PDIRD-E 2024

Plano de Desenvolvimento
e Investimento
da Rede de Distribuição

E-REDES
Distribuição de Eletricidade

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.

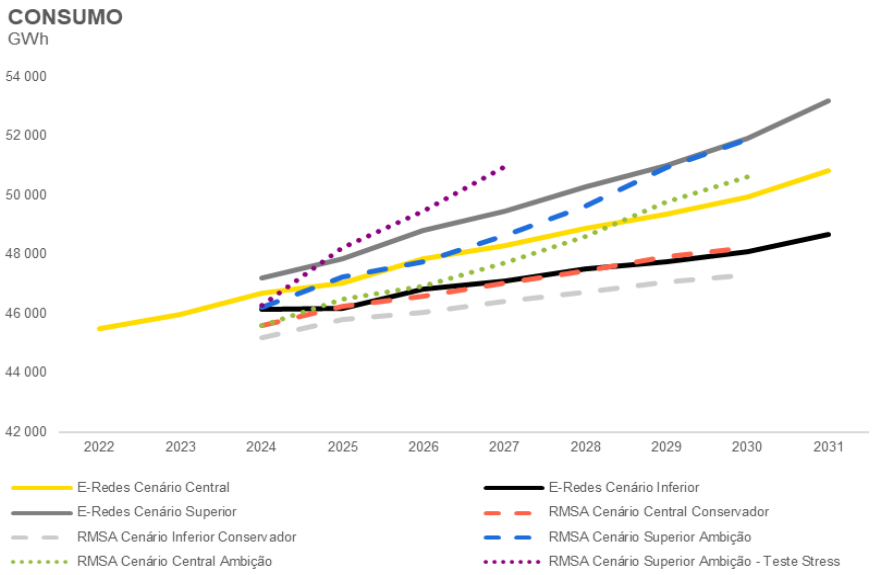


FIGURA 1: COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DE CONSUMO PELAS ESTIMATIVAS DA E-REDES E RMSA-2023

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 fosseis 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:

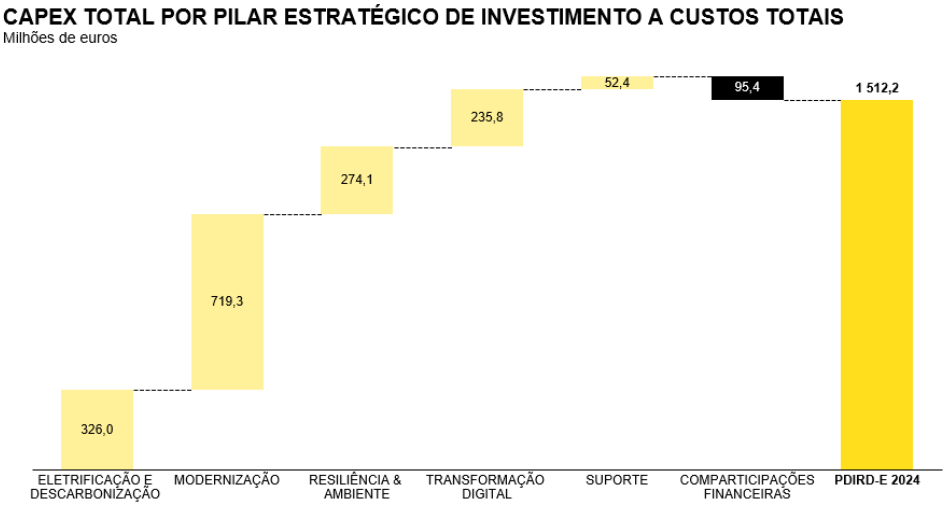


FIGURA 2: CAPEX TOTAL A CUSTOS TOTAIS POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO

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[1]) 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.

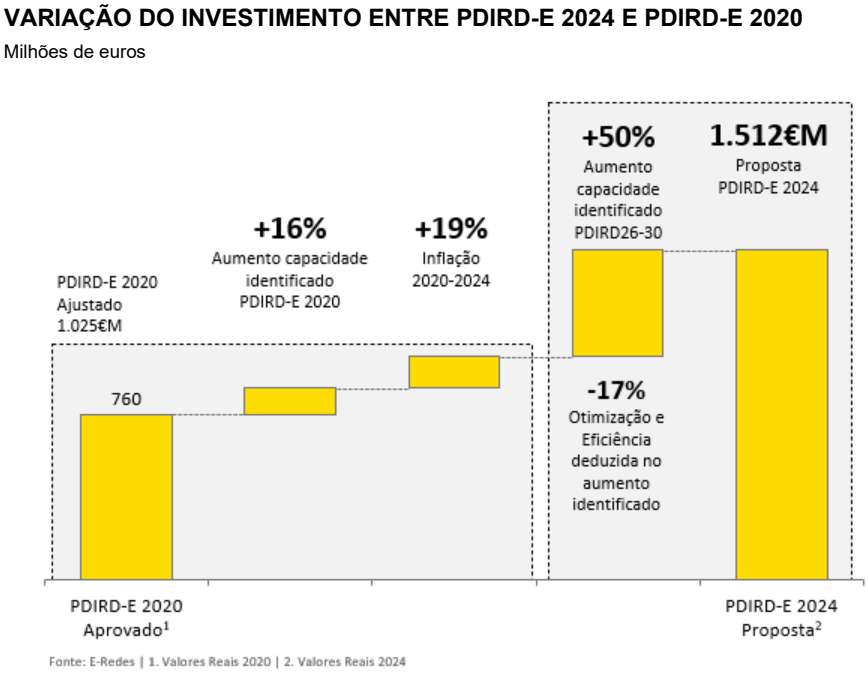


FIGURA 3: INVESTIMENTO DO PDIRD-E 2024 E VARIAÇÃO FACE AO PDIRD-E 2020 - ANÁLISE

[1] 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		PDIRD-E 2026-2030					
INVESTIMENTO TOTAL A CUSTOS TOTAIS	**Média Anual 2021-2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Total 2026-2030**
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
CAPEX Inv. Específico (1-2)	**97,7**	**206,4**	**225,5**	**248,5**	**238,7**	**223,2**	**1142,2**
Investimento Não Específico (3)	19,2	28,5	24,4	20,5	20,6	19,3	113,3
CAPEX Total (custos primários) (1-2+3)	**116,9**	**234,9**	**249,8**	**269,0**	**259,3**	**242,5**	**1255,5**
Encargos Totais (4)	43,2	48,1	49,7	53,6	53,3	52,0	256,7
CAPEX Total (custos totais) (1-2+3+4)	**160,1**	**283,0**	**299,5**	**322,6**	**312,6**	**294,4**	**1512,2**
Investimento Total (custos totais) (1+3+4)	**184,1**	**302,5**	**318,6**	**341,2**	**331,5**	**313,8**	**1607,6**

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).

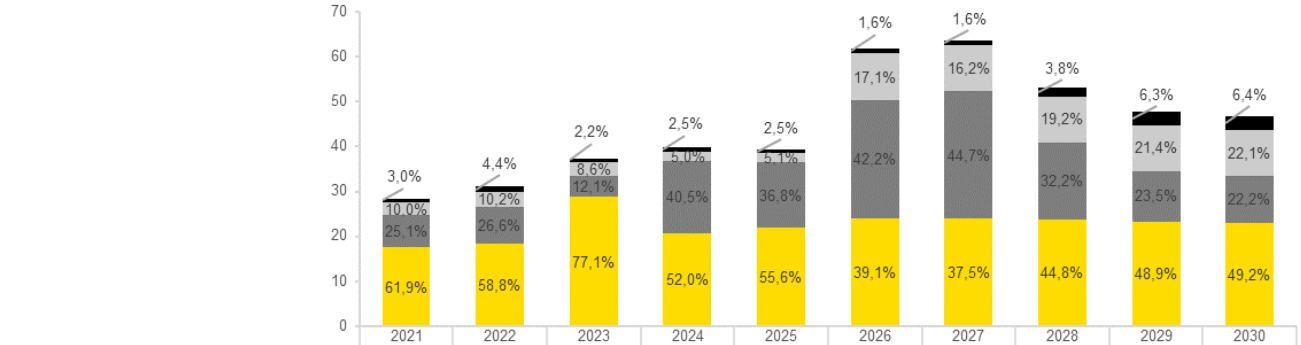
É também a este pilar que são alocados os investimentos necessários para a ligação de clientes e postos de carregamento de veículos elétricos, assim como os investimentos que têm como objetivo reduzir as perdas técnicas nas redes de alta e média tensão. Na eletrificação e descarbonização incluem-se ainda 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€



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	28,4	31,2	37,4	39,8	39,4	61,7	63,7	53,2	47,8	46,8
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,9	1,4	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	3,0	3,0
Investimento de Coordenação com a Rede BT	2,8	3,2	3,2	2,0	2,0	10,5	10,3	10,2	10,2	10,4
Desenvolvimento de Rede	7,1	8,3	4,5	16,1	14,5	26,1	28,5	17,1	11,2	10,4
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)	17,6	18,3	28,8	20,7	21,9	24,1	23,9	23,8	23,4	23,0

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.

