreciação das ERAE e, na última edição, também alvo de um workshop explicativo dedicado às ERAE, nas quais se explicitara, os motivos pelos quais se entendia que não tinha ocorrido uma alteração da estratégia dos investimentos da E-REDES e que as alterações ao QRE ainda se encontravam alinhadas e enquadravam os investimentos propostos.

Nessas NTNS, foi assumido o compromisso de, na próxima edição do Plano (a edição atual PDIRD-E 2024), ser realizada uma nova AAE. Este compromisso também está alicerçado na nova abordagem aos investimentos propostos no Plano que traduzem uma nova estratégia de intervenção da E-REDES.

Atendendo aos novos desafios climáticos e sociais foi delineada uma nova avaliação ambiental que se apresenta no corpo principal deste documento.



## Anexo VI – Fontes de Informação adotadas

A análise dos efeitos ambientais do PDIRD-E, segundo os critérios e indicadores enunciados, baseou-se, fundamentalmente, na compilação da informação existente, publicada ou produzida por diversas fontes, bem como na informação produzida no âmbito dos trabalhos do próprio Plano.

Como fontes de informação foram utilizadas as propostas no âmbito do RFCD, as indicadas pelas ERAE que se pronunciaram no âmbito da consulta às mesmas e aquelas que foram consideradas relevantes ao longo da elaboração da avaliação ambiental do Plano e incluíram:

- **Cartografia:** (DGT) COS, Corine Land Cover - informação sobre as principais classes de uso do solo; (DGADR) Regadios; (Turismo de Portugal) Equipamentos Turísticos; (IP e IMT) informação relativa a infraestruturas de transporte rodoviário e ferroviário; (ICNF); (Património Cultural)
- **Instrumentos de gestão territorial:** (DGT, CCDR) - informação sobre uso do solo, infraestruturas, equipamentos, servidões e restrições ao uso do solo; (ANEPC): informação relativa a riscos.
- **Informação estatística:** (INE) - população e outra informação caracterizadora do modelo de povoamento, dados sobre a indústria e a energia
- **E-REDES:** Caracterização da RND e informação sobre dados dos planos relativamente à distribuição e armazenamento de energia, assim como da estimativa da capacidade disponível para a receção de nova geração e satisfação de novos consumos.
- **Emissões de GEE:** (APA, DGEG, E-REDES) Emissões anuais setoriais de GEE e Emissões anuais de GEE associadas à energia transportada na rede; energia (valor nominal) na rede, por fonte energética (por ano)
- **Clima:** (E-REDES) Número e duração de interrupções devidas a eventos climáticos excecionais, por tipo e ano; N.º de ocorrências que implicaram a ativação de planos de emergência, por tipo e ano; (E-REDES, FCT-UNL; IDL) atualização dos cenários climáticos até 2100; (E-REDES, FCT-UNL) cenários de risco das infraestruturas da RND
- **Biodiversidade e Sistema Nacional de Áreas Classificadas:** (ICNF, I.P, IGEO) Rede Nacional de Áreas Protegidas, Sítios da Rede Natura 2000, Zonas Importantes para as Aves (IBA), Sítios Ramsar; Habitats constantes da Diretiva Habitats; (ICNF, I.P; SPEA) Espécies da fauna: zonas críticas para as aves com estatuto de conservação desfavorável mais suscetíveis de colisão; abrigos de quirópteros de importância nacional; (ICNF) “Plano de Ação para a Conservação do Lince-ibérico”; (E-REDES, S.A) Relatórios de Avaliação e Controlo da implementação dos Planos de Desenvolvimento e Investimento anteriores, tal como previstos nas Declarações Ambientais
- **Paisagem e Património Cultural e Natural:** (CCDR) Paisagens notáveis; Elementos singulares (Contributos para a Identificação e Caracterização da Paisagem em Portugal Continental); (Património Cultural) Património mundial, nacional e de interesse público; (Património Cultural, CCDR) Património monumental, histórico e corrente nacional; (Património Cultural, CCDR, DGT) Cartas do Património e de Condicionantes das Câmaras Municipais, nas zonas de interesse; (ICNF; LNEG) “Património Geológico de Portugal – Inventário de geossítio de relevância nacional”
- **Recursos Hídricos:** (APA) Planos de Gestão de Região Hidrográfica e Planos de Gestão dos Riscos de Inundação

Avaliação Ambiental Estratégica:  
Relatório Ambiental *(versão preliminar para consulta)*



## **Anexo VII – Peças Desenhadas**

Consultar ficheiro dedicado.

Avaliação Ambiental Estratégica:  
Relatório Ambiental *(versão preliminar para consulta)*



Instituto para  
a Construção  
Sustentável



## **Anexo VIII – Informação numérica complementar**

Quadro 19 - Exposição (em ha e %) de eixo estratégico (SE e LAT) em áreas expostas a risco elevado de incêndios rurais, para o cenário climático RCP8.5, no período 2071-2100

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	2071-2100	
			Área exposta ao Risco Elevado a Incêndios Rurais (ha)	(%) Área exposta ao Risco Elevado a Incêndios Rurais no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	5699,37	32,3
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	2,69	0,1
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	0,00	0,0
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0,00	0,0
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	0,00	0,0
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0,00	0,0
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	2071-2100	
			Área exposta ao Risco Elevado a Incêndios Rurais (ha)	(%) Área exposta ao Risco Elevado a Incêndios Rurais no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	3018,09	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0,00	0,0
	RS200422	3018,56	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-Modernização (ha)	2071-2100	
			Área exposta ao Risco Elevado a Incêndios Rurais (ha)	(%) Área exposta ao Risco Elevado a Incêndios Rurais no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0,00	0,0
	RP240408	3780,14	0,00	0,0
	RP240EEE	621,03	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	0,10	0,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	3688,81	84,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	2054,29	73,8
	RT240166	6720,05	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	682,52	7,6
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 41+42+43 - Sobreposição da Rede Elétrica com áreas da Rede Nacional de Áreas Protegidas

Tipo de Linha	Nome da RNAP	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Albufeira do Azibo	10,47	10,47	0,00	---
	Arrábida	12,77	12,77	0,00	---
	Carenque	0,26	0,26	0,00	---
	Estuário do Sado	13,91	13,91	0,00	---
	Lagoas de Santo André e da Sancha	7,88	7,88	0,00	---
	Litoral Norte	1,02	1,02	0,00	---
	Parque das Serras do Porto	7,71	4,31	-3,40	-44,12
	Paul de Arzila	4,00	4,00	0,00	---
	Pegadas de Dinossáurios de Ourém/Torres Novas	0,68	0,68	0,00	---
	Peneda-Gerês	7,68	7,68	0,00	---
	Sapal de Castro Marim e Vila Real de Santo António	2,17	2,17	0,00	---
	Serra da Estrela	90,10	89,12	-0,98	-1,09
	Serras de Aire e Candeeiros	6,85	6,85	0,00	---
	Sintra-Cascais	2,17	2,17	0,00	---
	Sudoeste Alentejano e Costa Vicentina	8,22	8,22	0,00	---
	Vale das Amoreiras	0,11	0,11	0,00	---
Vale do Tua	8,85	8,85	0,00	---	
Subterrânea	Estuário do Sado	1,00	1,00	0,00	---
	Ria Formosa	1,54	1,54	0,00	---

Quadro 44+45+46 - Sobreposição da Rede Elétrica com Zonas Especiais de Conservação

Tipo de Linha	Nome da ZEC	Extensão (km) da linha que interseta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Alvão/Marão	145,94	145,94	0,00	---
	Arade/Odelouca	2,70	2,70	0,00	---
	Arrábida/Espichel	13,77	13,77	0,00	---
	Barrocal	6,73	6,73	0,00	---
	Cabeção	26,28	26,28	0,00	---
	Caia	17,72	17,72	0,00	---
	Carregal do Sal	5,18	5,18	0,00	---
	Complexo do Açor	0,39	0,39	0,00	---
	Comporta/Galé	23,92	23,92	0,00	---
	Costa Sudoeste	37,80	37,80	0,00	---
	Dunas de Mira, Gândara e Gafanhas	19,64	19,64	0,00	---
	Estuário do Sado	7,69	7,69	0,00	---
	Estuário do Tejo	11,69	11,69	0,00	---
	Fernão Ferro/Lagoa de Albufeira	14,55	14,55	0,00	---
	Guadiana	1,88	1,88	0,00	---
	Malcata	0,29	0,29	0,00	---
	Monchique	11,53	11,53	0,00	---
	Monfurado	20,66	20,66	0,00	---
	Montemuro	62,61	62,61	0,00	---
	Montesinho/Nogueira	19,67	19,67	0,00	---
	Morais	13,31	13,31	0,00	---
	Nisa/Lage da Prata	35,24	35,24	0,00	---
	Paul de Arzila	5,04	5,04	0,00	---
	Peneda-Gerês	20,89	20,89	0,00	---
	Ria de Aveiro	24,61	21,25	-3,37	-13,68
	Ribeira de Quarteira	2,50	2,50	0,00	---
	Rio Lima	19,10	19,10	0,00	---
	Rio Paiva	7,15	7,15	0,00	---
	São Mamede	18,71	18,71	0,00	---
	Serra da Estrela	91,33	90,34	-0,99	-1,08
	Serra da Lousã	9,66	9,66	0,00	---
	Serra d'Arga	6,15	6,15	0,00	---
	Serras da Freita e Arada	37,10	37,10	0,00	---
Serras de Aire e Candeeiros	27,55	27,55	0,00	---	
Sicó-Alvaiázere	26,64	26,64	0,00	---	
Sintra/Cascais	1,22	1,22	0,00	---	
Valongo	5,50	4,00	-1,50	-27,28	
Subterrânea	Alvão/Marão	0,80	0,80	0,00	---
	Arrábida/Espichel	0,04	0,035	0,00	---
	Cabeção	0,11	0,11	0,00	---
	Fernão Ferro/Lagoa de Albufeira	4,71	4,71	0,00	---
	Litoral Norte	0,09	0,09	0,00	---
	Montemuro	0,77	0,77	0,00	---
	São Mamede	0,01	0,01	0,00	---
	Serra da Lousã	0,02	0,02	0,00	---
	Serras da Freita e Arada	1,86	1,86	0,00	---
	Sicó-Alvaiázere	0,01	0,01	0,00	---
Valongo	0,58	0,58	0,00	---	



Quadro 47+48+49 - Sobreposição da Rede Elétrica com Zonas de Proteção Especial

Tipo de Linha	Nome da ZPE	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Castro Verde	29,96	29,96	0,00	---
	Costa Sudoeste	4,09	4,09	0,00	---
	Douro Internacional e Vale do Rio Águeda	0,93	0,93	0,00	---
	Estuário do Sado	3,81	3,81	0,00	---
	Estuário do Tejo	12,86	12,86	0,00	---
	Évora	5,80	5,80	0,00	---
	Lagoa da Sancha	0,34	0,34	0,00	---
	Monchique	11,53	11,53	0,00	---
	Montesinho/Nogueira	20,75	20,75	0,00	---
	Mourão/Moura/Barrancos	1,02	1,02	0,00	---
	Paul de Arzila	3,77	3,77	0,00	---
	Piçarras	3,71	3,71	0,00	---
	Reguengos	2,58	2,58	0,00	---
	Ria de Aveiro	24,17	20,82	-3,35	-13,86
	Serra do Gerês	10,72	10,72	0,00	---
	Tejo Internacional, Erges e Pônsul	2,57	2,57	0,00	---
Vale do Côa	4,18	4,18	0,00	---	
Vila Fernando	25,10	25,10	0,00	---	
Subterrânea	Castro Verde	0,00	0,04	0,04	100
	Estuário do Sado	2,66	2,66	0,00	---
	Estuário do Tejo	0,01	0,01	0,00	---
	Mourão/Moura/Barrancos	1,64	1,64	0,00	---
	Serra do Gerês	0,04	0,04	0,00	---

Quadro 50+51 - Sobreposição da Rede Elétrica com Reservas da Biosfera

Tipo de Linha	Nome da Reserva da Biosfera	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Castro Verde	20,14	26,08	5,94	29,51
	Gerês	128,83	128,83	0,00	---
	Meseta Ibérica	224,85	235,59	10,74	4,78
	Tejo-Tajo	48,80	48,80	0,00	---
Subterrânea	Castro Verde	0,00	1,48	1,48	100
	Gerês	0,16	0,16	0,00	---
	Meseta Ibérica	1,33	1,33	0,00	---

Quadro 52+53 - Sobreposição da Rede Elétrica com Sítios Ramsar

Tipo de Linha	Nome do Sítio Ramsar	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Estuário do Mondego	3,34	3,34	0,00	---
	Estuário do Sado	5,54	5,54	0,00	---
	Lagoa de Albufeira	4,04	4,04	0,00	---
	Lagoa de Sto. André e Lagoa da Sancha	1,33	1,33	0,00	---
	Pateira de Fermentelos e vale dos rios Águeda e Cértima	4,18	4,18	0,00	---

Tipo de Linha	Nome do Sítio Ramsar	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
	Paul de Arzila	4,00	4,00	0,00	---
	Polje de Mira-Minde e nascentes associadas	0,68	0,68	0,00	---
	Ribeira de Vascão	25,27	25,27	0,00	---
	Sapal de Castro Marim	2,19	2,19	0,00	---

Quadro 54 - Sobreposição da Rede Elétrica com Reservas Biogenéticas

Tipo de Linha	Nome da Reserva Biogenética	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Paul de Arzila	4,01	4,01	0,00	---
	Serra da Arrábida	12,77	12,77	0,00	---