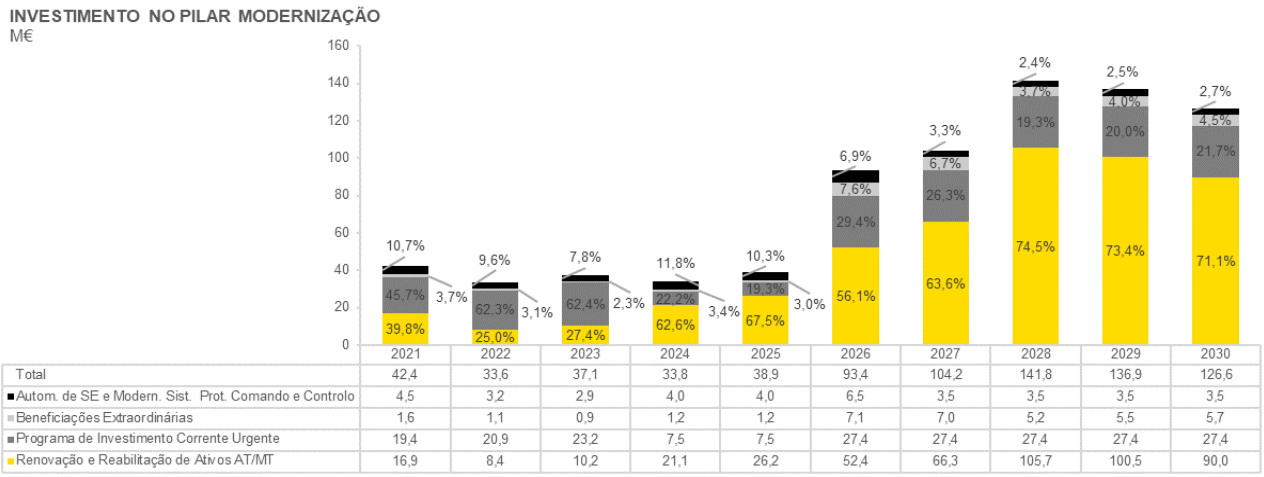
Ao nível estratégico a E-REDES procede à identificação da idade atual dos ativos em serviço na RND e da sua evolução esperada ao longo do período de vigência do PDIRD-E. As necessidades de investimento de renovação e reabilitação são resumidas no documento “Fundamentação dos valores de investimento necessários 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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	42,4	33,6	37,1	33,8	38,9	93,4	104,2	141,8	136,9	126,6
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,5	3,2	2,9	4,0	4,0	6,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Beneficiações Extraordinárias	1,6	1,1	0,9	1,2	1,2	7,1	7,0	5,2	5,5	5,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	19,4	20,9	23,2	7,5	7,5	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	16,9	8,4	10,2	21,1	26,2	52,4	66,3	105,7	100,5	90,0

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:

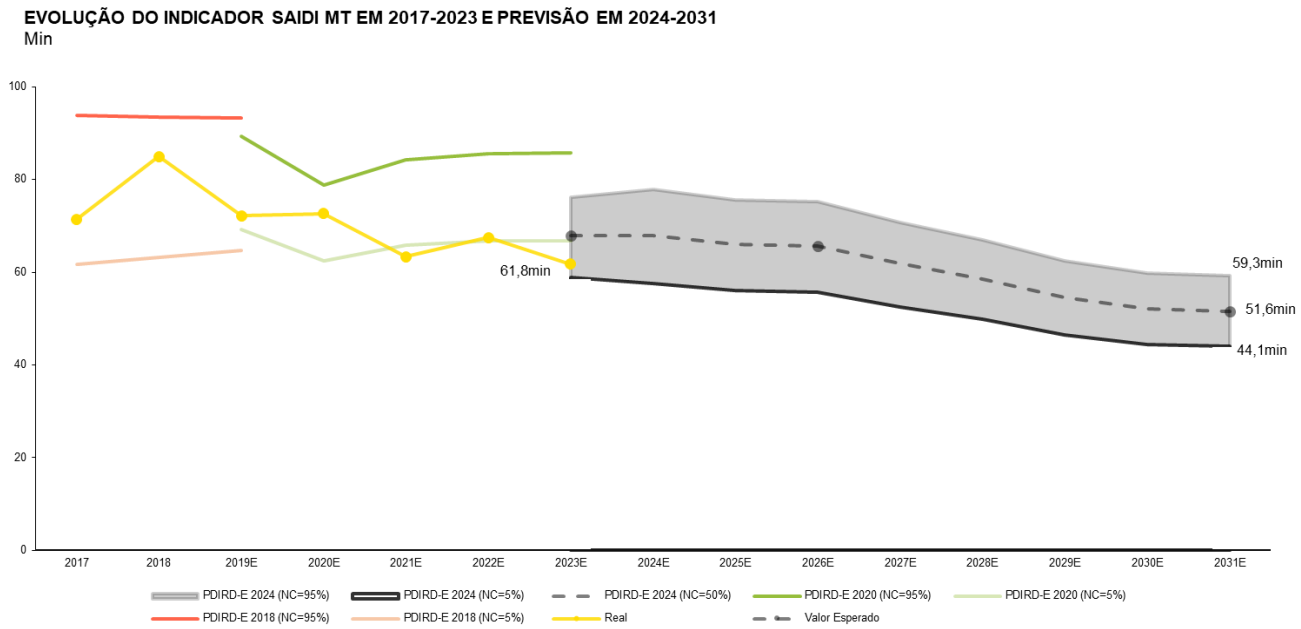


FIGURA 6: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT EM 2017-2023 E PREVISÃO EM 2024-2031

Verifica-se ainda que o modelo de previsão conduz a um estreitamento da banda de incerteza ao longo do período do PDIRD-E 2024, indiciando 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 respetivos 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.

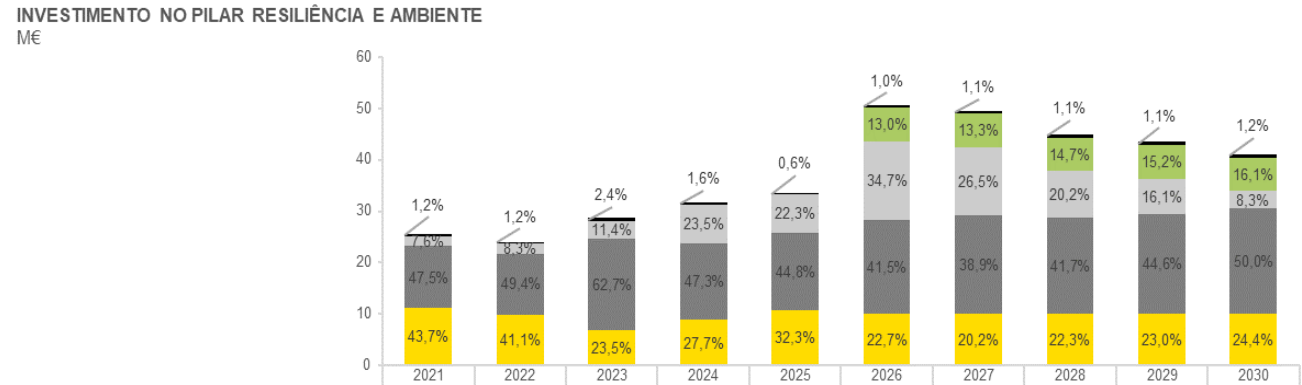
No que se refere aos objetivos por zona de qualidade de serviço RQS, mantém-se a aposta na redução de assimetrias entre regiões, canalizando-se mais investimento para os pontos de entrega da RND com pior qualidade de serviço das zonas C, de forma a trabalhar para os seguintes objetivos:

- 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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	25,5	24,0	28,7	31,7	33,5	50,7	49,6	44,9	43,5	41,0
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,3	0,3	0,7	0,5	0,2	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)						6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Promoção Ambiental	1,9	2,0	3,3	7,4	7,4	15,3	13,1	9,1	7,0	3,4
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	12,1	11,9	18,0	15,0	15,0	18,3	19,3	18,7	19,4	20,5
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	11,1	9,9	6,8	8,8	10,8	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

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.

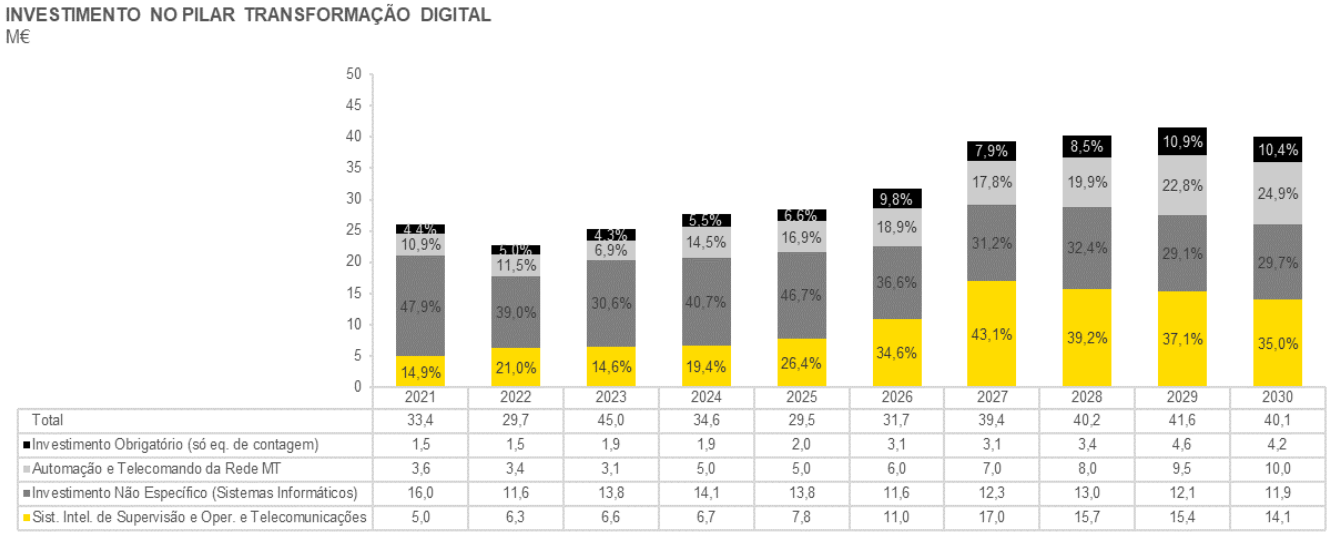
Assim, até 2030, a transformação digital do operador de rede de distribuição será marcada por avanços significativos no desenvolvimento das redes inteligentes, alicerçada em tecnologias de comunicação mais recentes (como o 5G); no desenvolvimento dos sistemas de gestão avançada de distribuição (SCADA/ADMS), 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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	33,4	29,7	45,0	34,6	29,5	31,7	39,4	40,2	41,6	40,1
Investimento Obrigatório (só eq. de contagem)	1,5	1,5	1,9	1,9	2,0	3,1	3,1	3,4	4,6	4,2
Automação e Telecomando da Rede MT	3,6	3,4	3,1	5,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,5	10,0
Investimento Não Específico (Sistemas Informáticos)	16,0	11,6	13,8	14,1	13,8	11,6	12,3	13,0	12,1	11,9
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	5,0	6,3	6,6	6,7	7,8	11,0	17,0	15,7	15,4	14,1

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%.

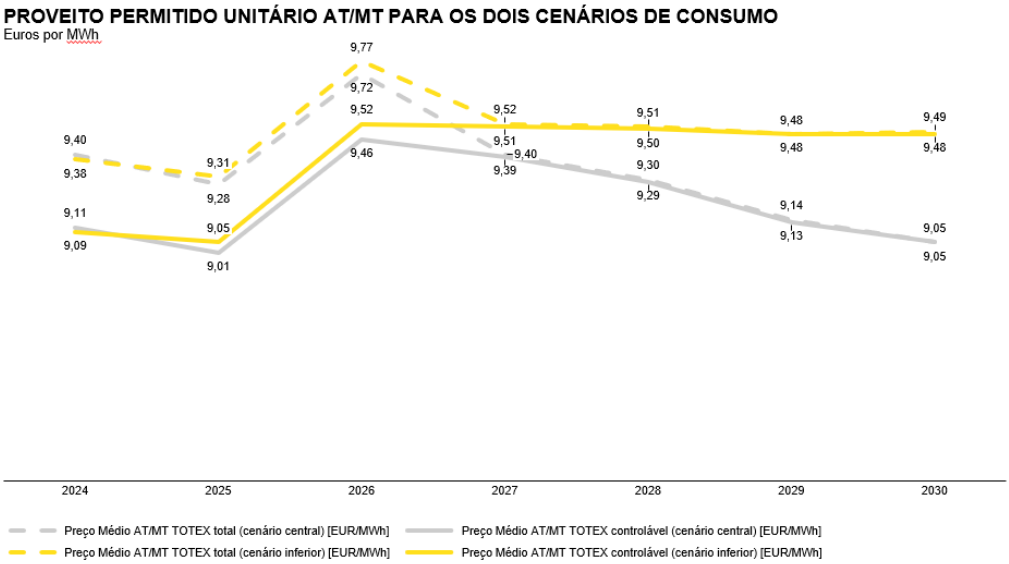


FIGURA 9: EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT PARA OS DOIS CENÁRIOS DE CONSUMO

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	VARIAÇÃO 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	VARIAÇÃO 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

01 ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E 15

1.1 Enquadramento Legislativo 15

1.2 Observação das medidas de política energética 17

1.3 Benchmarking sobre racionais e níveis de investimento 18

1.4 Impacto na Economia 19

1.5 Conteúdo 20

02 PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO 22

2.1 Princípios básicos 22
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

2.2 Flexibilidade 28

2.3 Critérios de Seleção de Investimentos 30

2.4 Análise de Risco 31
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

03 ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND 34

3.1 Pilares Estratégicos de Investimento 35
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

3.2 Programas de Investimento 61
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 Edíficios e Outras Construções, Equipamentos de Transporte e Outros 68

04 PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA 70

4.1 Pontos de Entrega da RNT 70
4.1.1 Linhas AT e MT de Interligação Transfronteiriças 70

4.2 Ligação de Produção Distribuída 70
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

05 EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS 74

5.1 Previsão da procura de eletricidade (E-redes) 74

5.2 Comparação com as Projeções do RMSA do SEN 74

5.3 Histórico de Evolução dos Consumos 76

5.4 Histórico de Evolução das Cargas 77

5.5 Modelo Previsão de Consumos 78
5.5.1 Definição do modelo de previsão dos consumo 78
5.5.2 Avaliação das variáveis que condicionam a evolução do consumo 78

5.6 Previsão de Consumos e Pontas 80
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

06 AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2024 84

07 ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2024 87

7.1 Análise de Risco do Plano 87
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

7.2 Análise de Risco de Portefólio 94

08 CARACTERIZAÇÃO DA RND 96

8.1 Elementos Constituintes da Rede e Suas Características 96

8.2 Principais Investimentos com impacto na caraterização da RND 96
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

8.3 Situação prevista em 2025 e após a conclusão plano **98**
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 planeamento 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

09 PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2026-2030 109

9.1 Investimento Específico **111**
9.1.1 Investimento Obrigatório 111
9.1.2 Investimento de Iniciativa da Empresa 112
9.1.3 Total Investimento Específico 113

9.2 Investimento Não Específico **114**

9.3 Plano de Investimento 2026-2030 **115**
9.3.1 Investimento a Custos Primários 115
9.3.2 Investimento a Custos Totais 116

9.4 Avaliação do Impacto da Tarifa **119**
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 comparticipações 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 comparticipações 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 econômicos;
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, cogerador, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogerador, estes dois últimos se adquirirem 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 términos 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 excecional, descarga atmosférica direta, sabotagem, malfeitoria (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) Cogerador – 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) Comparticipação 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 desfasagens 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 Uc, 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 elétrica – entrada física de energia elétrica;

hhh) Rede – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a transportar a energia elétrica 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 elétrico 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 elétrica 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 elétricas 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 elétrica 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 expetativa 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 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.

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[1], sendo também referido o respetivo valor previsto a custos primários.

1 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.° 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).[2]

- **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 20ºC, vento 0,6 m/s, temp. solo 10ºC
Verão – temp. ar 35ºC, vento 1,0 m/s temp. solo 20ºC

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

2 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 [3] 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.

3 Engenheiros da General Electric Company que desenvolveram a equação empírica do fator de perdas de tempo equivalente, do tipo □ = X.□+(1-X).□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.

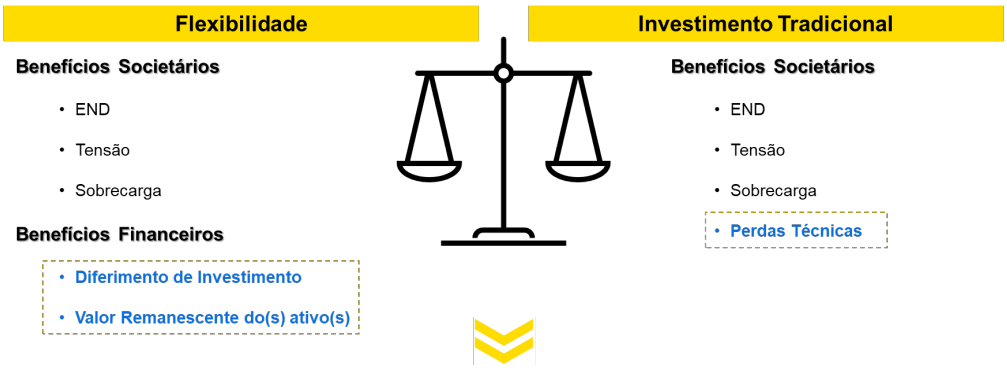
O desenvolvimento de alternativas de flexibilidade assenta em dois pilares, o uso de dados das redes inteligentes para realização de diagramas sintéticos realistas e o desenvolvimento de metodologias de análise probabilística no planeamento de redes. A análise probabilística dos diagramas sintéticos 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.

.



$$Preço\ de\ Reserva = Benefícios\ Flexibilidade - Benefícios\ Perdidos$$

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 consequente 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.

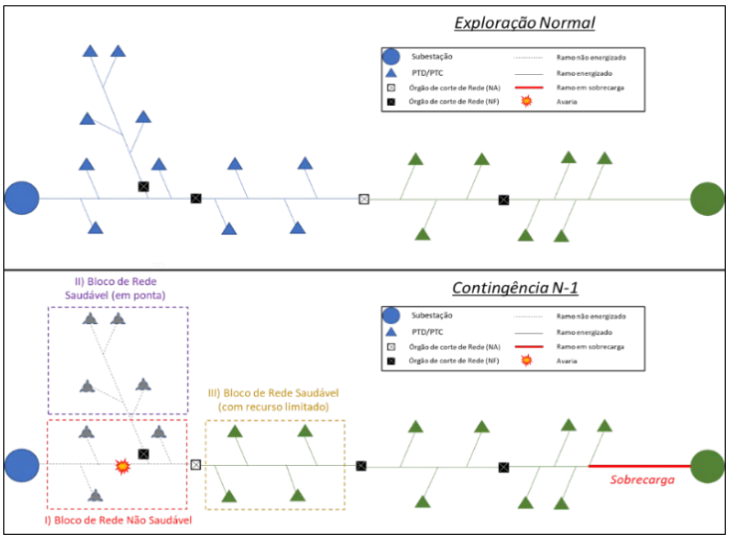


FIGURA 2.2: REDE CONCEPTUAL DE MÉDIA TENSÃO – BLOCOS TÍPICOS NO DOMÍNIO DAS REDES COM NECESSIDADES MQS E PRA LINHAS MT: EXPLORAÇÃO NORMAL E EXPLORAÇÃO EM SITUAÇÃO DE CONTINGÊNCIA N-1

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 mantêm 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 portfólio 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[4].

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.

[4] 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.[5]

5 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 fosseis 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**, 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

	PILARES DE INVESTIMENTO				
PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	**MODERNIZAÇÃO**	**ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO**	**TRANSFORMAÇÃO DIGITAL**	**RESILIÊNCIA E AMBIENTE**	**SUPORTE**
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.