Quadro 66+67 - Sobreposição da Rede Elétrica com Geoparques

Tipo de Linha	Nome do Geoparque	Extensão (km) da linha que intersesta a área protegida		Variação	
		Atual	Futura	km	%
Aérea	Arouca	33,13	33,13	0,00	---
	Estrela	343,43	340,37	-3,05	-0,89
	Naturtejo da Meseta Meridional	310,23	310,23	0,00	---
	Terras de Cavaleiros	48,43	48,43	0,00	---
Subterrânea	Arouca	1,86	1,86	0,00	---
	Estrela	0,29	1,29	1,00	345,83
	Naturtejo da Meseta Meridional	0,76	0,76	0,00	---
	Terras de Cavaleiros	0,45	0,45	0,00	---

Quadro 71-a - Sobreposição da Rede Elétrica com Património Classificado - LAT

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Igreja de São João Batista, antiga Sé de Bragança, e claustro	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,18	0,00	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Edifício e jardim do antigo Paço Episcopal, onde se encontra instalado o Museu do Abade de Baçal	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,57	0,01	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Convento e Igreja de São Francisco Convento e Igreja de São Francisco	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,22	0,00	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castelo de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	0,52	0,01	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Antigos Paços Municipais de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	0,02	0,00	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Pelourinho de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Ponte de Gimonde	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,01	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja de Santo António, claustro e ruínas do antigo Convento dos Frades, também designado por Convento de Santo António	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,13	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja de Santa Maria do Castelo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,03	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja de São Luís	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Casa Grande (antigo Solar dos Antas e Meneses)	Classificado	IM - interesse municipal	0,10	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Casa do Doutor David	Classificado	IM - interesse municipal	0,03	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Castelo de Pinhel e uma moradia anexa	Classificado	MN - monumento nacional	0,22	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja da Misericórdia de Pinhel, com todo o seu recheio	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Ruínas da igreja da Trindade	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Solar dos Metelos, também denominado Casa Metello de Nápoles	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,07	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Antigos paços do concelho (edifício onde se encontra instalado o museu)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Paço Episcopal de Pinhel	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,16	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Pelourinho de Pinhel	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Pelourinho de Muxagata	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Fonte do Chão da Cruz	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para interesse municipal	0,00	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Ponte Romana de Longroiva	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,01	0,00	100,00
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Pelourinho de Vila Flor	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Igreja românica de Telões	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Solar de Vila Garcia ou de Igreja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,21	0,00	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Casa de Pascoais	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,28	0,02	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Igreja do Salvador, de Freixo de Baixo	Classificado	MN - monumento nacional	0,04	0,00	100,00
ZE Aveiro	RP200420	Cine-Teatro de Estarreja	Classificado	IM - interesse municipal	0,01	0,00	13,78
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,39	0,02	0,12
ZE Alto Alentejo	RT200482	Bairro da Vila Nova - Assentos	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para monumento de interesse municipal	0,45	0,02	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Igreja de Sant' Ana	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para monumento de interesse municipal	0,03	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Igreja de Santo António - Assentos	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para monumento de interesse municipal	0,40	0,02	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Praça de Touros de Portalegre	Classificado	MIM - monumento de interesse municipal	0,30	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Anta da Herdade dos Fajardos Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Anta da Herdade da Misericórdia Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
ZE Médio Tejo	RT200487	Ruínas do Convento de Santo António, na Quinta da Arca, e o Aqueduto	Classificado	IM - interesse municipal	0,05	0,00	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Fonte de São José	Classificado	IM - interesse municipal	0,00	0,00	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Dois nichos padrões da primeira passagem de Nuno Álvares, em São João de Abrançalha	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,01	0,00	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Ermida de São Lourenço	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Ponte romana de Alferrarede (Entre Ribeiras)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Quinta do Bom Sucesso (parte), também denominada «Quinta da Família Almeida» ou "Quinta da Família Almeida Barberino», incluindo o solar do século XVII, o parque e a Torre da Marquesa, também denominada «Castelo de Alferrarede»	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	12,30	0,30	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	0,06
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja de Nossa Senhora da Orada	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja matriz de Sousel	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,07	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Pelourinho de Sousel	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja do Convento de Santo António, também designada Igreja do Convento dos Paulistas	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Cabeça da Ovelha Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Igreja do Espírito Santo	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,03	0,00	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Capela de Santo António	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,01	0,00	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Igreja da Misericórdia de Portel	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,02	0,00	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Castelo de Portel	Classificado	MN - monumento nacional	0,46	0,02	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Área intramuros do Centro Histórico de Beja	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	25,69	1,01	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Área arqueológica da Quinta de Suratesta	Classificado	MN - monumento nacional	4,91	0,19	51,51
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Arco romano de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Castelo de Beja, designadamente a Torre de Menagem	Classificado	MN - monumento nacional	0,43	0,02	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Ermida de Santo André	Classificado	MN - monumento nacional	0,02	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja da Misericórdia de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,04	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Nossa Senhora da Conceição	Classificado	MN - monumento nacional	0,16	0,01	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Hospital da Misericórdia de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,35	0,01	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Nossa Senhora do Pé da Cruz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Capela de Nossa Senhora dos Prazeres	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Pelourinho de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Santo Amaro	Classificado	MN - monumento nacional	0,04	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Santa Maria da Feira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,10	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Liceu Diogo de Gouveia	Classificado	MIP - monumento de interesse público	2,34	0,09	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Sala dos túmulos do Convento de São Francisco de Beja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Prédio na Rua Dr. Aresta Branco, n.os 20 a 28	Classificado	MIM - monumento de interesse municipal	0,04	0,00	100,00
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	Cineteatro Vitória	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para monumento de interesse municipal	0,05	0,00	100,00
ZE AM Porto	RPI3185	Pelourinho de Azurara	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
ZE AM Porto	RP13185	Pelourinho de Vila do Conde	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Azenha quinhentista no Rio Ave	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (Homologado como imóvel de interesse público)	0,01	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela de Nossa Senhora da Guia	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,07	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela de Santa Catarina	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela do Socorro, incluindo os elementos que revestem o seu interior e do qual fazem parte integrante, designadamente a campa brasonada do piloto Gaspar Manuel e sua mulher, os azulejos de princípios do século XVIII e a talha do altar-mor	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,03	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Casa da Praça	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Casa de Submosteiro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,07	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Cruzeiro de Azurara	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Edifício conhecido por Palacete Melo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Edifício da Antiga Seca do Bacalhau e zona adjacente dos estendais da seca do bacalhau	Classificado	CIM - conjunto de interesse municipal	0,74	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Forte de São João Baptista	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,32	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja da Misericórdia de Vila do Conde, incluindo o edifício anexo e o cruzeiro que lhe fica fronteiro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,08	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja de Azurara	Classificado	MN - monumento nacional	0,11	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja de Santa Clara, compreendendo os túmulos, designadamente os dos fundadores D. Afonso Sanches e D. Teresa Martins	Classificado	MN - monumento nacional	0,09	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Convento de Santa Clara	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,57	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja Matriz de Vila do Conde	Classificado	MN - monumento nacional	0,16	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja de Azurara	Classificado	MN - monumento nacional	0,07	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela de São João da igreja de Vairão	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,01	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Casa e Quinta de Dinis de Cima	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	14,27	0,38	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Casa e Quinta de Dinis de Baixo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,42	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Castro do Monte Padrão	Classificado	MN - monumento nacional	27,88	0,75	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Conjunto formado pelo edifício da Serra Hidráulica de Pereiras e respectiva máquina, o açude em que está integrada e o canal que a serve	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,41	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Casa de Recarei, incluindo os jardins do século XVII e os elementos escultóricos atribuídos a Nicolau Nasoni	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,37	0,07	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Cruzeiro de Leça do Balio	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Casa-Museu Abel Salazar	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,15	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Mosteiro de Leça do Balio, compreendendo a lâmina sepulcral de bronze	Classificado	MN - monumento nacional	1,03	0,05	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Ponte de D. Goimil	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,01	0,00	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Quinta de Fafiães, com todo o conjunto de edificações, mormente a casa, a capela e o tanque	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,21	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Quinta do Chantre, com todo o conjunto de edificações, nomeadamente a casa, a capela, os chafarizes do terreiro, a janela do jardim e a portada	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,85	0,09	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Complexo Conventual do Mosteiro de Leça do Balio, atual Quinta do Mosteiro	Classificado	MIM - monumento de interesse municipal	0,63	0,03	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Casa da Quinta do Gestal	Classificado	MIM - monumento de interesse municipal	0,50	0,02	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
ZE AM Porto	RP200511	Antiga Fábrica de Tecidos de Seda Lionesa, Lda	Classificado	CIM - conjunto de interesse municipal	6,02	0,29	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Bairro da Caixa de Previdência da Indústria Têxtil	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para conjunto de interesse municipal	1,33	0,06	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	2,10	0,01	0,67
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta da Carrajola, ou Anta da Carrajola 1, ou Anta 1 da Herdade da Carrajola	Classificado	SIP - sítio de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Montinho das Pretas	Classificado	SIP - sítio de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Peral 1	Classificado	SIP - sítio de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Antas da Meada 1	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,00	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Antas da Meada 1 e 2	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,00	0,00	61,55
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Santo António Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta das Bispas 1 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,17	0,00	87,55
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta das Bispas 3 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta da Carrajola 1 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta da Carrajola 2 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Carreira Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta da Meada 1 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Montinho Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Montinho das Pretas 1 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Peral 1 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Peral 2 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,19	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Igreja Matriz de Nossa Senhora da Assunção de Arronches	Classificado	MN - monumento nacional	0,09	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Fortaleza de Arronches (restos)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,21	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Igreja de Nossa Senhora da Luz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Edifício na Praça da República (onde funcionou o Café Arcadas)	Classificado	IM - interesse municipal	0,03	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Forte do Cabeço do Neto / Obra n.º 88 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,24	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja da Misericórdia da Ericeira	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,06	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Pelourinho da Ericeira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Zona envolvente do Forte de Milreu	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	28,06	0,70	39,65
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja Paroquial de São Pedro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,07	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja de Santo Isidoro de Mafra	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Capela de São Sebastião, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Capela de Santo António ou Capela de Nossa	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com	0,03	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
		Senhora da Boa Viagem dos Homens do Mar, incluindo o património móvel integrado e o adro		Despacho de Abertura)			
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,24	0,01	0,43
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	6,28	0,19	11,31
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Dois obeliscos, um de cada lado da EN 12-1 (actual EN 10), ao km 13,895	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Quinta e Palácio de Nossa Senhora da Piedade, incluindo todos os elementos que se encontram intramuros e a igreja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	9,09	0,28	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Igreja Paroquial de Nossa Senhora da Assunção de Vialonga, incluindo os elementos de talha, pintura sobre tela, azulejos e imagens que fazem parte integrante do seu revestimento interior	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,06	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte da Serra da Aguieira / Obra n.º 40 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,18	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte da Portela Grande / Obra n.º 41 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,40	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte da Portela Pequena / Obra n.º 42 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,24	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte do Moinho da Boca da Lapa, também denominado Forte do Moinho Velho / Obra n.º 127 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torr	Classificado	MN - monumento nacional	0,15	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte Novo do Cabo da Serra da Albueira, também denominado Forte do Cabo ou Forte da Arroiteia / Obra n.º 126 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa (...), também conhecidas como Linhas de Torre	Classificado	MN - monumento nacional	0,23	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte Reintrante da Serra de Albueira, também denominado Forte da Rua Nova / Obra n.º 39 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Tor	Classificado	MN - monumento nacional	0,43	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte da Quintela Grande / Obra n.º 36 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,58	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte da Casa (na Serra da Albueira), também denominado Reduto da Serra da Albueira / Obra n.º 38 (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa (...), também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,31	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Forte da Quintela Pequena, também denominado Forte Pequeno de Quintela / Obra n.º 35 (2.ª linha	Classificado	MN - monumento nacional	0,26	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
		defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres					
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Igreja Matriz de Santa Iria de Azóia, incluindo o recheio	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,15	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Escarpamento de Serves (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	3,50	0,11	30,32
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Estrada militar de Serves (2.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	3,50	0,11	30,32
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Quinta das Maduras	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,47	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Quinta de Valflores	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,95	0,12	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,71	0,04	1,28
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Marco da IV Léguas da estrada real Lisboa-Santarém	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,00	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Forte 3.º e 4.º da Suberra ou Mouxeiro / Obra n.º 116 (1.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,17	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Bateria Nova da Suberra / Obra n.º 114a (1.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,03	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Forte 1.º da Suberra / Obra n.º 114 (1.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,10	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Forte 2.º da Suberra, também denominado Forte dos Sacos / Obra n.º 115 (1.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,11	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Forte da Boa Vista (vestígios), incluindo o Monumento Comemorativo das Linhas de Torres / Obra n.º 3 (1.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa (...), também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,18	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Bateria do Casa da Entrega / Obra n.º 116a (1.ª linha defensiva) Integra o conjunto das 1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	0,12	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Palacete na Rua Dr. Alexandre Braga, incluindo o logradouro	Classificado	IM - interesse municipal	0,17	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Padrão do Senhor Roubado	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Mosteiro de Odivelas, compreendendo os túmulos de D. Dinis e de sua filha	Classificado	MN - monumento nacional	0,89	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Memorial de Odivelas	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00



Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por Património Imóvel	% de Património Imóvel ocupado por EE-LAT
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Igreja do Santíssimo Nome de Jesus, Matriz de Odivelas	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,06	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Paço do Lumiar	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	39,35	2,03	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Igreja de Nossa Senhora da Porta do Céu (Igreja Paroquial de Telheiras)	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Capela de São Sebastião	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,02	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Casa da Quinta da Pimenta	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,21	0,01	10,91
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Palácio do Conde de Vimioso	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,30	0,02	98,83
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Palácio do Monteiro-Mor, edifícios anexos, jardins, parque e terrenos anexos	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	12,29	0,63	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Igreja de Nossa Senhora da Encarnação	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta dos Azulejos, na parte em que existem espécies cerâmicas do século XVIII	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,18	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Cruzeiro das Laranjeiras	Classificado	MN - monumento nacional	0,00	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Capela-mor e sepultura da Infanta D. Maria, filha do rei D. Manuel I, na Igreja da Luz	Classificado	MN - monumento nacional	0,02	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta de Santo António	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,18	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Edifício do Posto de Comando do Movimento das Forças Armadas (MFA), incluindo o património integrado	Classificado	MN - monumento nacional	0,05	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Zona Antiga de Carnide - Luz	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (Homologado como imóvel de interesse público)	26,52	1,37	86,91
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Centro Cultural da Malaposta	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para interesse municipal	0,20	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Biblioteca Municipal D. Dinis	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para interesse municipal	0,04	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta dos Condes de Carnide, incluindo o palácio, o jardim, a mata, as dependências agrícolas e o respetivo património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,30	0,07	24,70
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Edifício da Quinta das Conchas	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para interesse municipal	0,07	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Edifício da Quinta dos Ulmeiros	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para interesse municipal	0,05	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Edifício da Quinta dos Lilases e Parque das Quintas das Conchas e Lilases	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação para interesse municipal	25,51	1,32	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Antigo Convento de Santa Teresa de Jesus da Ordem das Carmelitas Descalças e de Santo Alberto	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,66	0,09	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL240BBB; RL240AAA	Castelo de Pirescoxe (ruínas)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,12	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL240BBB; RL240AAA	Igreja de São João Baptista	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,06	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL240BBB; RL240AAA	Igreja de São Silvestre de Unhos	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,05	0,00	100,00
ZE Algarve	RS181749	Igreja Matriz de Odiáxere	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,03	0,00	100,00
ZE Algarve	RS181749	Estação Arqueológica de Monte Molião	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,23	0,10	97,78
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	Basílica Real de Castro Verde, também designada Igreja de Nossa Senhora da Conceição, matriz de Castro Verde	Classificado	MN - monumento nacional	0,08	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	Igreja de Nossa Senhora dos Remédios, ou das Chagas	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,04	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	Igreja da Misericórdia de Castro Verde	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,04	0,00	100,00

Quadro 72-a - Sobreposição da Rede Elétrica com ZEP - LAT

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Igreja de São João Batista, antiga Sé de Bragança, e claustro	4,36	0,09	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Alto Douro Vinhateiro	5915,15	33,48	2,67
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Conjunto dos Sítios Arqueológicos no Vale do Rio Côa	1693,17	9,58	8,40
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	ZEP conjunta do castelo de Pinhel, Igreja da Trindade ou do Senhor da Coluna e Pelourinho de Pinhel	14,39	0,08	100,00
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Alto Douro Vinhateiro	1983,68	100,00	0,89
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Casa de Tardinhade	1,94	0,03	7,66
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Igreja do Salvador, de Freixo de Baixo	3,53	0,06	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	ZEP conjunta da Quinta do Bom Sucesso (parte) e da ponte romana de Alferrarede	55,06	1,33	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Igreja do Espírito Santo	0,69	0,03	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Castelo de Portel	8,54	0,37	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Capela de Santo António	0,89	0,04	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Ermida de Santo André	8,41	0,33	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja da Misericórdia de Beja	5,48	0,22	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Nossa Senhora da Conceição	5,91	0,23	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Sala dos túmulos do Convento de São Francisco de Beja	7,17	0,28	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Castelo de Beja, designadamente a Torre de Menagem	28,79	1,13	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-LAT
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Liceu Diogo de Gouveia	5,52	0,22	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja de Santa Clara, compreendendo os túmulos, designadamente os dos fundadores D. Afonso Sanches e D. Teresa Martins	14,06	0,19	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja Matriz de Vila do Conde	7,96	0,11	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Castro do Monte Padrão	63,11	1,70	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Casa-Museu Abel Salazar	21,60	1,04	99,83
ZE AM Porto	RP200511	Ponte de D. Goimil	4,67	0,22	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Mosteiro de Leça do Balio, compreendendo a lâmina sepulcral de bronze	26,02	1,25	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta da Carrajola, ou Anta da Carrajola 1, ou Anta 1 da Herdade da Carrajola	0,12	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Peral 1	0,09	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Igreja Matriz de Nossa Senhora da Assunção de Arronches	4,18	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja da Misericórdia da Ericeira	2,71	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Capela de São Sebastião, incluindo o património móvel integrado	7,91	0,20	73,07
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Quinta de Valflores	19,08	0,59	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	Marco da IV Léguas da estrada real Lisboa-Santarém	0,40	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Paço do Lumiar	58,08	3,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta do Bom Nome	2,43	0,13	12,29
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Mosteiro de Odivelas / Igreja do Santíssimo Nome	18,53	0,96	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-LAT
		de Jesus, Matriz de Odivelas / Memorial de Odivelas			
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Igreja de Nossa Senhora da Porta do Céu (Igreja Paroquial de Telheiras)	2,12	0,11	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Antigo Convento de Santa Teresa de Jesus da Ordem das Carmelitas Descalças e de Santo Alberto	4,49	0,23	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL240BBB; RL240AAA	Igreja de São Silvestre de Unhos	3,11	0,16	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	Igreja de Nossa Senhora dos Remédios, ou das Chagas	1,79	0,02	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	Igreja da Misericórdia de Castro Verde	2,15	0,03	100,00

Quadro 73-a - Sobreposição da Rede Elétrica com ZGP - LAT

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castro de Gimonde	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,18	0,00	3,33
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Convento e Igreja de São Francisco Convento e Igreja de São Francisco	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,78	0,04	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Edifício e jardim do antigo Paço Episcopal, onde se encontra instalado o Museu do Abade de Baçal	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,30	0,05	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Antigos Paços Municipais de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	1,03	0,02	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Pelourinho de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	0,83	0,02	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Ponte de Gimonde	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,86	0,02	64,87
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castelo de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	4,51	0,10	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castelo de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	2,60	0,06	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja de Santo António, claustro e ruínas do antigo Convento dos Frades, também designado por Convento de Santo António	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,70	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja de Santa Maria do Castelo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,22	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja de São Luís	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,27	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Igreja da Misericórdia de Pinhel, com todo o seu recheio	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,04	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Antigos paços do concelho (edifício onde se encontra instalado o museu)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,08	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Solar dos Metelos, também denominado Casa Metello de Nápoles	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,48	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Paço Episcopal de Pinhel	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,68	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Pelourinho de Muxagata	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,84	0,00	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Ponte Romana de Longroiva	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,04	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Pelourinho de Vila Flor	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,84	0,04	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Igreja românica de Telões	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,24	0,02	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Solar de Vila Garcia ou de Igreja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,70	0,03	100,00
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	Casa de Pascoais	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,54	0,06	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Muralhas do Castelo de Portalegre	Classificado	MN - monumento nacional	0,06	0,00	0,43
ZE Alto Alentejo	RT200482	Convento de Santa Clara	Classificado	MN - monumento nacional	0,06	0,00	3,23
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,07	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,07	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Ermida de São Lourenço	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,07	0,03	100,00
ZE Médio Tejo	RT200487	Dois nichos padrões da primeira passagem de Nuno Álvares, em São João de Abrançalha	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,45	0,04	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja matriz de Sousel	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,38	0,04	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja de Nossa Senhora da Orada	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,20	0,03	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Pelourinho de Sousel	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,82	0,02	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja do Convento de Santo António, também designada	Classificado	MIP - monumento de	1,22	0,03	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
		Igreja do Convento dos Paulistas		interesse público			
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Cabeça da Ovelha  Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,04	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,04	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Igreja da Misericórdia de Portel	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,08	0,05	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Hospital da Misericórdia de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	2,01	0,08	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Arco romano de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,83	0,03	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Área arqueológica da Quinta de Suratesta	Classificado	MN - monumento nacional	3,35	0,13	47,05
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Capela de Nossa Senhora dos Prazeres	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,19	0,05	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Nossa Senhora do Pé da Cruz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,22	0,05	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Santa Maria da Feira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,43	0,06	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Pelourinho de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,81	0,03	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Santo Amaro	Classificado	MN - monumento nacional	1,22	0,05	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Área intramuros do Centro Histórico de Beja	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação	11,03	0,43	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
				(com Despacho de Abertura)			
ZE AM Porto	RP13185	Pelourinho de Azurara	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,84	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Pelourinho de Vila do Conde	Classificado	MN - monumento nacional	0,83	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Azenha quinhentista no Rio Ave	Em Vias de Classificação	Em Vias de Classificação (Homologado como IIP - Imóvel de Interesse Público)	0,99	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela de Nossa Senhora da Guia	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,79	0,01	60,38
ZE AM Porto	RP13185	Capela de Santa Catarina	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,06	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela do Socorro, incluindo os elementos que revestem o seu interior e do qual fazem parte integrante, designadamente a campa brasonada do piloto Gaspar Manuel e sua mulher, os azulejos de princípios do século XVIII e a talha do altar-mor	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,16	0,02	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Casa da Praça	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,28	0,02	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Casa de Submosteiro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,34	0,02	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Cruzeiro de Azurara	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,83	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Edifício conhecido por Palacete Melo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,24	0,02	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Forte de São João Baptista	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,08	0,03	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja da Misericórdia de Vila do	Classificado	IIP - imóvel de	1,41	0,02	100,00



Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
		Conde, incluindo o edifício anexo e o cruzeiro que lhe fica fronteiro		interesse público			
ZE AM Porto	RP13185	Igreja de Azurara	Classificado	MN - monumento nacional	1,53	0,02	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Igreja de Azurara	Classificado	MN - monumento nacional	1,40	0,02	100,00
ZE AM Porto	RP13185	Capela de São João da igreja de Vairão	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,98	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Casa e Quinta de Dinis de Cima	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	11,02	0,30	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Conjunto formado pelo edifício da Serra Hidráulica de Pereiras e respectiva máquina, o açude em que está integrada e o canal que a serve	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,96	0,05	80,40
ZE AM Porto	RP240AAA	Casa e Quinta de Dinis de Baixo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,06	0,06	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Casa de Recarei, incluindo os jardins do século XVII e os elementos escultóricos atribuídos a Nicolau Nasoni	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,29	0,16	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Quinta de Fafiães, com todo o conjunto de edificações, mormente a casa, a capela e o tanque	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,80	0,09	100,00
ZE AM Porto	RP200511	Quinta do Chantre, com todo o conjunto de edificações, nomeadamente a casa, a capela, os chafarizes do terreiro, a janela do jardim e a portada	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	4,58	0,22	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta do Montinho das Pretas	Classificado	SIP - sítio de interesse público	0,83	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Igreja de Nossa Senhora da Luz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,28	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Anta das Bispas 1 Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,94	0,01	60,32
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Antas da Meada 1 e 2	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,85	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de	Em vias de	1,57	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
			Classificação	classificação (com Despacho de Abertura)			
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,01	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,94	0,01	60,32
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Fortaleza de Arronches (restos)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	7,06	0,04	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	Fortaleza de Arronches (restos)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	6,30	0,03	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Pelourinho da Ericeira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,83	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Zona envolvente do Forte de Milreu	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	8,61	0,21	32,11
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja Paroquial de São Pedro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,38	0,03	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja de Santo Isidoro de Mafra	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,26	0,03	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Capela de Santo António ou Capela de Nossa Senhora da Boa Viagem dos Homens do Mar, incluindo o património móvel integrado e o adro	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,11	0,03	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,70	0,04	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Dois obeliscos, um de cada lado da EN 12-1 (actual EN 10), ao km 13,895	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,95	0,03	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Quinta e Palácio de Nossa Senhora da Piedade, incluindo todos os elementos que se encontram intramuros e a igreja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	7,41	0,23	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Igreja Paroquial de Nossa Senhora da Assunção de Vialonga, incluindo os elementos de talha, pintura sobre tela, azulejos e imagens que fazem parte integrante do seu revestimento interior	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,28	0,04	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Igreja Matriz de Santa Iria de Azóia, incluindo o recheio	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,67	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	Quinta das Maduras	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,44	0,11	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	12,13	0,38	58,57
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	5,39	0,17	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	4,12	0,13	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	2,02	0,06	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas	Classificado	MN - monumento nacional	1,83	0,06	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
		como Linhas de Torres					
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,69	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835; RL240AAA	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,56	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,57	0,08	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,53	0,08	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,52	0,08	99,13
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,42	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,41	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	1,36	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Padrão do Senhor Roubado	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,06	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Capela de São Sebastião	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,06	0,05	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Casa da Quinta da Pimenta	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,17	0,06	32,53
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Palácio do Conde de Vimioso	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,38	0,07	70,52
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Palácio do Monteiro-Mor, edifícios anexos, jardins, parque e terrenos anexos	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	8,11	0,42	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Igreja de Nossa Senhora da Encarnação	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,24	0,06	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta dos Azulejos, na parte em que existem espécies cerâmicas do século XVIII	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,89	0,10	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Cruzeiro das Laranjeiras	Classificado	MN - monumento nacional	0,64	0,03	78,15
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Capela-mor e sepultura da Infanta D. Maria, filha do rei D. Manuel I, na Igreja da Luz	Classificado	MN - monumento nacional	1,08	0,06	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta de Santo António	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,71	0,09	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Edifício do Posto de Comando do Movimento das Forças Armadas (MFA), incluindo o património integrado	Classificado	MN - monumento nacional	1,33	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Zona Antiga de Carnide - Luz	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	13,21	0,68	76,14
ZE Grande Lisboa 1	RL11057; RL200829	Quinta dos Condes de Carnide, incluindo o palácio, as dependências agrícolas, o jardim e a mata	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	2,00	0,10	35,99
ZE Grande Lisboa 1	RL240BBB; RL240AAA	Castelo de Pirescoxe (ruínas)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,54	0,08	100,00