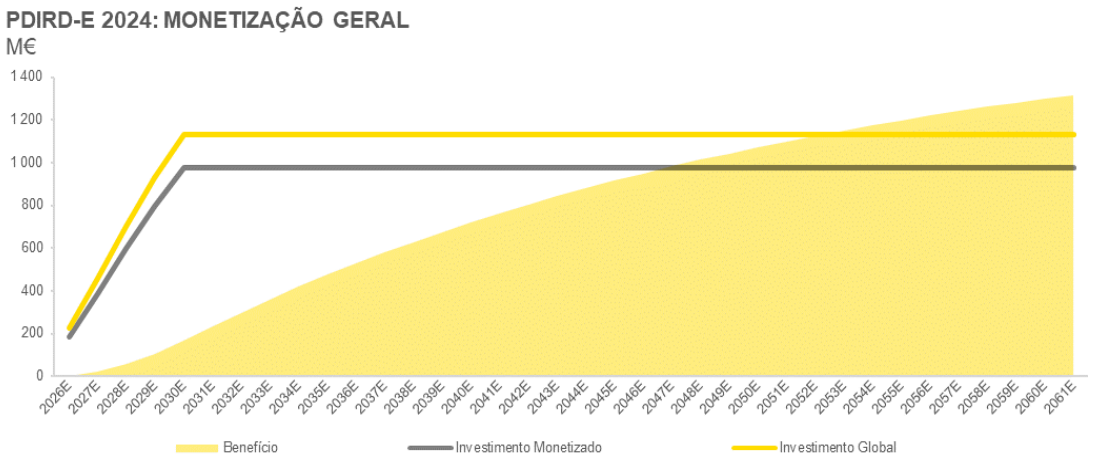


FIGURA 3.1: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PDIRD-E 2024

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 económica 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 á 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 receção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu para o PDIRD-E 2020 um subprograma específico para a reposição da capacidade de receção 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 receção 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 receção. 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 comparticipações 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 receção nas redes energéticas,* considera-se neste Plano que este subprograma deve ser continuado para além do valor estimado das comparticipações, em alinhamento com a necessidade de investir na criação de capacidade para receção 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 receção, conduz ao aumento de cerca de 720 MVA de capacidade de receção que, em conjunto com outros projetos de investimento previstos neste subprograma, aumentam a capacidade de receção 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 receção 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 receção 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) [6]

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

6 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.

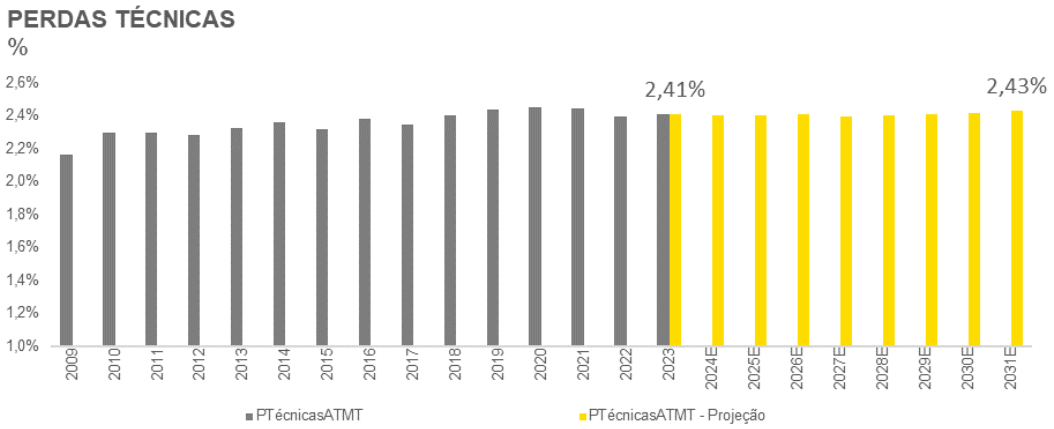
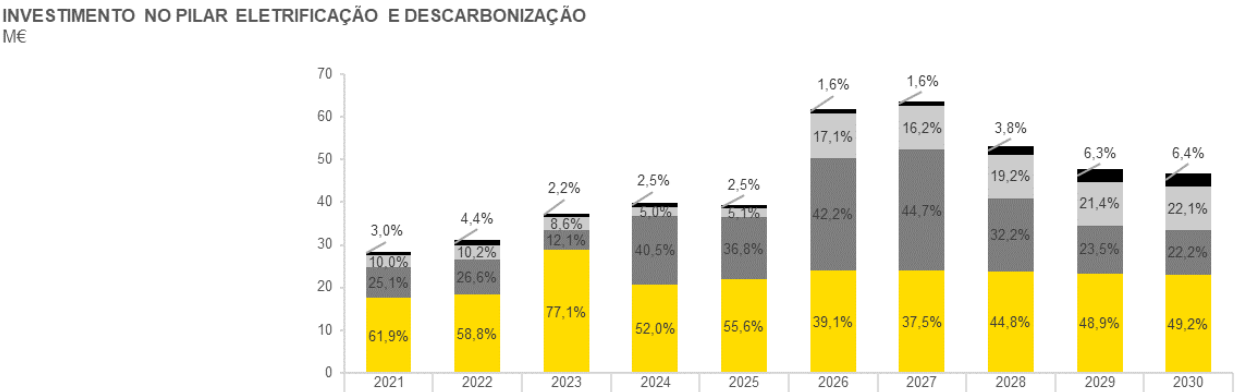


FIGURA 3.2: EVOLUÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS AT/MT EM RELAÇÃO À ENERGIA DISTRIBUÍDA, 2009-2031

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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	28,4	31,2	37,4	39,8	39,4	61,7	63,7	53,2	47,8	46,8
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,9	1,4	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	3,0	3,0
Investimento de Coordenação com a Rede BT	2,8	3,2	3,2	2,0	2,0	10,5	10,3	10,2	10,2	10,4
Desenvolvimento de Rede	7,1	8,3	4,5	16,1	14,5	26,1	28,5	17,1	11,2	10,4
Investimento Obrigatório (Solicitações de Terceiros)	17,6	18,3	28,8	20,7	21,9	24,1	23,9	23,8	23,4	23,0

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:

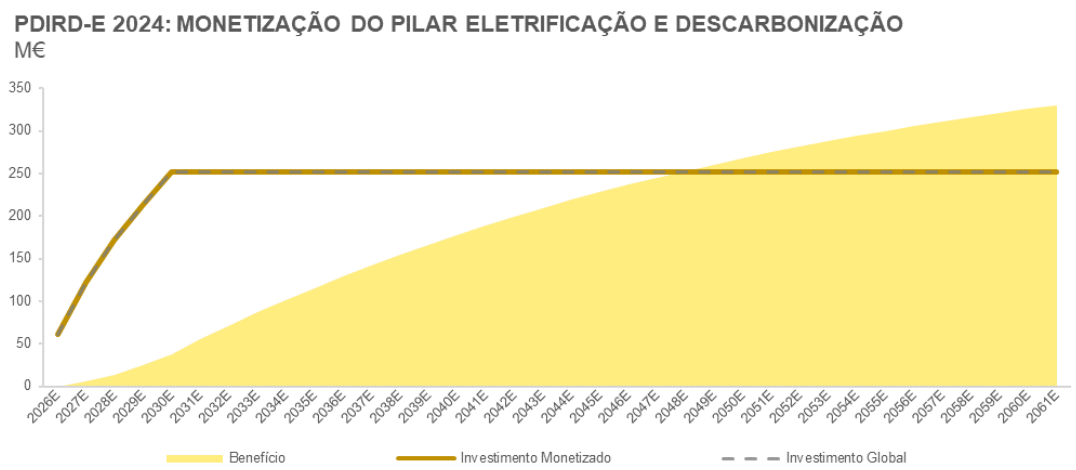


FIGURA 3.4: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO

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.

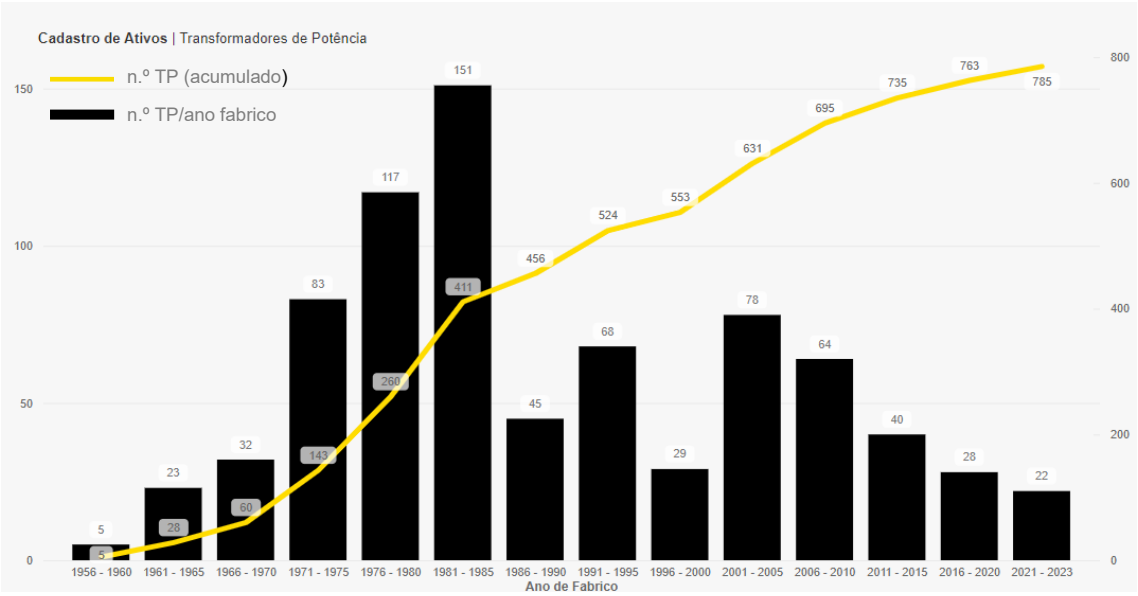


FIGURA 3.5: ANO DE FABRICO DOS TP AT/MT E MT/MT EM EXPLORAÇÃO

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 caracter 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.

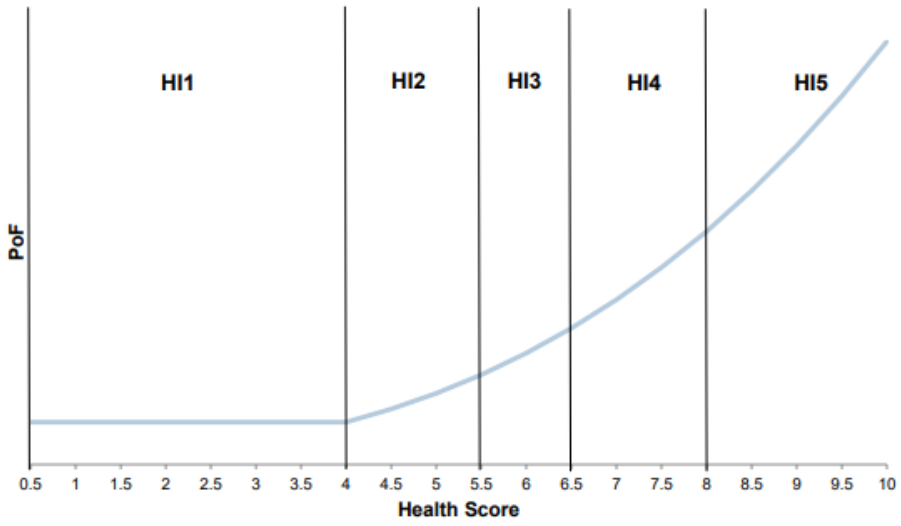


FIGURA 3.6: RELAÇÃO ENTRE SAÚDE E PROBABILIDADE DE FALHA (FONTE: "DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY")

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"[7], 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 adequando 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.

[7] 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.

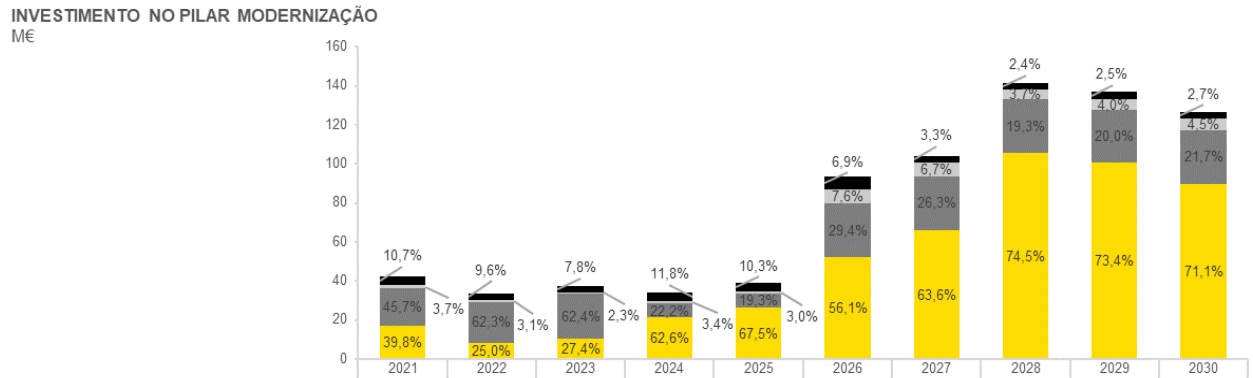
Neste PDIRD-E 2024, dá-se ainda continuidade ao plano de renovação dos equipamentos de telecomando da rede aérea MT, através da renovação de equipamentos obsoletos e amortizados na sua totalidade (IAR, OCR1, IAT e SAT), por equipamentos mais atuais com outras funcionalidades que permitem contribuir para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



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	42,4	33,6	37,1	33,8	38,9	93,4	104,2	141,8	136,9	126,6
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,5	3,2	2,9	4,0	4,0	6,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Beneficiações Extraordinárias	1,6	1,1	0,9	1,2	1,2	7,1	7,0	5,2	5,5	5,7
Programa de Investimento Corrente Urgente	19,4	20,9	23,2	7,5	7,5	27,4	27,4	27,4	27,4	27,4
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	16,9	8,4	10,2	21,1	26,2	52,4	66,3	105,7	100,5	90,0

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 contribuição 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.

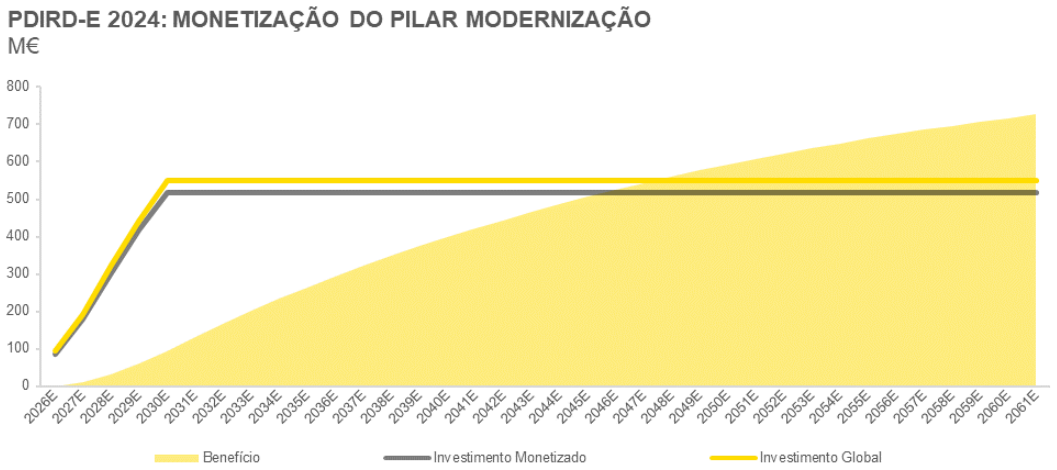


FIGURA 3.8: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA MODERNIZAÇÃO

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 ressalvar 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:

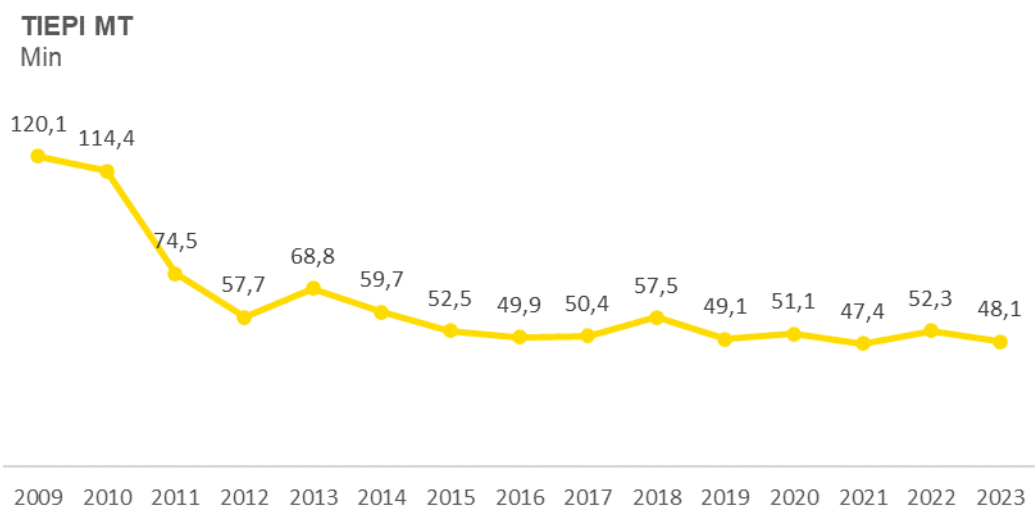


FIGURA 3.9: EVOLUÇÃO DO INDICADOR TIEPI MT, 2009-2023

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[8], com e sem exclusões:

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

	2019		2020		2021		2022		2023	
INDICADOR	**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.

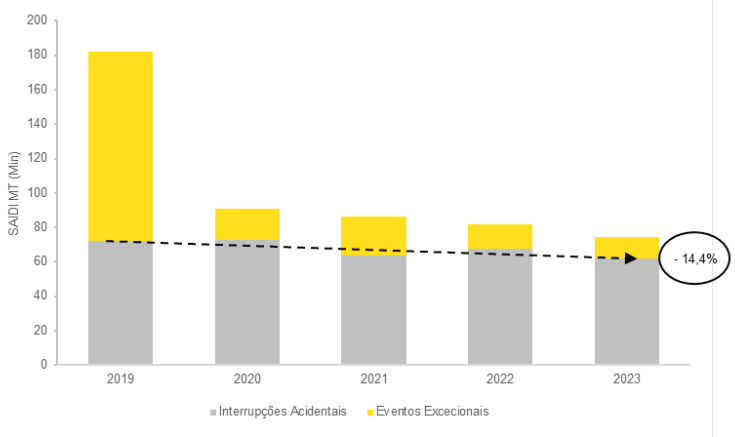


FIGURA 3.10: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT, 2019-2023

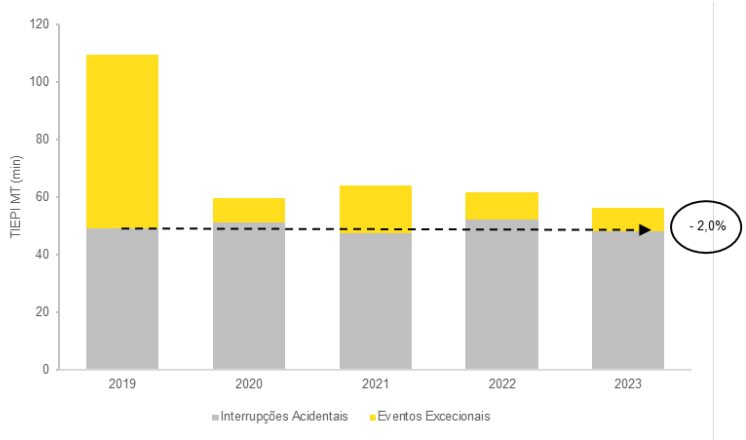


FIGURA 3.11: EVOLUÇÃO DO INDICADOR TIEPI MT, 2019-2023

[8] 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.° 826/2023 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.° 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°.1, n°.2 e n°.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 excecionais). 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[9] (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excecionais, 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

				Acumulado Ano				
INDICADOR POR ZONAS	**ZONA GEOGRÁFICA**	**PADRÕES 2019-2021**	**PADRÕES 2022-2023**	**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 expetativas 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.° do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.°826/2023 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, n.° 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.°2/2022.