Zona Estratégica	Nome (LAT)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-LAT ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-LAT
ZE Grande Lisboa 1	RL240BBB; RL240AAA	Igreja de São João Baptista	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,33	0,07	100,00
ZE Algarve	RS181749	Igreja Matriz de Odiáxere	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,20	0,04	100,00
ZE Algarve	RS181749	Estação Arqueológica de Monte Molião	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	4,47	0,14	83,25
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	Basilica Real de Castro Verde, também designada Igreja de Nossa Senhora da Conceição, matriz de Castro Verde	Classificado	MN - monumento nacional	1,41	0,02	100,00

Quadro 78-a - Sobreposição da Rede Elétrica com ZEP - SE

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Igreja de São João Batista, antiga Sé de Bragança, e claustro	4,36	0,14	100,00
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Alto Douro Vinhateiro	3018,04	100,00	1,36
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Alto Douro Vinhateiro	3018,09	100,00	1,36
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Conjunto dos Sítios Arqueológicos no Vale do Rio Côa	1398,86	46,35	6,94
ZE Alto Alentejo	RT200482	Conjunto constituído pela Igreja e antigo Convento de São Francisco e Fábrica Robinson	6,75	0,22	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Igreja do Espírito Santo	0,69	0,02	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Castelo de Portel	8,54	0,28	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Capela de Santo António	0,89	0,03	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Ermida de Santo André	8,41	0,28	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja da Misericórdia de Beja	5,48	0,18	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Nossa Senhora da Conceição	5,91	0,20	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Sala dos túmulos do Convento de São Francisco de Beja	7,17	0,24	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Castelo de Beja, designadamente a	28,79	0,95	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-SE
		Torre de Menagem			
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Liceu Diogo de Gouveia	5,52	0,18	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	Igreja de Nossa Senhora dos Remédios, ou das Chagas	1,79	0,06	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	Igreja da Misericórdia de Castro Verde	2,15	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	ZEP conjunta do Bairro Alto e imóveis classificados na sua área envolvente	55,37	2,30	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Liceu D. Filipa de Lencastre, atual Escola Secundária D. Filipa de Lencastre	9,05	0,38	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Estação Fluvial Sul e Sueste	6,58	0,27	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cadeia Penitenciária de Lisboa	51,18	2,12	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Chafariz D'El Rei, incluindo as estruturas hidráulicas conexas (reservatório, cisterna e mina de água)	4,76	0,20	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja do Antigo Convento de Arroios	2,21	0,09	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio da Rosa, incluindo a Igreja de São Lourenço e toda a área de jardim	3,29	0,14	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Pavilhão do Rádio, do Instituto Português de Oncologia de Lisboa Francisco Gentil	5,96	0,25	79,99
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Hotel Ritz	10,40	0,43	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Gare Marítima de Alcântara e Gare Marítima da Rocha do Conde de Óbidos	0,10	0,00	0,13
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa da Moeda e Valores Selados	7,41	0,31	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Liceu de Pedro Nunes / Edifícios do Museu e Jardim Escola João de Deus	6,25	0,26	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício designado «Bloco das Águas Livres»	4,02	0,17	100,00



Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Balneário D. Maria II e Pavilhão de Segurança (8.ª Enfermaria) do Hospital Miguel Bombarda	5,36	0,22	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de Nossa Senhora da Porciúncula, do Convento dos Barbadinhos /Palácio Palha (conjunto), também denominado «Palácio Van-Zeller» ou «Palácio Pancas» /Estação Elevatória dos Barbadinhos	17,88	0,74	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Museu Nacional de Arte Antiga / Igreja de São Francisco de Paula / Edifício do extinto Convento das Trinas do Mocambo / Chafariz da Esperança	37,89	1,57	54,46
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Solar da Quinta dos Lagares d'El-Rei	6,82	0,28	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício-Sede do Instituto Nacional de Estatística, muros e logradouros	16,45	0,68	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício da sede da Sociedade de Instrução e Beneficência A Voz do Operário	7,58	0,31	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Liceu de Passos Manuel, incluindo o edifício principal, a residência do reitor, a casa do porteiro, os pátios, a alameda, os jardins e a horta	5,63	0,23	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Convento dos Eremitas de São Paulo da Serra de Ossa ou de Jesus Cristo (Paulistas), incluindo a cerca	3,92	0,16	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Basílica da Estrela	22,80	0,95	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Capela de Nossa Senhora do Monte	5,27	0,22	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Conjunto do Palácio das Necessidades, abrangendo todo o edifício conventual (...), da torre e da capela (...), os seus jardins e o respectivo parque, com elementos escultóricos e decorativos, e ainda a	1,80	0,07	5,06

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-SE
		fachada palaciana, incluindo a fonte monumental			
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de Nossa Senhora de Fátima	3,64	0,15	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Ruínas do Teatro Romano	3,65	0,15	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Jardim Botânico de Lisboa	11,94	0,50	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio dos Condes de Figueira	4,41	0,18	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício-Sede e Parque da Fundação Calouste Gulbenkian	14,01	0,58	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício da Imprensa Nacional e Edifício da Rua da Escola Politécnica, 147	4,17	0,17	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Pastelaria Mexicana, incluindo o seu património artístico integrado	0,52	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Ascensor da Glória e meio urbano que o envolve e Palácio Foz	8,22	0,34	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Moradia António Bravo	2,09	0,09	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Conjunto de edifícios na Av. da República	2,20	0,09	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	ZEP conjunta dos imóveis classificados da Avenida da Liberdade e área envolvente	154,66	6,41	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Vila Berta	2,51	0,10	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja e edifício do antigo Convento de Nossa Senhora da Penha de França, incluindo o património móvel integrado	11,25	0,47	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	ZEP do Conjunto constituído pelo Bairro Estrela d'Ouro, incluindo a antiga Vivenda Rosalina, jardim e horta, e o antigo Royal Cine	3,63	0,15	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres - Troço de Campolide	66,22	2,75	55,84
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	ZEP conjunta da Mãe de Água e Aqueduto das Águas Livres (troço das Amoreiras), da Fábrica das Sedas e do edifício na Travessa da	12,66	0,53	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZEP	% de ZEP ocupado por EE-SE
		Fábrica das Sedas, 37-49			
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Sítio arqueológico Termas dos Cássios	3,13	0,13	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de São Miguel	3,16	0,13	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Sé / Igreja de Santo António/Igreja da Madalena/Lápides das Pedras Negras/Igreja da Conceição Velha/Casa dos Bicos	19,52	0,81	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício onde se encontra instalado o Museu Militar	10,14	0,42	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja da Misericórdia da Ericeira	2,71	0,10	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Capela de São Sebastião, incluindo o património móvel integrado	7,91	0,29	73,07
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Hospital de Sant'Ana	3,13	0,13	37,25
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Quinta de Manique, ou Quinta do Marquês das Minas	1,46	0,06	9,12
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Quinta do Barão (conjunto constituído pelo solar, jardins e adega)	16,15	0,68	100,00
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Casa das Pedras	4,93	0,21	73,71
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Quinta de Recreio dos Marqueses de Pombal, incluindo os sistemas hidráulicos exteriores à propriedade	39,19	1,64	31,36

Quadro 79-a - Sobreposição da Rede Elétrica com ZGP - SE

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castro de Gimonde	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	5,39	0,04	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Convento e Igreja de São Francisco Convento e Igreja de São Francisco	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,78	0,01	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Edifício e jardim do antigo	Classificado	IIP - imóvel de interesse	2,30	0,02	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		Paço Episcopal, onde se encontra instalado o Museu do Abade de Baçal		público			
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Antigos Paços Municipais de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	1,03	0,01	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Pelourinho de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	0,83	0,01	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Ponte de Gimonde	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,33	0,01	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castelo de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	4,51	0,03	100,00
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	Castelo de Bragança	Classificado	MN - monumento nacional	2,60	0,02	100,00
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	Pelourinho de Vila Flor	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,84	0,01	100,00
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	Pelourinho de Muxagata	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,84	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Casa Amarela	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,29	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Igreja da Misericórdia e consistório	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,26	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Palácio Barahona	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,39	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Janelas da Casa da Rua de Azevedo Coutinho	Classificado	MN - monumento nacional	0,88	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Sé de Portalegre	Classificado	MN - monumento nacional	2,15	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Muralhas do Castelo de Portalegre	Classificado	MN - monumento nacional	12,85	0,02	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Palácio dos Condes de Avillez, também designado Antiga Casa da Família Avillez ou Antigo Solar dos Avillez	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,52	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Lápide do Município de	Classificado	MN - monumento	0,79	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		Portalegre		nacional			
ZE Alto Alentejo	RT200482	Convento de Santa Clara	Classificado	MN - monumento nacional	2,01	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja matriz de Sousel	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,38	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja de Nossa Senhora da Orada	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,20	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Pelourinho de Sousel	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,82	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Igreja do Convento de Santo António, também designada Igreja do Convento dos Paulistas	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,22	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Cabeça da Ovelha  Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,00	100,00
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,00	100,00
ZE Alentejo Central	RS200424	Igreja da Misericórdia de Portel	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,08	0,01	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Hospital da Misericórdia de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	2,01	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Arco romano de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,83	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Área arqueológica da Quinta de Suratesta	Classificado	MN - monumento nacional	7,13	0,01	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Capela de Nossa Senhora dos Prazeres	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,19	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Nossa Senhora do Pé da Cruz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,22	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Santa Maria da Feira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,43	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Pelourinho de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,81	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Igreja de Santo Amaro	Classificado	MN - monumento nacional	1,22	0,00	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	Área intramuros do Centro Histórico de Beja	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	11,03	0,02	100,00
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	Basílica Real de Castro Verde, também designada Igreja de Nossa Senhora da Conceição, matriz de Castro Verde	Classificado	MN - monumento nacional	1,41	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Casa e Quinta de Dinis de Cima	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	11,02	0,01	100,00
ZE AM Porto	RP240AAA	Casa e Quinta de Dinis de Baixo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,06	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Tabacaria Mónico, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,04	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício Principal (antiga Casa da Congregação da Missão de São Vicente de Paulo) do Hospital Miguel Bombarda	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	2,15	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Núcleo Arqueológico da Rua dos Correiros (NARC)	Classificado	MN - monumento nacional	1,39	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício «Franjinhas»	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,27	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício «Castil»	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,72	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Convento e Igreja do Corpus Christi (antigos)	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,72	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Núcleo principal da antiga Escola Politécnica - Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa	Classificado	MIP - monumento de interesse público	2,88	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio Alverca, também designado como Casa do Alentejo	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,58	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio Palmela, incluindo o jardim-terraço	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,49	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja e antigo Convento do Grilo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,35	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Moradia na Avenida Fontes Pereira de Melo, incluindo as áreas do antigo jardim, anexo residencial e garagem	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,56	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa apalaçada e jardim	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,28	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cine-Teatro Politeama	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,44	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio Belmonte	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,81	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Sinagoga Portuguesa Shaaré Tikvah	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,48	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Convento da Encarnação, incluindo a igreja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,64	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Capela de Nossa Senhora dos Remédios, Casa do Despacho e demais dependências da antiga confraria	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,07	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Capela de São Roque, no antigo Arsenal da Marinha	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,99	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa de Ventura Terra, incluindo os elementos decorativos que a	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	5,01	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		integram e o respectivo parque					
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa situada na Avenida Sidónio Pais e Avenida António Augusto Aguiar, 3-D (casa do Sr. Artur Prat, actualmente sede da Ordem dos Engenheiros)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,28	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa de João das Regras	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,03	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa de Malhoa, actualmente Casa-Museu do Dr. Anastácio Gonçalves	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,28	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa do Ferreira das Tabuletas	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,12	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Chafariz do Desterro, também conhecido por Chafariz do Intendente	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,07	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício e estabelecimento da Panificação Mecânica, Lda	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,21	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício situado na Avenida do Almirante Reis, 1 a 1-C, tornejando para a Rua Nova do Desterro, 2 e 2-A	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,19	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio com fachada de azulejo arte nova na Avenida Almirante Reis, 74-B	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,23	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio de gaveto entre a Avenida da República, 38 e 38-A, e a Avenida Visconde de Valmor	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,46	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio na Avenida da República, 89 e 89-A	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,32	0,00	100,00



Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Avenida de Berna, n.os 1 e 1-A	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,37	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio situado no gaveto formado pela Avenida do Almirante Reis, 2 a 2-K, e Largo do Intendente Pina Manique, 1 a 6	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,26	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio na Praça do Duque de Saldanha, 12	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,17	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício situado na Rua de São Lázaro, 150 a 154	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,12	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício situado na Rua do Benfornoso, 101 a 103	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,92	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício do palácio onde está (esteve) instalado o Batalhão de Caçadores n.º 5	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,12	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio com os n.os 24-26 no Largo do Intendente, Fábrica de Cerâmica da Viúva Lamego	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,02	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Garagem Liz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,49	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de Nossa Senhora dos Mártires	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,56	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja paroquial de São Cristóvão	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,23	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja matriz de São Sebastião da Pedreira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,35	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício do antigo Jardim Cinema, nomeadamente a zona do monumental salão de jogos, na Avenida Álvares Cabral, 33 a 37	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,38	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio do Barão de Quintela e Conde de	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,40	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		Farrobo					
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Paço de São Vicente	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,74	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Praça de Touros do Campo Pequeno	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,38	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Teatro Ginásio (fachada)	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,21	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Café Martinho da Arcada, o próprio estabelecimento em si, na sua globalidade exterior e interior	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,17	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Capela do antigo edifício do Colégio de Campolide da Companhia de Jesus	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,45	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Convento de São Francisco da Cidade	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,05	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Rua Garrett, onde se encontra instalada a Casa Gardénia, incluindo a decoração interior da referida loja	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,16	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifícios (dois) na Calçada do Desterro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,08	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio Azurara, também denominado «Museu-Escola de Artes Decorativas da Fundação Ricardo Espírito Santo»	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,35	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio de Xabregas, também denominado «dos Marqueses de Olhão»	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,79	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Campo dos Mártires da Pátria, também denominado «Campo Santana», incluindo as suas vizinhanças de interesse histórico,	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	14,73	0,04	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		artístico ou pitoresco					
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Capela de Nossa Senhora da Saúde, também denominada «Capela de São Sebastião» ou «Capela de São Sebastião da Mouraria»	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,17	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cinema Império, também denominado «Cine-Teatro Império», incluindo todas as obras de arte que integram os seus interiores	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,51	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Coliseu dos Recreios, incluindo o edifício anexo da Sociedade de Geografia	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,54	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Avenida da República, onde se encontra instalada a Pastelaria Versailles	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,22	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Rua do Arco da Graça, esquina com a Calçada Nova do Colégio	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,13	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Rua da Palma, 1 a 15	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,15	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Rua da Palma, 17 a 29	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,06	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja Paroquial de Nossa Senhora dos Anjos, também denominada «Igreja dos Anjos»	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,37	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio do Marquês de Tancos	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,66	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício na Rua Garrett, onde se encontra instalado o café A Brasileira, também	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,54	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		denominado «Brasileira do Chiado», incluindo o próprio café e o troço de calçada fronteiro à porta em que se lê o nome do estabelecimento e os números de polícia					
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Estação Ferroviária do Cais do Sodré	Classificado	MIP - monumento de interesse público	2,01	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício situado na Rua do Benfornoso, 244	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,21	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Liceu de Camões (atual Escola Secundária de Camões)	Classificado	MIP - monumento de interesse público	3,60	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja e antigo Convento de Nossa Senhora da Estrela, actual Hospital Militar Principal	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,99	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio dos Duques de Lafões, também denominado Palácio do Grilo	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,37	0,00	37,08
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Capela do Paço da Bemposta	Classificado	MN - monumento nacional	1,51	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio de São Bento, escadaria exterior e jardim confinante com a residência do Primeiro-Ministro	Classificado	MN - monumento nacional	3,62	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Elevador do Carmo ou de Santa Justa	Classificado	MN - monumento nacional	1,98	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Ascensor do Lavra e meio urbano que o envolve	Classificado	MN - monumento nacional	3,17	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Convento da Graça	Classificado	MN - monumento nacional	3,21	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cruzeiro de Arroios	Classificado	MN - monumento nacional	0,80	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja da Madre de Deus	Classificado	MN - monumento nacional	1,40	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Portal manuelino e galilé da Igreja de Chelas	Classificado	MN - monumento nacional	0,93	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de Santa Engrácia	Classificado	MN - monumento nacional	1,79	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Sepulturas da Igreja de Santa Luzia	Classificado	MN - monumento nacional	1,20	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antiga Sacristia da Igreja de Santo Antão-o-Novo	Classificado	MN - monumento nacional	1,33	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de Santo Estêvão	Classificado	MN - monumento nacional	1,34	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de São Vicente de Fora	Classificado	MN - monumento nacional	2,08	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Padrão do Campo Pequeno	Classificado	MN - monumento nacional	0,81	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Portal lateral dos antigos paços de São Cristóvão	Classificado	MN - monumento nacional	0,86	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Pelourinho de Lisboa	Classificado	MN - monumento nacional	1,00	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Praça do Comércio	Classificado	MN - monumento nacional	6,05	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Teatro Nacional de D. Maria II	Classificado	MN - monumento nacional	1,74	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Teatro Nacional de São Carlos	Classificado	MN - monumento nacional	2,07	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja do Sagrado Coração de Jesus	Classificado	MN - monumento nacional	1,73	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Portal da Capela de Nossa Senhora dos Remédios	Classificado	MN - monumento nacional	0,84	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Avenida da Liberdade	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	18,85	0,05	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio Sotto Mayor, anexos e logradouro	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	2,49	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício da Sociedade Nacional de Belas-Artes, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,56	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cineteatro Tivoli e respetivo palco	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,67	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio do Salvador, incluindo o património artístico integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,56	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja do Carmo (ruínas)	Classificado	MN - monumento nacional	1,84	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio do Monteiro-Mor, ou Palácio Marim-Olhão	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,65	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cinema São Jorge, incluindo o património integrado	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,55	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antiga Casa da Sorte, incluindo o património artístico integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,93	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palacete Loures (onde se encontra sedado o Grémio Literário), incluindo o jardim e o património integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,55	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Núcleo Histórico do Cemitério do Alto de São João	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	10,37	0,03	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Cervejaria Solmar, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,39	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Liceu Feminino de Maria Amália Vaz de Carvalho	Classificado	MIP - monumento de interesse público	3,09	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palacete Ribeiro da Cunha, incluindo o jardim	Classificado	MIP - monumento de interesse público	2,73	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de Nossa Senhora	Em Vias de	Em vias de classificação	1,29	0,00	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		do Rosário ou Igreja do Corpo Santo	Classificação	(com Despacho de Abertura)			
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palacete dos Condes do Alto Mearim, incluindo o jardim e o património integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,86	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palacete dos Condes do Alto Mearim, incluindo o jardim e o património integrado	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,84	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Convento de Nossa Senhora de Jesus e restos da cerca conventual, incluindo a Igreja de Nossa Senhora de Jesus, a Academia das Ciências, o Museu Geológico, a Capela da Ordem Terceira de Nossa Senhora de Jesus e o Hospital de Jesus	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	3,56	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédios geminados da Avenida da Liberdade, 206 a 208, e Rua Rodrigues Sampaio, 27 a 35	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,48	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Casa Havaneza, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,09	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antiga Ourivesaria Aliança, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,05	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Loja da Caza das Vellas Loreto, incluindo a oficina e o património móvel integrado	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,23	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Núcleo de génese pombalina do Quartel de Campo de Ourique	Classificado	MIP - monumento de interesse público	3,12	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Moradia apalaçada atual sede do Clube Militar Naval, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,54	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Imóvel sito na Praça do Duque de Saldanha, 28 a 30, e na Avenida da República, 1 e 1-A	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,37	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Prédio onde se situa a Casa-Museu João de Deus, incluindo o património móvel integrado da mesma	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,45	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Escola Primária do Bairro de São Miguel, atual Escola Básica do 1.º Ciclo n.º 24, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	2,66	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Lisboa Pombalina	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	27,04	0,07	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palácio Povolide (onde se encontra sediado o Ateneu Comercial de Lisboa), incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,58	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja Paroquial de Santiago	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,30	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício principal do Hospital de São José, antigo Convento e Colégio de Santo Antão-o-Novo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,07	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício dos Banhos de São Paulo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,26	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Café Nicola, piso térreo,	Em Vias de	Em vias de classificação	1,11	0,00	100,00



Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		incluindo o património móvel integrado	Classificação	(com Despacho de Abertura)			
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja do Menino de Deus	Classificado	MN - monumento nacional	1,37	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Ruínas do Teatro Romano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	2,10	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Escola Básica n.º 101 Teixeira de Pascoaes	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	3,02	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antiga Igreja do Convento dos Capuchos, bem como a boca de cisterna revestida a azulejo existente num dos pátios do hospital e ainda todas as dependências decoradas com lambrins de azulejo, incluindo o claustro e a escadaria nobre	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,00	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Palacete Leitão	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,38	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Ourivesaria Barbosa e Esteves, incluindo a cave com acesso pelos mesmos números de polícia e o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,97	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Loja Confeitaria Nacional, piso térreo e primeiro andar, incluindo o património móvel integrado	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,10	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Forte de Santa Apolónia (restos), também denominado «Baluarte de Santa Apolónia» ou	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,29	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		«Bateria do Manique»					
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Convento de Santos-o-Novo, incluindo a igreja, o claustro e as respectivas dependências	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,71	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Bairro de Habitações Económicas de São João de Deus (Bairro das Estacas)	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	4,97	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifícios gémeos na Rua Braamcamp, 84 a 88	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,96	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Conjunto urbano da Avenida Duque d' Ávila, 18 a 32 F, e Avenida da República, 10 a 10 F	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	2,20	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Antigo Colégio dos Meninos Órfãos, Recolhimento do Amparo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,89	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Bairro das Colónias (atual Bairro das Novas Nações)	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	7,54	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Edifício da Avenida da República, 71-73	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,45	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Núcleo Arqueológico das Antigas Alcaçarias do Duque	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,09	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	4,93	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Villa Luz Pereira, originalmente Villas José de Oliveira	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	1,40	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Igreja de São Domingos	Classificado	MN - monumento nacional	2,05	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Castelo de São Jorge e restos das cercas de Lisboa	Classificado	MN - monumento nacional	63,22	0,16	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Castelo de São Jorge e restos das cercas de Lisboa	Classificado	MN - monumento nacional	1,92	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	32,37	0,08	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	11,09	0,03	49,94
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	15,34	0,04	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	9,60	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	8,98	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	Aqueduto das Águas Livres, seus aferentes e correlacionados	Classificado	MN - monumento nacional	0,16	0,00	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Pelourinho da Ericeira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,83	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Zona envolvente do Forte de Milreu	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	13,58	0,13	50,66
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja Paroquial de São Pedro	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,38	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Igreja de Santo Isidoro de Mafra	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,26	0,01	100,00
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	Capela de Santo António ou Capela de Nossa Senhora da Boa Viagem dos Homens do Mar,	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,11	0,01	100,00

Zona Estratégica	Nome (SE)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-SE ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-SE
		incluindo o património móvel integrado e o adro					
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	1.ª e 2.ª Linhas de Defesa a Norte de Lisboa durante a Guerra Peninsular, também conhecidas como Linhas de Torres	Classificado	MN - monumento nacional	2,18	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Villa romana de Outeiro de Polima	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,23	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Necrópole eneolítica de Alapraia	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,64	0,02	100,00
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Villa romana de Freiria	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	2,72	0,03	87,93
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	Villa romana de Miroiço	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	4,30	0,04	100,00
ZE Algarve	RS181749	Igreja Matriz de Odiáxere	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,20	0,01	100,00
ZE Algarve	RS181749	Barragem Romana da Fonte Coberta	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,21	0,01	100,00
ZE Algarve	RS181749	Estação Arqueológica de Monte Molião	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	5,37	0,05	100,00

Quadro 80-a - Sobreposição da Rede Elétrica com ZEP - Modernização

Zona Estratégica	Nome (Moder)	Designação	Área (ha)	Área de Moder com ZEP (%)	Área de ZGP com ZEP (%)
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Solar dos Botelhos	1,87	0,11	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Capela do Calvário, ou de Santa Maria Madalena	0,67	0,01	74,07
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Igreja da Misericórdia de Ferreira do Alentejo	1,28	0,01	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Ermida de Santo André	7,23	0,07	86,05
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Igreja da Misericórdia de Beja	5,48	0,05	100,00
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Igreja de Nossa Senhora da Conceição	5,01	0,05	84,82

ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Sala dos túmulos do Convento de São Francisco de Beja	0,03	0,00	0,38
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Castelo de Beja, designadamente a Torre de Menagem	15,32	0,15	53,20
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Liceu Diogo de Gouveia	4,45	0,04	80,67
ZE AM Porto	RP240400	Pedra de audiência e carvalho junto	0,64	0,04	67,13
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	Igreja do Convento dos Frades	0,98	0,02	21,78
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	ZEP conjunta do Castelo, Igreja Matriz de Santiago do Cacém e Ermida de São Pedro	5,20	0,21	49,76
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	Pousada de Santiago do Cacém	4,06	0,17	100,00
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	Área do Castelo Velho com as ruínas da cidade romana adjacente / Ruínas Romanas de Miróbriga	57,44	2,35	86,42

Quadro 81-a - Sobreposição da Rede Elétrica com ZGP – Modernização

Zona Estratégica	Nome (Moder)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-Moder ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-Moder
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Igreja da Misericórdia e Casa do Despacho	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,17	0,07	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Casa das Obras	Classificado	MIP - monumento de interesse público	1,41	0,08	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Capela do Senhor do Calvário	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,91	0,05	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Capela de São Pedro (Seia)	Classificado	MN - monumento nacional	0,97	0,05	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Casa da Cerca de Santa Rita e capela anexa	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,31	0,07	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Santuário de Nossa Senhora do Desterro	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	2,29	0,13	100,0

Zona Estratégica	Nome (Moder)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-Moder ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-Moder
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Santuário de Nossa Senhora do Desterro	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	1,14	0,06	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Santuário de Nossa Senhora do Desterro	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	0,92	0,05	100,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217, RM200436	Santuário de Nossa Senhora do Desterro	Classificado	CIP - conjunto de interesse público	0,86	0,05	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Cruzeiro de Alpalhão	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,83	0,01	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Anta do Tapadão da Relva	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,91	0,01	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Saragonheiros 3 / Tapada do Alfaiatinho Integra o Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,02	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	3,09	0,03	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,02	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,02	100,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,45	0,02	92,7
ZE Alto Alentejo	RT200482	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	0,76	0,01	48,5

Zona Estratégica	Nome (Moder)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-Moder ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-Moder
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Hospital da Misericórdia de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	2,01	0,02	100,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Arco romano de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,83	0,01	100,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Área arqueológica da Quinta de Suratesta	Classificado	MN - monumento nacional	4,55	0,04	63,8
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Capela de Nossa Senhora dos Prazeres	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,19	0,01	100,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Igreja de Santa Maria da Feira	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,96	0,01	67,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Pelourinho de Beja	Classificado	MN - monumento nacional	0,81	0,01	100,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Igreja de Santo Amaro	Classificado	MN - monumento nacional	1,22	0,01	100,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Área intramuros do Centro Histórico de Beja	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	5,34	0,05	48,4
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	Megalitismo Alentejano	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,57	0,02	100,0
ZE AM Porto	RP240408	Igreja de São Miguel de Urrô	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,63	0,04	100,0
ZE AM Porto	RP240EEE	Troço da estrada real Lisboa-Porto em Airas	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	5,82	0,94	74,5
ZE AM Porto	RP240EEE	Edifícios da Mala-Posta de Sanfins, ou de São Jorge, antiga muda de Souto Redondo	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,22	0,20	100,0
ZE AM Porto	RP240EEE	Mamoas da Quinta da Laje	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,56	0,25	100,0

Zona Estratégica	Nome (Moder)	Designação	Situação	Categoria	Área (ha)	% de EE-Moder ocupado por ZGP	% de ZGP ocupado por EE-Moder
ZE AM Porto	RP240400	Mosteiro de Pedroso	Classificado	MIP - monumento de interesse público	14,16	0,97	100,0
ZE AM Porto	RP240400	Castro da Senhora da Saúde ou Monte Murado	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	3,82	0,26	31,7
ZE Aveiro	RP200420	Casa do Outeiro e respectiva capela	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,24	0,12	100,0
ZE Leiria	RT240165	Igreja Paroquial de Nossa Senhora da Luz	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,07	0,00	5,5
ZE Oeste	RT240164	Casa da Quinta das Lapas, com a respectiva cerca, a praça frente à Capela, a alameda e a Capela de Santo António	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	7,38	0,34	82,5
ZE Oeste	RT240164	Igreja de Nossa Senhora dos Prazeres de Aldeia Galega da Merceana	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	1,23	0,06	100,0
ZE Oeste	RT240164	Pelourinho de Aldeia Galega da Merceana	Classificado	MN - monumento nacional	0,82	0,04	100,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	Igreja da Misericórdia de Santiago do Cacém	Classificado	MIP - monumento de interesse público	0,73	0,03	59,2
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	Pelourinho de Santiago do Cacém	Classificado	IIP - imóvel de interesse público	0,37	0,02	45,6
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	Casa Lobo de Vasconcellos, seus património integrado e jardins	Em Vias de Classificação	Em vias de classificação (com Despacho de Abertura)	1,24	0,05	100,0



Quadro 94 - Potencial interferência e relação de proximidade das intervenções em avaliação com as áreas urbanas

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Áreas Urbanas (ha)	(%) Áreas Urbanas no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	371,03	7,9
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	44,37	2,2
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	660,64	11,8
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	1063,76	14,4
	RP240AAA	3708,16	531,79	14,3
	RP200511	2081,38	723,96	34,8
	RP200512	2140,11	614,12	28,7
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	278,19	13,6
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	208,22	1,2
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	33,39	1,3
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	476,32	11,5
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	304,55	15,5
	RL200835; RL240AAA	3232,89	702,43	21,7
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	583,37	29,8
	RL11057; RL200829	1936,87	842,85	43,5
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	673,32	16,7
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	58,99	2,8
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	66,26	0,4
	RS200426	3927,31	66,61	1,7
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	64,09	2,8
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	268,77	10,6
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	195,02	2,6
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	174,14	3,7
	RS200417	4197,46	26,80	0,6
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	104,95	4,4
ZE Algarve	RS181749	3132,80	207,03	6,6

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Áreas Urbanas (ha)	(%) Áreas Urbanas no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	238,64	7,9
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	63,53	2,1
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	389,21	12,9
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	16,34	0,5
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	1303,30	54,1
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	556,85	20,7
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	1434,70	60,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	130,19	4,3
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	66,61	1,5
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	64,09	2,1
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	271,00	9,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	128,52	4,3
	RS200422	3018,56	56,32	1,9
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	182,00	6,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	104,95	3,5
ZE Algarve	RS181749	3017,56	289,32	9,6

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Áreas Urbanas (ha)	(%) Áreas Urbanas no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	402,63	27,6
	RP240408	3780,14	230,75	6,1
	RP240EEE	621,03	126,53	20,4
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	149,32	14,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	159,09	9,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	32,64	0,7
ZE Leiria	RT240165	2022,02	234,48	11,6
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	111,67	4,0
	RT240166	6720,05	137,23	2,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	71,07	3,3
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	41,06	3,6
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	83,97	0,9
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	40,55	1,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	283,24	2,7
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	49,77	1,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	80,65	3,3
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Proximidade a Áreas Urbanas - Buffer 50m (ha)	(%) Áreas Urbanas (Buffer 50m) no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	749,71	15,9
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	77,93	3,9
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	1714,29	30,7
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	2256,47	30,6
	RP240AAA	3708,16	1092,77	29,5
	RP200511	2081,38	1253,15	60,2
	RP200512	2140,11	1147,30	53,6
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	608,06	29,7
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	458,42	2,6
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	83,71	3,2
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	897,26	21,6
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	491,19	25,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	1119,72	34,6
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	895,23	45,7
	RL11057; RL200829	1936,87	1334,96	68,9
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	1362,89	33,8
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	103,51	4,9
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	126,84	0,7
	RS200426	3927,31	141,40	3,6
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	109,82	4,7
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	414,30	16,3
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	314,46	4,2
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	267,04	5,7
	RS200417	4197,46	55,84	1,3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	168,27	7,1
ZE Algarve	RS181749	3132,80	446,62	14,3

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Proximidade a Áreas Urbanas - Buffer 50m (ha)	(%) Áreas Urbanas (Buffer 50m) no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	476,76	15,8
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	111,32	3,7
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	766,01	25,4
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	46,19	1,5
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	1773,31	73,5
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	1083,11	40,2
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	1869,85	78,1
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	219,25	7,3
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	141,40	3,3
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	109,82	3,6
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	419,90	13,9
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	189,30	6,3
	RS200422	3018,56	107,07	3,5
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	281,63	9,3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	168,57	5,6
ZE Algarve	RS181749	3017,56	605,80	20,1

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-Modernização (ha)	Proximidade a Áreas Urbanas - Buffer 50m (ha)	(%) Áreas Urbanas (Buffer 50m) no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	842,64	57,7
	RP240408	3780,14	639,55	16,9
	RP240EEE	621,03	226,19	36,4
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	385,08	36,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	327,25	18,6
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	97,66	2,2
ZE Leiria	RT240165	2022,02	494,31	24,4
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	276,11	9,9
	RT240166	6720,05	252,66	3,8
ZE Oeste	RT240164	2185,93	180,65	8,3
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	101,91	9,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	167,60	1,9
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	65,85	1,7
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	438,04	4,2
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	112,65	2,4
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	156,46	6,4
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 95 – Potenciais interferências com Empreendimentos Turísticos Existentes (ETexistentes)

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Nº de Empreendimentos Turísticos Existentes no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	17
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	1
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	2
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	7
	RP240AAA	3708,16	5
	RP200511	2081,38	4
	RP200512	2140,11	0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	9
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	10
ZE Coimbra	-	0,00	0
ZE Leiria	-	0,00	0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0
ZE Oeste	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	0
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	1
	RL11057; RL200829	1936,87	0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	8
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	2
	RS200426	3927,31	1
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	5
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	6
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	5
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	1
	RS200417	4197,46	0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	1
ZE Algarve	RS181749	3132,80	4

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Nº de Empreendimentos Turísticos Existentes no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	19
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	3
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	5
ZE Aveiro	-	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0
ZE Coimbra	-	0,00	0
ZE Leiria	-	0,00	0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0
ZE Oeste	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	285
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	9
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	1
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	1
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	6
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	7
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	4
	RS200422	3018,56	1
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	2
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	18



Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Nº de Empreendimentos Turísticos Existentes no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0
	RP240408	3780,14	2
	RP240EEE	621,03	2
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	4
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	1
	RT240166	6720,05	2
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	1
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	3
ZE Alentejo Central	-	0,00	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	10
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	5
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0
ZE Algarve	-	0,00	0

Quadro 96 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de atividade agrícola

		Atividades Económicas Agrícolas									
Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (ha)	(%) Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio no EE-LAT	Arrozais (ha)	(%) Arrozais no EE-LAT	Vinhas (ha)	(%) Vinhas no EE-LAT	Pomares (ha)	(%) Pomares no EE-LAT	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	1373,25	29,1	0,00	0,0	30,30	0,6	395,50	8,4	
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	42,63	2,1	0,00	0,0	143,37	7,2	87,60	4,4	
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	1112,05	19,9	0,00	0,0	564,92	10,1	106,69	1,9	
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	2901,81	39,4	0,00	0,0	24,70	0,3	36,83	0,5	
	RP240AAA	3708,16	651,62	17,6	0,00	0,0	55,75	1,5	25,07	0,7	
	RP200511	2081,38	475,25	22,8	0,00	0,0	8,34	0,4	10,48	0,5	
	RP200512	2140,11	468,59	21,9	0,00	0,0	9,87	0,5	62,43	2,9	
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	553,80	27,1	0,00	0,0	0,00	0,0	2,46	0,1	
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	1088,74	6,2	0,00	0,0	1912,41	10,8	373,95	2,1	
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	56,73	2,2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	277,79	6,7	0,00	0,0	15,16	0,4	3,94	0,1	
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	79,48	4,1	0,00	0,0	10,25	0,5	3,18	0,2	
	RL200835; RL240AAA	3232,89	359,71	11,1	0,00	0,0	8,20	0,3	15,77	0,5	
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	94,53	4,8	13,07	0,7	0,00	0,0	14,74	0,8	
	RL11057; RL200829	1936,87	47,71	2,5	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	400,41	9,9	0,00	0,0	19,90	0,5	323,39	8,0	
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	25,70	1,2	0,00	0,0	16,33	0,8	0,00	0,0	
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	2767,05	15,2	0,00	0,0	190,39	1,0	139,89	0,8	
	RS200426	3927,31	1101,63	28,1	0,00	0,0	78,18	2,0	52,94	1,3	
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	44,63	1,9	0,00	0,0	0,00	0,0	2,38	0,1	
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	746,53	29,4	0,00	0,0	5,69	0,2	191,13	7,5	
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	1014,30	13,5	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	96,57	2,0	0,00	0,0	0,00	0,0	3,94	0,1	
	RS200417	4197,46	964,56	23,0	0,00	0,0	0,00	0,0	11,13	0,3	
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	298,19	12,6	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Algarve	RS181749	3132,80	513,93	16,4	0,00	0,0	33,32	1,1	134,59	4,3	

		Atividades Económicas Agrícolas					
Zona Estratégica	Referência do Projeto	Olivais (ha)	(%) Olivais no EE-LAT	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a vinha (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a vinha no EE-LAT	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a pomar (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a pomar no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	393,90	8,3	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	501,27	25,3	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	3,02	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	1,04	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
	RP240AAA	1,85	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0
	RP200511	1,06	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0
	RP200512	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	2183,08	12,4	5,03	0,0	2,03	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	3,36	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	668,39	16,1	0,00	0,0	2,43	0,1
ZE Oeste	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	55,87	2,8	0,00	0,0	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	91,67	2,8	0,00	0,0	0,00	0,0
	RL240BBB; RL240AAA	102,15	5,2	0,00	0,0	4,29	0,2
	RL11057; RL200829	25,86	1,3	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	438,35	20,6	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	1169,46	6,4	0,00	0,0	0,00	0,0
	RS200426	1270,80	32,4	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	1114,74	47,9	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	379,54	15,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	251,45	3,4	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	5,80	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0
	RS200417	6,04	0,1	0,00	0,0	2,17	0,1
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	15,72	0,7	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	38,69	1,2	0,00	0,0	215,73	6,9

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Atividades Económicas Agrícolas								
		Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a olival (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a olival no EE-LAT	Mosaicos culturais e parcelares complexos (ha)	(%) Mosaicos culturais e parcelares complexos no EE-LAT	Agricultura com espaços naturais e seminaturais (ha)	(%) Agricultura com espaços naturais e seminaturais no EE-LAT	Agricultura protegida e viveiros (ha)	(%) Agricultura protegida e viveiros no EE-LAT	
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	0,00	0,0	131,86	2,8	133,92	2,8	0,00	0,0	
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1,79	0,1	29,92	1,5	5,08	0,3	0,00	0,0	
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	0,00	0,0	107,81	1,9	125,44	2,2	8,60	0,2	
ZE AM Porto	RP13185	0,00	0,0	17,75	0,2	25,04	0,3	7,34	0,1	
	RP240AAA	0,00	0,0	15,25	0,4	56,05	1,5	0,00	0,0	
	RP200511	0,00	0,0	15,55	0,7	28,63	1,4	0,00	0,0	
	RP200512	0,00	0,0	32,30	1,5	25,47	1,2	3,82	0,2	
ZE Aveiro	RP200420	0,00	0,0	1,06	0,1	1,66	0,1	1,15	0,1	
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	56,27	0,3	463,57	2,6	259,79	1,5	0,00	0,0	
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	8,84	0,3	20,06	0,8	24,63	1,0	0,00	0,0	
ZE Coimbra	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Leiria	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Médio Tejo	RT200487	31,89	0,8	104,45	2,5	123,65	3,0	1,33	0,0	
ZE Oeste	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	9,70	0,5	92,24	4,7	3,36	0,2	0,00	0,0	
	RL200835; RL240AAA	0,00	0,0	62,21	1,9	2,97	0,1	0,00	0,0	
	RL240BBB; RL240AAA	4,01	0,2	53,71	2,7	3,24	0,2	0,00	0,0	
	RL11057; RL200829	1,44	0,1	34,43	1,8	5,86	0,3	0,00	0,0	
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	0,00	0,0	198,24	4,9	135,22	3,4	10,94	0,3	
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Alto Alentejo	RT200482	24,85	1,2	20,61	1,0	1,61	0,1	0,00	0,0	
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	26,20	0,1	62,18	0,3	0,00	0,0	0,00	0,0	
	RS200426	14,31	0,4	36,63	0,9	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Alentejo Central	RS200424	1,26	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	187,66	7,4	95,30	3,8	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	10,93	0,1	49,55	0,7	6,39	0,1	1,49	0,0	
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3,01	0,1	20,25	0,4	4,13	0,1	0,00	0,0	
	RS200417	2,14	0,1	16,59	0,4	2,86	0,1	0,00	0,0	
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	13,13	0,6	15,29	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	
ZE Algarve	RS181749	0,42	0,0	340,73	10,9	22,09	0,7	8,20	0,3	