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.

[9] Conforme o disposto no artigo 14.° do RQS classificadas no procedimento n°.1 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):

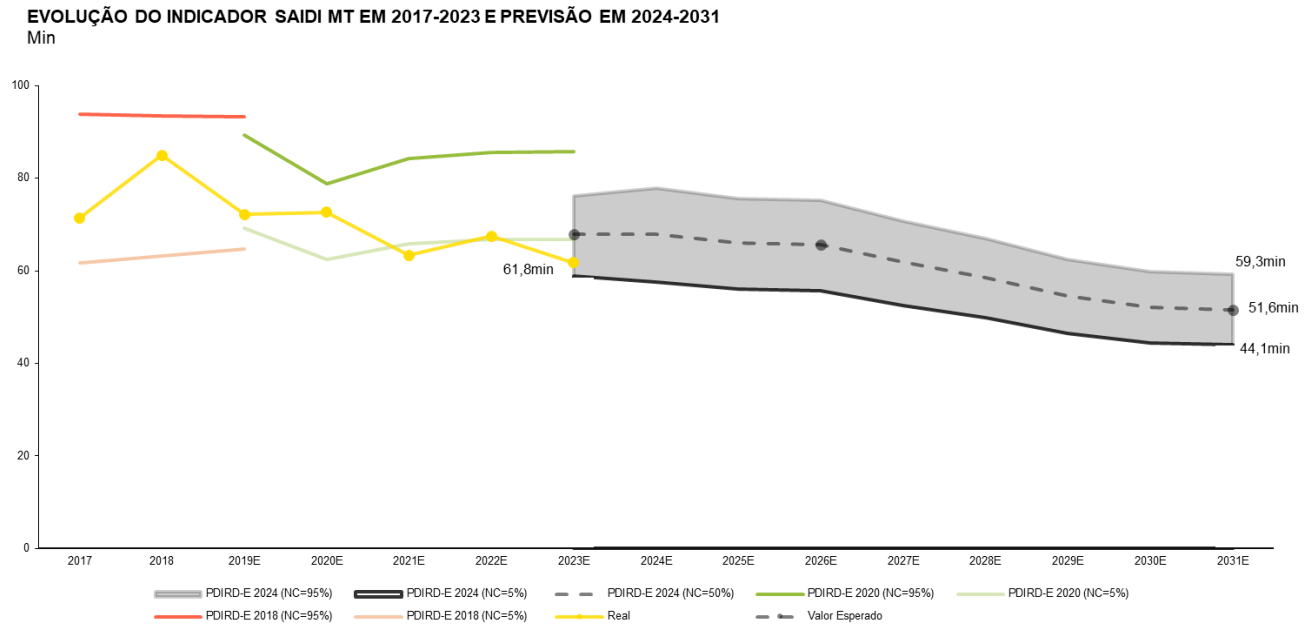


FIGURA 3.12: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT EM 2017-2023 E PREVISÃO EM 2024-2031

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.

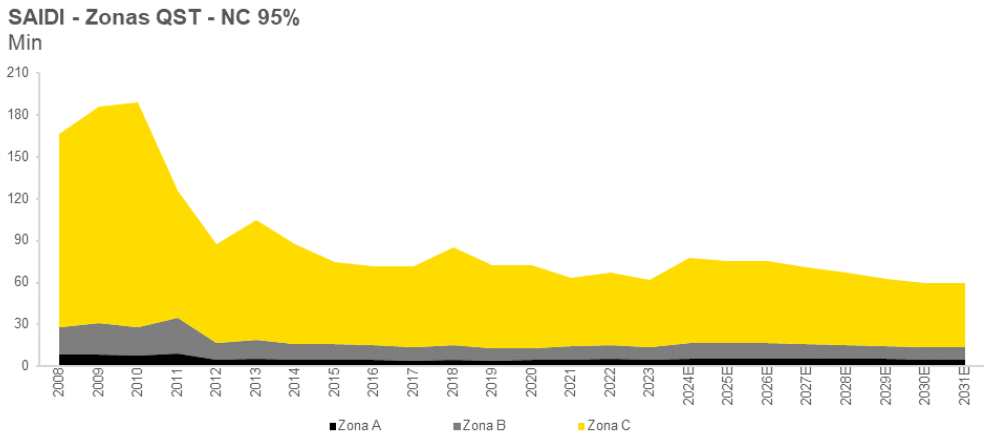


FIGURA 3.13: EVOLUÇÃO DO INDICADOR SAIDI MT POR ZONA DE QUALIDADE DE SERVIÇO RQS

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 intervencionar.

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.

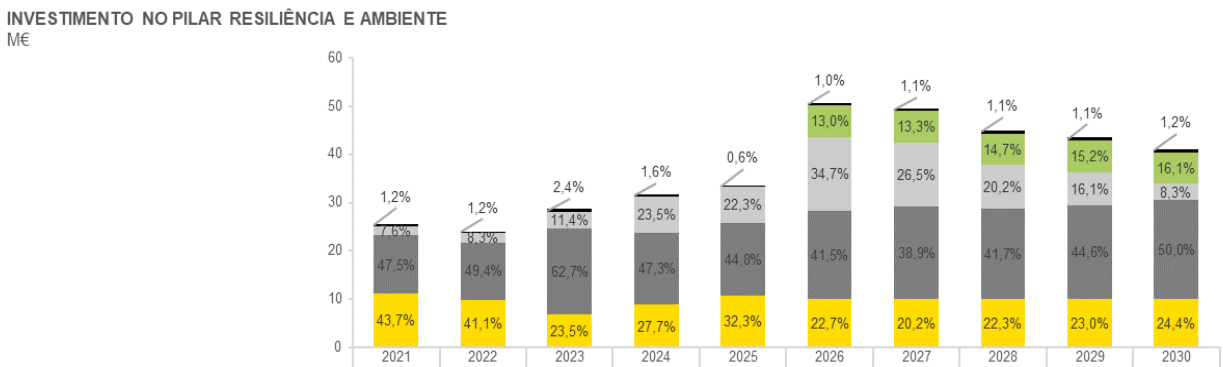
A E-REDES adotou internamente uma periodicidade de inspeção em linha com o Regulamento de Segurança, aplicável a cada nível de tensão, aumentando a frequência das inspeções de forma a ter em atenção o risco induzido pelos tipos de vegetação envolvente e outros obstáculos como por exemplo, edifícios. 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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	25,5	24,0	28,7	31,7	33,5	50,7	49,6	44,9	43,5	41,0
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,3	0,3	0,7	0,5	0,2	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5
Investimento Obrigatório (Adequação de Redes Aéreas)						6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Promoção Ambiental	1,9	2,0	3,3	7,4	7,4	15,3	13,1	9,1	7,0	3,4
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	12,1	11,9	18,0	15,0	15,0	18,3	19,3	18,7	19,4	20,5
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	11,1	9,9	6,8	8,8	10,8	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

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:

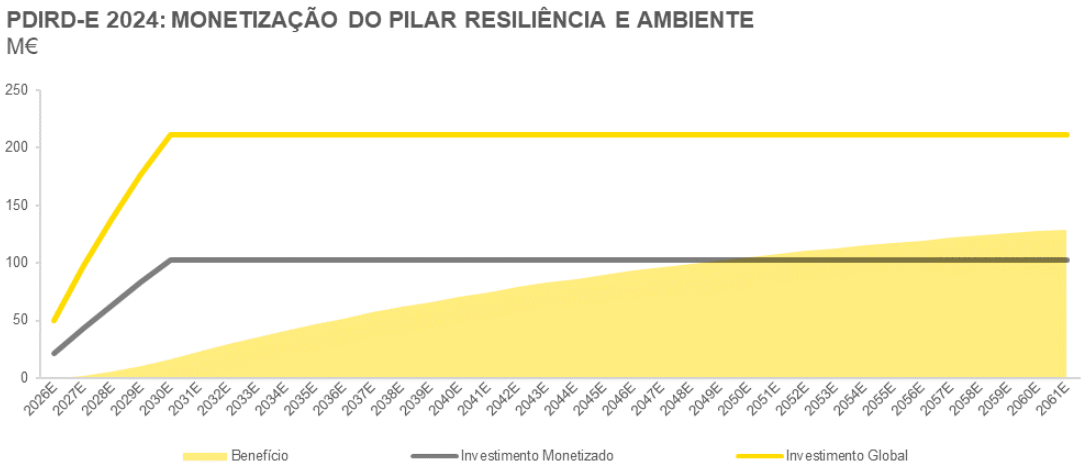


FIGURA 3.15: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA RESILIÊNCIA E AMBIENTE

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 ± 50%, para as redes subterrâneas – Bloco de potência instalada de 3 MVA ± 50%).), garantindo assim a instalação até ao final de 2030 de todos os pontos com viabilidade técnico-económica

Conectividade Resiliente: Evoluir a conetividade 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 Ciberseguranca para proteger os dados e sistemas críticos contra ataques cibernéticos, respeitando as indicações Europeias aplicáveis ao sector, conforme previsto na Ficha nº 9.