Atividades Económicas Agrícolas

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (ha)	(%) Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio no EE-SE	Arrozais (ha)	(%) Arrozais no EE-SE	Vinhas (ha)	(%) Vinhas no EE-SE	Pomares (ha)	(%) Pomares no EE-SE	Olivais (ha)	(%) Olivais no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	734,38	24,3	0,00	0,0	31,66	1,0	45,52	1,5	319,17	10,6
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	66,81	2,2	0,00	0,0	220,29	7,3	161,41	5,3	761,94	25,2
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	442,56	14,7	0,00	0,0	25,23	0,8	9,36	0,3	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	11,59	0,4	0,00	0,0	645,42	21,4	201,78	6,7	461,52	15,3
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	1,35	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	359,94	13,4	0,00	0,0	13,41	0,5	104,70	3,9	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	136,45	5,7	0,00	0,0	19,52	0,8	2,79	0,1	2,15	0,1
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	28,07	0,9	0,00	0,0	48,60	1,6	1,18	0,0	553,95	18,4
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	1407,23	32,5	0,00	0,0	95,41	2,2	52,46	1,2	1312,51	30,3
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	61,35	2,0	0,00	0,0	0,00	0,0	2,38	0,1	1112,84	36,9
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	1056,16	35,0	0,00	0,0	6,77	0,2	115,73	3,8	467,69	15,5
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	1843,30	61,1	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	102,50	3,4
	RS200422	3018,56	145,11	4,8	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	234,42	7,8
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	152,17	5,0	0,00	0,0	0,00	0,0	2,84	0,1	7,42	0,2
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	369,79	12,3	28,96	1,0	0,00	0,0	0,00	0,0	25,05	0,8
ZE Algarve	RS181749	3017,56	337,79	11,2	0,00	0,0	30,75	1,0	163,44	5,4	45,29	1,5

Atividades Económicas Agrícolas

Zona Estratégica	Referência do projeto	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a vinha (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a vinha no EE-SE	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a pomar (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a pomar no EE-SE	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a olival (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a olival no EE-SE	Mosaicos culturais e parcelares complexos (ha)	(%) Mosaicos culturais e parcelares complexos no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	123,91	4,1
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1,09	0,0	0,00	0,0	3,86	0,1	50,60	1,7
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	8,69	0,3
ZE Aveiro	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	1,63	0,1	0,00	0,0	4,16	0,1	33,96	1,1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	23,92	1,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	135,96	5,1
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	15,19	0,6
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	0,00	0,0	0,00	0,0	29,70	1,0	28,54	0,9
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	0,00	0,0	0,00	0,0	14,31	0,3	36,64	0,8
ZE Alentejo Central	RS200424	0,00	0,0	0,00	0,0	1,26	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	0,00	0,0	0,00	0,0	182,42	6,0	139,69	4,6
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	0,00	0,0	0,00	0,0	10,93	0,4	33,44	1,1
	RS200422	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	25,11	0,8
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	0,00	0,0	0,00	0,0	0,12	0,0	34,85	1,2
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	0,00	0,0	0,00	0,0	13,13	0,4	17,04	0,6
ZE Algarve	RS181749	0,00	0,0	175,07	5,8	0,00	0,0	289,42	9,6

Zona Estratégica	Referência do projeto	Atividades Económicas Agrícolas			
		Agricultura com espaços naturais e seminaturais (ha)	(%) Agricultura com espaços naturais e seminaturais no EE-SE	Agricultura protegida e viveiros (ha)	(%) Agricultura protegida e viveiros no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	32,46	1,1	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	11,16	0,4	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	35,60	1,2	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	6,71	0,2	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	5,35	0,2	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	83,57	3,1	2,17	0,1
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	42,02	1,8	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	4,08	0,1	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	1,91	0,1	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	2,68	0,1	1,49	0,0
	RS200422	5,75	0,2	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	24,55	0,8	8,20	0,3

Zona Estratégica	Referência do projeto	Atividades Económicas Agrícolas								
		Área EE-Modernização (ha)	Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio (ha)	(%) Culturas temporárias de Sequeiro e Regadio no EE-Modernização	Arrozais (ha)	(%) Arrozais no EE-Modernização	Vinhas (ha)	(%) Vinhas no EE-Modernização	Pomares (ha)	(%) Pomares no EE-Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	268,28	18,4	0,00	0,0	0,33	0,0	4,03	0,3
	RP240408	3780,14	420,04	11,1	0,00	0,0	6,52	0,2	19,62	0,5
	RP240EEE	621,03	31,97	5,1	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	395,65	37,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	185,06	10,5	0,00	0,0	19,73	1,1	15,20	0,9
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	31,77	0,7	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	64,56	3,2	0,00	0,0	0,00	0,0	5,36	0,3
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	72,88	2,6	0,00	0,0	3,50	0,1	0,00	0,0
	RT240166	6720,05	281,72	4,2	14,33	0,2	4,43	0,1	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	338,83	15,5	0,00	0,0	712,35	32,6	66,58	3,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	252,28	22,2	27,48	2,4	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	144,00	1,6	0,00	0,0	11,00	0,1	2,66	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	511,15	12,9	0,00	0,0	12,73	0,3	3,95	0,1
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	3646,37	35,3	0,00	0,0	160,74	1,6	200,59	1,9
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	41,30	0,9	248,56	5,2	87,92	1,8	89,34	1,9
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	159,16	6,5	0,00	0,0	1,74	0,1	15,85	0,6
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0



Zona Estratégica	Referência do projeto	Atividades Económicas Agrícolas							
		Olivais (ha)	(%) Olivais no EE-Modernização	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a vinha (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a vinha no EE-Modernização	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a pomar (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a pomar no EE-Modernização	Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a olival (ha)	(%) Culturas temporárias e/ou pastagens melhoradas associadas a olival no EE-Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
	RP240408	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
	RP240EEE	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	169,78	9,6	0,00	0,0	0,00	0,0	2,34	0,1
ZE Coimbra	RM240218	27,07	0,6	0,00	0,0	0,00	0,0	10,24	0,2
ZE Leiria	RT240165	1,02	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	142,44	5,1	0,00	0,0	2,43	0,1	53,61	1,9
	RT240166	228,76	3,4	0,00	0,0	3,39	0,1	11,32	0,2
ZE Oeste	RT240164	4,22	0,2	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	4,76	0,4	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	978,55	10,9	0,00	0,0	0,00	0,0	95,25	1,1
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	768,53	19,4	0,00	0,0	0,00	0,0	27,92	0,7
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	2728,05	26,4	0,00	0,0	0,00	0,0	190,93	1,8
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	142,00	3,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	32,54	1,3	0,00	0,0	4,29	0,2	16,01	0,7
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Atividades Económicas Agrícolas					
		Mosaicos culturais e parcelares complexos (ha)	(%) Mosaicos culturais e parcelares complexos no EE-Modernização	Agricultura com espaços naturais e seminaturais (ha)	(%) Agricultura com espaços naturais e seminaturais no EE-Modernização	Agricultura protegida e viveiros (ha)	(%) Agricultura protegida e viveiros no EE-Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	39,44	2,7	43,63	3,0	0,00	0,0
	RP240408	25,26	0,7	56,60	1,5	0,00	0,0
	RP240EEE	0,00	0,0	0,50	0,1	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1,06	0,1	1,66	0,2	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	67,09	3,8	12,62	0,7	0,00	0,0
ZE Coimbra	RM240218	51,36	1,2	36,89	0,8	0,00	0,0
ZE Leiria	RT240165	124,69	6,2	82,38	4,1	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	82,19	3,0	89,96	3,2	0,00	0,0
	RT240166	15,19	0,2	11,19	0,2	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	49,99	2,3	4,54	0,2	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	103,94	9,1	7,30	0,6	11,32	1,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	55,50	0,6	1,12	0,0	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	15,68	0,4	3,54	0,1	1,22	0,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	192,44	1,9	0,00	0,0	1,91	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	27,52	0,6	5,83	0,1	2,72	0,1
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	40,81	1,7	20,93	0,9	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0

Quadro 97 - Potencial interferência dos investimentos previstos com áreas de Reserva Agrícola Nacional

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Área RAN (ha)	(%) Área RAN no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	444,12	9,4
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	633,95	32,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	1558,58	27,9
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	2803,06	38,0
	RP240AAA	3708,16	722,42	19,5
	RP200511	2081,38	384,29	18,5
	RP200512	2140,11	342,67	16,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	683,45	33,4
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	2592,56	14,7
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	28,73	1,1
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	628,41	15,1
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	284,10	8,8
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	219,63	11,2
	RL11057; RL200829	1936,87	58,09	3,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	336,63	8,4
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	84,34	4,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	3064,32	16,9
	RS200426	3927,31	915,53	23,3
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	1704,09	67,1
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	245,20	3,3
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	111,43	2,4
	RS200417	4197,46	144,44	3,4
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	306,05	12,9
ZE Algarve	RS181749	3132,80	1576,22	50,3

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Área RAN (ha)	(%) Área RAN no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	113,04	3,7
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	979,82	32,5
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	422,65	14,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	817,08	27,1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	275,48	10,2
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	202,90	8,5
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	137,44	4,6
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	1109,71	25,6
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	2058,42	68,2
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0,00	0,0
	RS200422	3018,56	83,86	2,8
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	232,16	7,7
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	449,18	14,9
ZE Algarve	RS181749	3017,56	1263,55	41,9

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Área RAN (ha)	(%) Área RAN no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	261,66	17,9
	RP240408	3780,14	359,13	9,5
	RP240EEE	621,03	27,10	4,4
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	405,93	38,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	229,27	13,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	117,87	2,7
ZE Leiria	RT240165	2022,02	139,85	6,9
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	279,06	10,0
	RT240166	6720,05	600,24	8,9
ZE Oeste	RT240164	2185,93	678,91	31,1
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	211,76	18,6
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	146,82	1,6
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	1524,52	38,6
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	6870,24	66,6
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	321,98	6,8
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	270,26	11,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 98 – Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas em exploração

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Área Regadios em Exploração (ha)	(%) Área Regadios em Exploração no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	163,83	3,5
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	0,00	0,0
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	130,06	6,6
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	763,07	4,2
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0,00	0,0
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	59,37	2,5
ZE Algarve	RS181749	3132,80	428,63	13,7

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Área Regadios em Exploração (ha)	(%) Área Regadios em Exploração no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0,00	0,0
	RS200422	3018,56	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	123,43	4,1
ZE Algarve	RS181749	3017,56	290,90	9,6

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Área Regadios em Exploração (ha)	(%) Área Regadios em Exploração no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0,00	0,0
	RP240408	3780,14	0,00	0,0
	RP240EEE	621,03	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	0,00	0,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0,00	0,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	0,00	0,0
	RT240166	6720,05	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	30,90	2,7
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	15,61	0,4
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	252,72	5,3
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0



Quadro 99 – Potenciais interferências com as áreas e infraestruturas dos Aproveitamentos Hidroagrícolas potenciais

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Área Regadios Potenciais (ha)	(%) Área Regadios Potenciais no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	50,18	2,5
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	297,15	1,7
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	0,00	0,0
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0,00	0,0
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	0,00	0,0
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0,00	0,0
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0,00	0,0

Quadro 100 – Potencial interferência com Áreas de Concessões Mineiras

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Concessões Mineiras (ha)	(%) Concessões Mineiras no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	5,96	0,1
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	0,00	0,0
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0,00	0,0
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	0,00	0,0
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0,00	0,0
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Concessões Mineiras (ha)	(%) Concessões Mineiras no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0,00	0,0
	RP240408	3780,14	0,00	0,0
	RP240EEE	621,03	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	0,00	0,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0,00	0,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	0,00	0,0
	RT240166	6720,05	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	41,83	1,9
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 101 – Potencial interferência com Áreas de Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais (PPDM)

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais (ha)	(%) Áreas de Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	2735,96	58,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	2694,05	15,2
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	0,00	0,0
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0,00	0,0
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	703,12	3,9
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	6945,30	92,6
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	1483,62	31,4
	RS200417	4197,46	94,30	2,2
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	979,69	41,4
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais (ha)	(%) Áreas de Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	829,82	27,5
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	1240,45	41,1
	RS200422	3018,56	3018,56	100,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	243,34	8,1
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	1228,77	40,7
ZE Algarve	RS181749	3017,56	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-Modernização (ha)	Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais (ha)	(%) Áreas de Prospecção e Pesquisa de Depósitos Minerais no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0,00	0,0
	RP240408	3780,14	0,00	0,0
	RP240EEE	621,03	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	949,55	53,9
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	527,37	12,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	0,00	0,0
	RT240166	6720,05	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	2380,93	97,3
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 102 – Potencial interferência das intervenções em estudo com Áreas de Equipamento

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Equipamentos (ha)	(%) Equipamentos no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	62,65	1,3
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	11,86	0,6
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	44,67	0,8
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	77,47	1,1
	RP240AAA	3708,16	13,10	0,4
	RP200511	2081,38	56,07	2,7
	RP200512	2140,11	30,26	1,4
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	22,54	1,1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	14,86	0,1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	1,84	0,1
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	67,30	1,6
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	5,95	0,3
	RL200835; RL240AAA	3232,89	57,71	1,8
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	42,20	2,2
	RL11057; RL200829	1936,87	216,12	11,2
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	55,03	1,4
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	23,26	1,1
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	13,16	0,1
	RS200426	3927,31	10,08	0,3
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	9,01	0,4
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	87,09	3,4
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	24,18	0,3
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	27,22	0,6
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	5,98	0,3
ZE Algarve	RS181749	3132,80	31,49	1,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Equipamentos (ha)	(%) Equipamentos no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	40,30	1,3
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	13,38	0,4
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	18,20	0,6
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	224,24	9,3
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	48,29	1,8
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	69,29	2,9
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	25,01	0,8
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	10,08	0,2
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	10,03	0,3
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	110,59	3,7
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	22,70	0,8
	RS200422	3018,56	4,65	0,2
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	26,15	0,9
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	5,92	0,2
ZE Algarve	RS181749	3017,56	95,09	3,2



Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Equipamentos (ha)	(%) Equipamentos no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	16,37	1,1
	RP240408	3780,14	6,22	0,2
	RP240EEE	621,03	2,63	0,4
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	4,95	0,5
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	23,86	1,4
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0,11	0,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	11,11	0,5
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	1,65	0,1
	RT240166	6720,05	42,46	0,6
ZE Oeste	RT240164	2185,93	2,24	0,1
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	1,71	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	1,78	0,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	76,18	0,7
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	12,85	0,3
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	18,83	0,8
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 103 – Atravessamentos potenciais de infraestruturas rodoviárias e ferroviárias

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Nº de atravessamentos em Rede Rodoviária no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	23
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	5
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	14
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	29
	RP240AAA	3708,16	17
	RP200511	2081,38	30
	RP200512	2140,11	23
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	18
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	19
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	2
ZE Coimbra	-	0,00	0
ZE Leiria	-	0,00	0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	27
ZE Oeste	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	5
	RL200835; RL240AAA	3232,89	22
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	16
	RL11057; RL200829	1936,87	26
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	16
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	10
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	12
	RS200426	3927,31	6
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	8
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	12
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	25
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	9
	RS200417	4197,46	1
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	4
ZE Algarve	RS181749	3132,80	11

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Nº de atravessamentos em Rede Rodoviária no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	17
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	6
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	16
ZE Aveiro	-	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	3
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0
ZE Coimbra	-	0,00	0
ZE Leiria	-	0,00	0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0
ZE Oeste	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	3
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	11
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	17
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	12
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	6
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	8
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	15
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	15
	RS200422	3018,56	7
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	6
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	4
ZE Algarve	RS181749	3017,56	18

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Nº de atravessamentos em Rede Rodoviária no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	6
	RP240408	3780,14	6
	RP240EEE	621,03	7
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	12
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	12
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	3
ZE Leiria	RT240165	2022,02	7
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	10
	RT240166	6720,05	14
ZE Oeste	RT240164	2185,93	3
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	3
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	25
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	11
ZE Alentejo Central	-	0,00	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	27
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	6
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	15
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0
ZE Algarve	-	0,00	0

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Nº de atravessamentos em Rede Ferroviária no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0
	RP240AAA	3708,16	0
	RP200511	2081,38	1
	RP200512	2140,11	3
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0
ZE Coimbra	-	0,00	0
ZE Leiria	-	0,00	0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	1
ZE Oeste	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	1
	RL200835; RL240AAA	3232,89	2
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	2
	RL11057; RL200829	1936,87	0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	1
	RS200426	3927,31	1
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	1
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	1
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	1
	RS200417	4197,46	3
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	3
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Nº de atravessamentos em Rede Ferroviária no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0
ZE Aveiro	-	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0
ZE Coimbra	-	0,00	0
ZE Leiria	-	0,00	0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0
ZE Oeste	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	6
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	1
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	1
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	1
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0
	RS200422	3018,56	0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	3
ZE Algarve	RS181749	3017,56	1

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Nº de atravessamentos em Rede Ferroviária no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0
	RP240408	3780,14	0
	RP240EEE	621,03	0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	1
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	1
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	0
	RT240166	6720,05	1
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	1
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	1
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	1
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0
ZE Algarve	-	0,00	0

Quadro 104 – Potencial interferência com Aeroportos e Aeródromos

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Aeroportos e Aeródromos (ha)	(%) Área de Aeroportos e Aeródromos no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	0,00	0,0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	35,73	1,1
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0,00	0,0
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	0,00	0,0
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	3,55	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0,00	0,0
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	7,88	0,3



Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Aeroportos e Aeródromos (ha)	(%) Área de Aeroportos e Aeródromos no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	44,79	1,9
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0,00	0,0
	RS200422	3018,56	3,55	0,1
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	7,88	0,3

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Aeroportos e Aeródromos (ha)	(%) Área de Aeroportos e Aeródromos no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0,00	0,0
	RP240408	3780,14	0,00	0,0
	RP240EEE	621,03	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	0,00	0,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0,00	0,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	0,00	0,0
	RT240166	6720,05	0,00	0,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	2,82	0,1
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 105 - Potencial interferência com Áreas Portuárias

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Áreas Portuárias (ha)	(%) Áreas Portuárias no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	11,46	0,6
	RL200835; RL240AAA	3232,89	6,16	0,2
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0,00	0,0
	RL11057; RL200829	1936,87	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	2,74	0,1
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	0,00	0,0
	RS200426	3927,31	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0,00	0,0
	RS200417	4197,46	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0,00	0,0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Áreas Portuárias (ha)	(%) Áreas Portuárias no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	49,78	2,1
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	3,51	0,1
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	0,00	0,0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0,00	0,0
	RS200422	3018,56	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	7,51	0,2

Quadro 106 – Potencial interferência das intervenções em estudo com as áreas de Reserva Ecológica Nacional

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Área REN (ha)	(%) Área REN no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	938,19	19,9
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	798,50	40,3
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	1342,46	24,1
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	280,77	3,8
	RP240AAA	3708,16	934,00	25,2
	RP200511	2081,38	279,44	13,4
	RP200512	2140,11	168,96	7,9
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	504,04	24,7
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	3632,30	20,6
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	1243,39	48,3
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	1152,14	58,7
	RL200835; RL240AAA	3232,89	1541,30	47,7
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	875,21	44,6
	RL11057; RL200829	1936,87	267,48	13,8
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	1848,75	45,9
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	177,82	8,3
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	3457,49	19,0
	RS200426	3927,31	1783,22	45,4
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	1496,04	64,3
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	351,55	13,9
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	1419,51	18,9
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	3333,74	70,7
	RS200417	4197,46	738,26	17,6
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	459,26	19,4
ZE Algarve	RS181749	3132,80	1407,15	44,9

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Área REN (ha)	(%) Área REN no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	858,91	28,5
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	1162,69	38,5
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	737,63	24,4
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	2176,83	72,1
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	341,06	14,1
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	1088,26	40,4
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	196,02	8,2
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	314,78	10,4
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	1867,83	43,1
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	2177,97	72,2
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	497,63	16,5
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	699,95	23,2
	RS200422	3018,56	184,92	6,1
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	2234,78	74,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	724,28	24,0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	1227,83	40,7

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE- Modernização (ha)	Área REN (ha)	(%) Área REN no Eixo Estratégico Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	163,37	11,2
	RP240408	3780,14	1130,00	29,9
	RP240EEE	621,03	103,06	16,6
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	227,76	21,3
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	583,46	33,1
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	31,35	0,7
ZE Leiria	RT240165	2022,02	87,66	4,3
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	334,03	12,0
	RT240166	6720,05	2043,30	30,4
ZE Oeste	RT240164	2185,93	381,15	17,4
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	1107,93	97,5
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	2903,15	32,2
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	2618,99	66,2
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	3926,74	38,0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	645,42	13,6
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	1223,66	50,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 109 – Potenciais inserção em áreas com elevada intensidade sísmica (ZIS<sub>8,9 e 10</sub>)

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Zonas de Intensidade sísmica 8, 9 e 10 (ha)	(%) Zonas de Intensidade sísmica 8, 9 e 10 no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0,00	0,0
	RP240AAA	3708,16	0,00	0,0
	RP200511	2081,38	0,00	0,0
	RP200512	2140,11	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	4149,02	100,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	1772,92	90,4
	RL200835; RL240AAA	3232,89	3097,93	95,8
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	1884,72	96,1
	RL11057; RL200829	1936,87	1936,87	100,0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	3935,94	97,7
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	7045,80	38,8
	RS200426	3927,31	3927,31	100,0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	7500,77	100,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	4718,50	100,0
	RS200417	4197,46	4197,46	100,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	3096,86	98,9



Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Zonas de Intensidade sísmica 8, 9 e 10 (ha)	(%) Zonas de Intensidade sísmica 8, 9 e 10 no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0,00	0,0
ZE Aveiro	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Coimbra	-	0,00	0,00	0,0
ZE Leiria	-	0,00	0,00	0,0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Oeste	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	1973,16	81,8
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	2559,16	95,1
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	2306,61	96,4
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0,00	0,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	4335,85	100,0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	3018,57	100,0
	RS200422	3018,56	3018,56	100,0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	3018,32	100,0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	0,00	0,0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	2934,88	97,3

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-Modernização (ha)	Zonas de Intensidade sísmica 8, 9 e 10 (ha)	(%) Zonas de Intensidade sísmica 8, 9 e 10 no EE-Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0,00	0,0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0,00	0,0
	RP240408	3780,14	0,00	0,0
	RP240EEE	621,03	0,00	0,0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	0,00	0,0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0,00	0,0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	2022,02	100,0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	2783,38	100,0
	RT240166	6720,05	6720,05	100,0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	2185,93	100,0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	1136,60	100,0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	6709,34	74,5
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	3953,92	100,0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0,00	0,0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	2032,72	19,7
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0,00	0,0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	4490,21	94,5
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	2447,93	100,0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0,00	0,0
ZE Algarve	-	0,00	0,00	0,0

Quadro 110 – Potencial inserção na proximidade de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG

Zona Estratégica	Referência do Projeto	Área EE-LAT (ha)	Nº de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG de Nível Inferior no EE-LAT	Nº de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG de Nível Superior no EE-LAT
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	4718,16	1	0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	1983,68	0	0
ZE Tâmega e Sousa	RN171904	5578,64	1	0
ZE AM Porto	RP13185	7367,14	0	0
	RP240AAA	3708,16	0	0
	RP200511	2081,38	1	2
	RP200512	2140,11	1	1
ZE Aveiro	RP200420	2044,26	1	3
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	17667,78	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM200436	2576,62	0	0
ZE Coimbra	-	0,00	0	0
ZE Leiria	-	0,00	0	0
ZE Médio Tejo	RT200487	4149,02	0	0
ZE Oeste	-	0,00	0	0
ZE Grande Lisboa 1	RL200835	1961,82	1	0
	RL200835; RL240AAA	3232,89	1	1
	RL240BBB; RL240AAA	1960,57	0	0
	RL11057; RL200829	1936,87	0	0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	4030,15	0	0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0	0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	2132,42	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	RT200481	18152,13	0	0
	RS200426	3927,31	0	0
ZE Alentejo Central	RS200424	2327,46	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	2538,16	1	0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423; RS200422	7500,77	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	4718,50	0	0
	RS200417	4197,46	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	2365,60	0	0
ZE Algarve	RS181749	3132,80	0	0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-SE (ha)	Nº de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG de Nível Inferior no EE-SE	Nº de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG de Nível Superior no EE-SE
ZE Trás-os-Montes 1	RN13420	3017,55	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	RN200920	3018,04	0	0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0	0
ZE AM Porto	RP240AAA	3018,50	0	0
ZE Aveiro	-	0,00	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	RM200478	3018,09	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	-	0,00	0	0
ZE Coimbra	-	0,00	0	0
ZE Leiria	-	0,00	0	0
ZE Médio Tejo	-	0,00	0	0
ZE Oeste	-	0,00	0	0
ZE Grande Lisboa 1	GL06061	2411,03	0	0
ZE Grande Lisboa 2	RL231110	2691,87	0	0
ZE Grande Lisboa 3	RL231107	2393,06	0	0
ZE Lezíria do Tejo	-	0,00	0	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	3018,30	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	4335,85	0	0
ZE Alentejo Central	RS200424	3018,47	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS10103	3018,52	1	0
ZE Baixo Alentejo 2	RS200423	3018,57	0	0
	RS200422	3018,56	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	-	0,00	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200479	3018,32	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	RS200416	3018,53	0	0
ZE Algarve	RS181749	3017,56	0	0

Zona Estratégica	Referência do projeto	Área EE-Modernização (ha)	Nº de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG de Nível Inferior no EE-Modernização	Nº de Estabelecimentos abrangidos pelo RPAG de Nível Superior no EE-Modernização
ZE Trás-os-Montes 1	-	0,00	0	0
ZE Trás-os-Montes 2	-	0,00	0	0
ZE Tâmega e Sousa	-	0,00	0	0
ZE AM Porto	RP240400	1459,42	0	0
	RP240408	3780,14	0	0
	RP240EEE	621,03	0	0
ZE Aveiro	RP200420	1069,23	1	2
ZE Beiras e Serra da Estrela 1	-	0,00	0	0
ZE Beiras e Serra da Estrela 2	RM240217; RM200436	1761,97	1	0
ZE Coimbra	RM240218	4392,21	0	0
ZE Leiria	RT240165	2022,02	0	0
ZE Médio Tejo	RT200487	2783,38	0	0
	RT240166	6720,05	0	0
ZE Oeste	RT240164	2185,93	0	0
ZE Grande Lisboa 1	-	0,00	0	0
ZE Grande Lisboa 2	-	0,00	0	0
ZE Grande Lisboa 3	-	0,00	0	0
ZE Lezíria do Tejo	RT200483	1136,60	0	0
ZE Península de Setúbal	-	0,00	0	0
ZE Alto Alentejo	RT200482	9011,09	0	0
ZE Alto Alentejo e Central	RS200426	3953,92	0	0
ZE Alentejo Central	-	0,00	0	0
ZE Baixo Alentejo 1	RS200419	10320,92	1	0
ZE Baixo Alentejo 2	-	0,00	0	0
ZE Alentejo Litoral 1	RS08229	4753,34	0	0
ZE Alentejo Litoral 2	RS200417	2447,93	0	0
ZE Alentejo Litoral 3	-	0,00	0	0
ZE Algarve	-	0,00	0	0

# **E-REDES**

Distribuição de Eletricidade