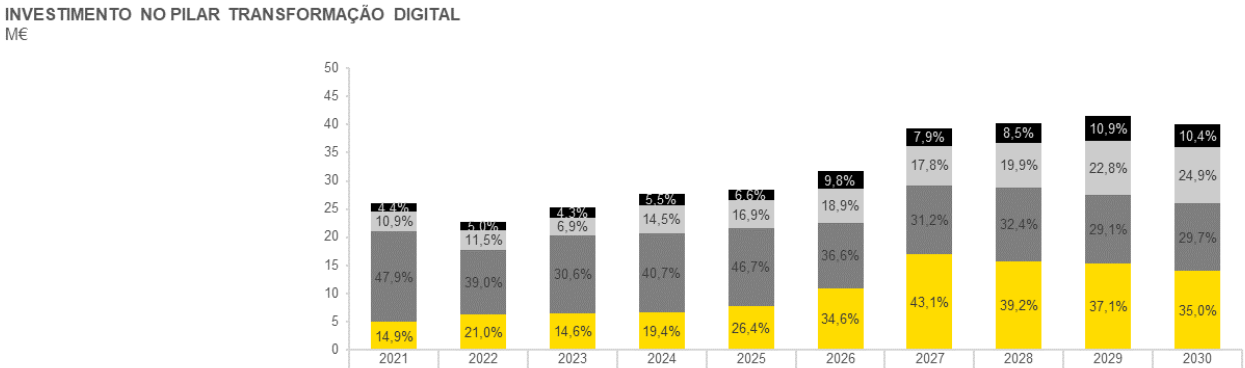
Para a concretização desta estratégia contribuem os programas de investimento específico Investimento Obrigatório (só equipamento de contagem), Automação e Telecomando da Rede MT, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e o programa Não Específico Sistemas Informáticos.

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 novos 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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Total	33,4	29,7	45,0	34,6	29,5	31,7	39,4	40,2	41,6	40,1
Investimento Obrigatório (só eq. de contagem)	1,5	1,5	1,9	1,9	2,0	3,1	3,1	3,4	4,6	4,2
Automação e Telecomando da Rede MT	3,6	3,4	3,1	5,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,5	10,0
Investimento Não Específico (Sistemas Informáticos)	16,0	11,6	13,8	14,1	13,8	11,6	12,3	13,0	12,1	11,9
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	5,0	6,3	6,6	6,7	7,8	11,0	17,0	15,7	15,4	14,1

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:

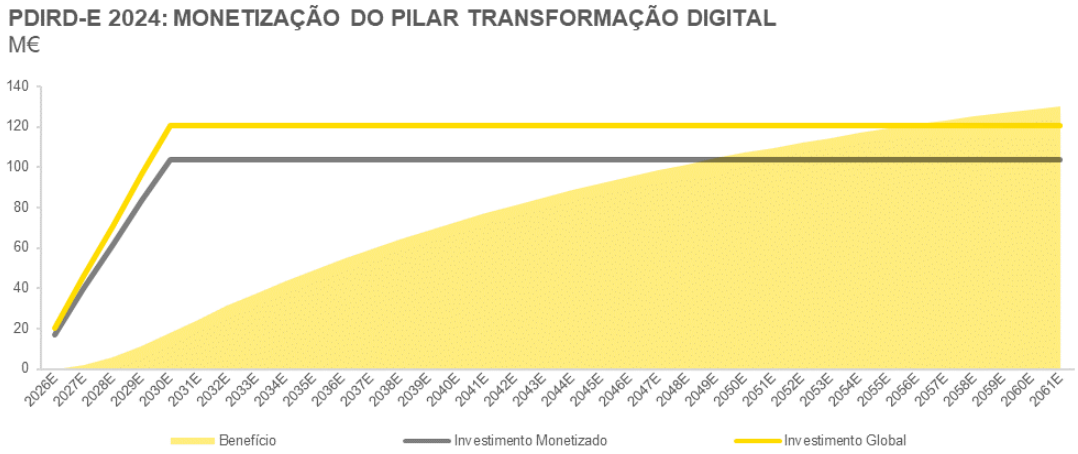


FIGURA 3.17: EVOLUÇÃO ANUAL ACUMULADA DOS BENEFÍCIOS E DO INVESTIMENTO NO PILAR DA TRANSFORMAÇÃO DIGITAL

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, consequentemente, de suporte aos restante 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 ressalvar 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.

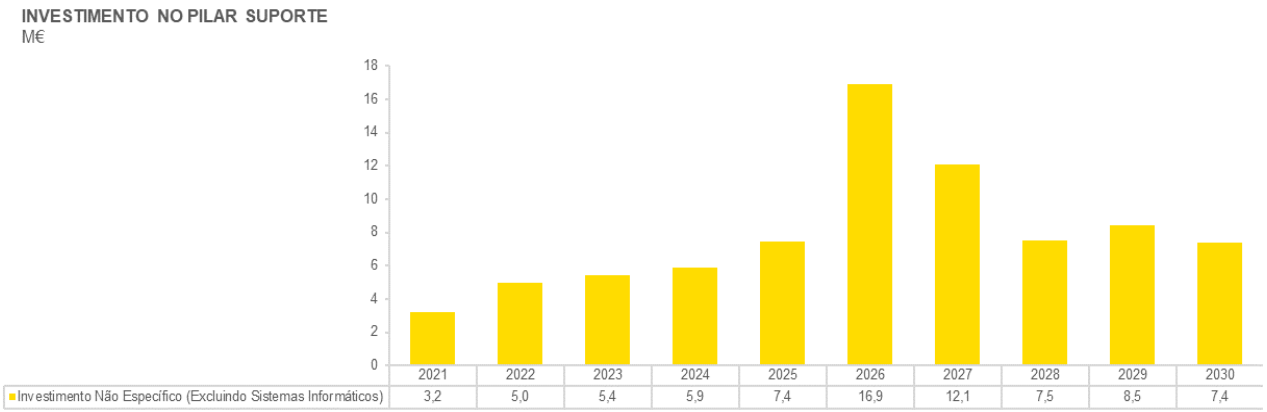
Outros

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[10].

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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investimento Não Específico (Excluindo Sistemas Informáticos)	3,2	5,0	5,4	5,9	7,4	16,9	12,1	7,5	8,5	7,4

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

[10] 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 63°) 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 impactes 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 Deteção 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 restruturou-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 Conectividade Resiliente
Subprograma Feixes Hertzianos / Alteração de Faixa de Frequências	
Projeto Redundâncias de Acesso a Subestações AT/MT	
Projeto Rede de Acesso Fase I	
Projeto Melhoria do Balanço Energético na Rede MT	Rubrica Digitalização e Inovação da Rede
Subprograma *Business/Operation Support Systems* (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, consequentemente, 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, consequentemente, 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.° 49° 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 EDÍFICIOS 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.

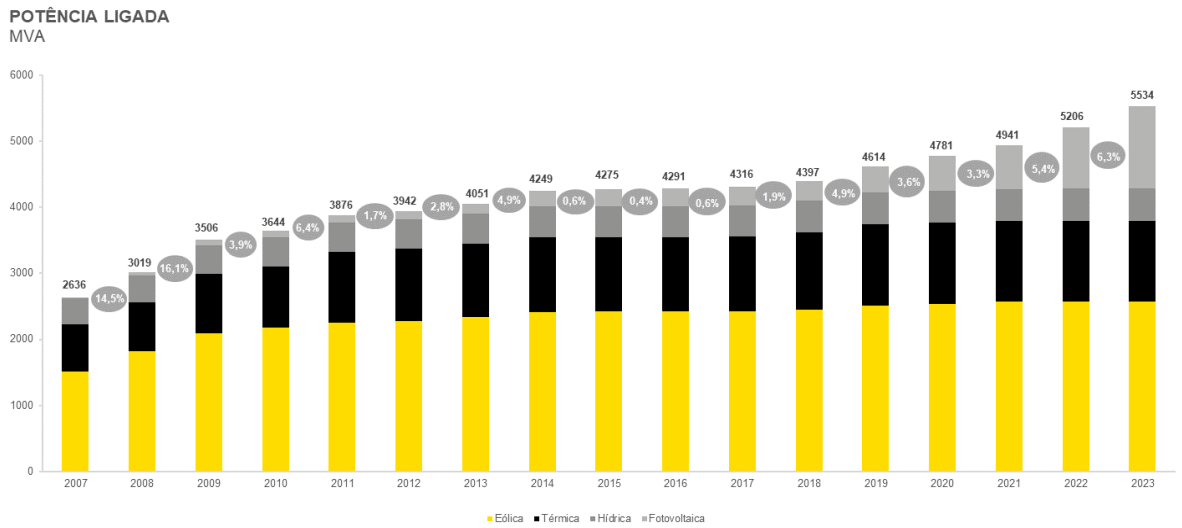


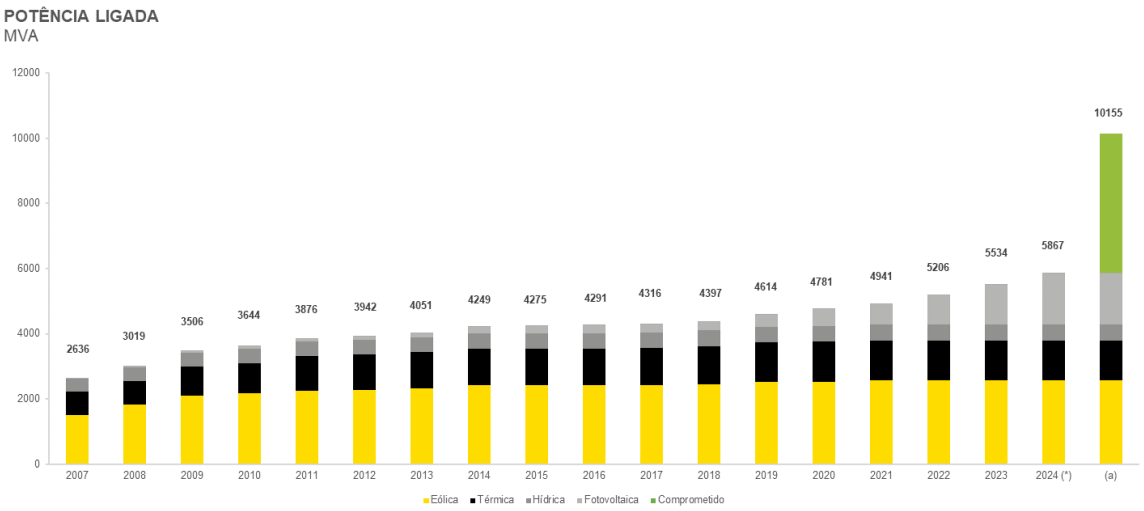
FIGURA 4.1: EVOLUÇÃO DA PRE LIGADA NA RND

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 receção 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 receção da RND aumenta para 7.228 MVA, aumento consequente dos investimentos na RND previstos no presente plano. A capacidade de receção 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 receção 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 receção 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 receção adicional. Apenas sistemas de armazenamento autónomo dependerão de capacidade de receção adicional, capacidade firme ou com restrições.

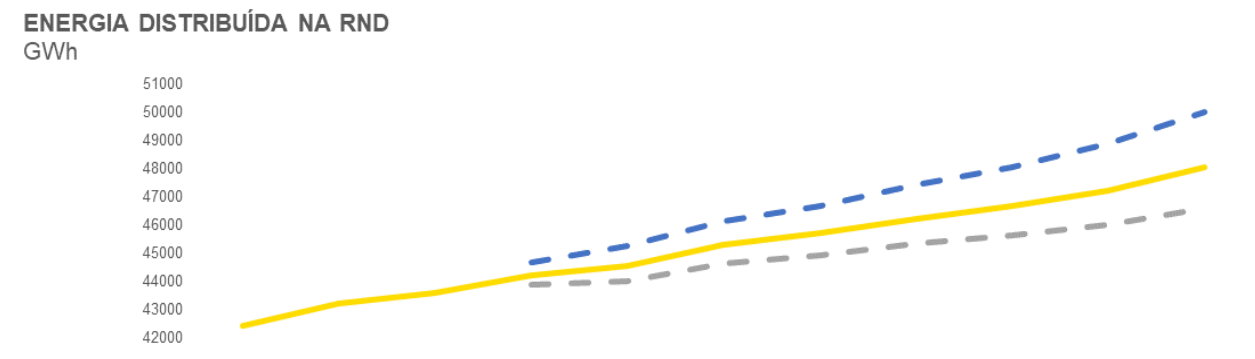
05
EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS

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.



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cenário Superior				44690	45291	46163	46718	47439	48088	48901	50035
Cenário Central	42482	43264	43623	44238	44590	45330	45727	46258	46684	47239	48087
Cenário Inferior				43910	44057	44682	44958	45382	45660	46024	46625

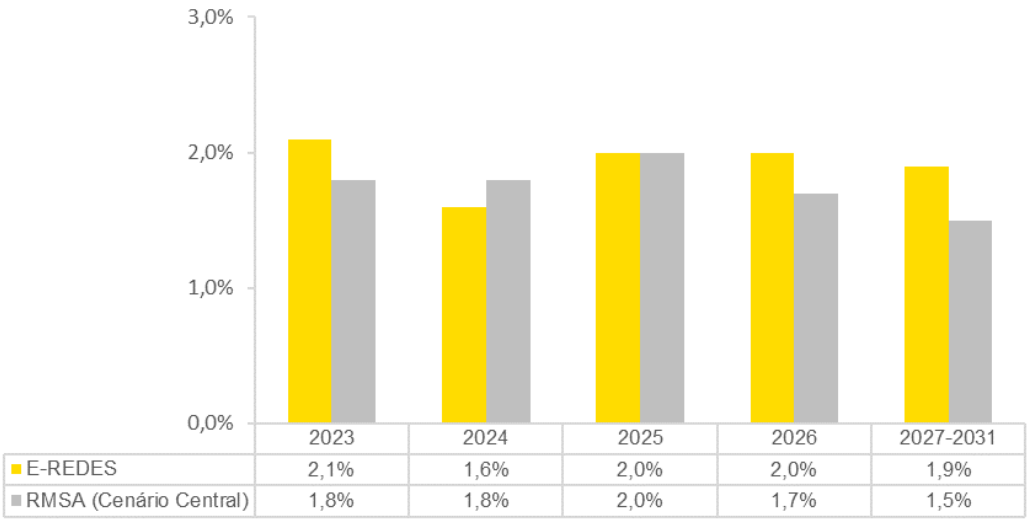
FIGURA 5.1: ENERGIA DISTRIBUÍDA NA RND SEM CONSIDERAR CONSUMO MAT (PREVISÃO E-REDES)

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 previsional, 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 previsional de 2,1% no ano de 2023, as projeções adotadas pela E-REDES, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas[11], 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



	2023	2024	2025	2026	2027-2031
E-REDES	2,1%	1,6%	2,0%	2,0%	1,9%
RMSA (Cenário Central)	1,8%	1,8%	2,0%	1,7%	1,5%

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.

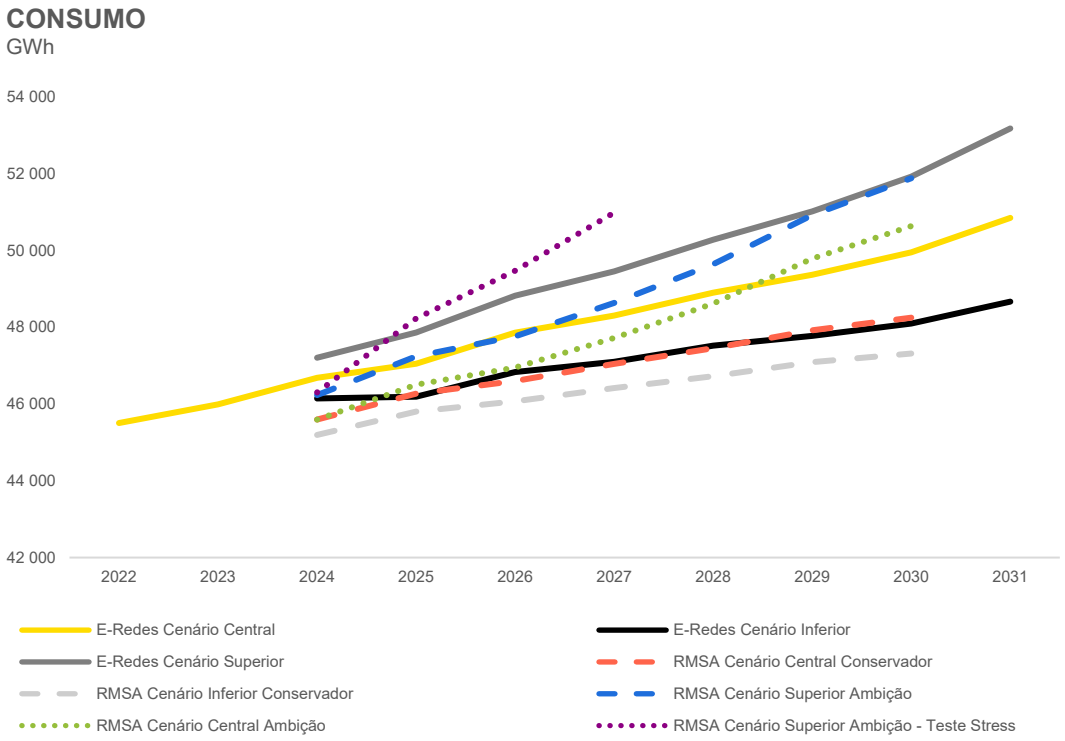


FIGURA 5.3: COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DE CONSUMO PELAS ESTIMATIVAS DA E-REDES E RMSA-E 2023

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 Ambiç–o - 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 líqui–a - 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.

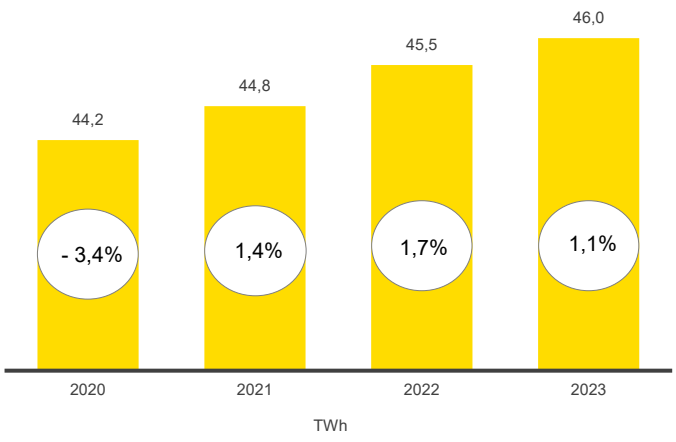


FIGURA 5.4: EVOLUÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DISTRIBUÍDA, 2020-2023

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.

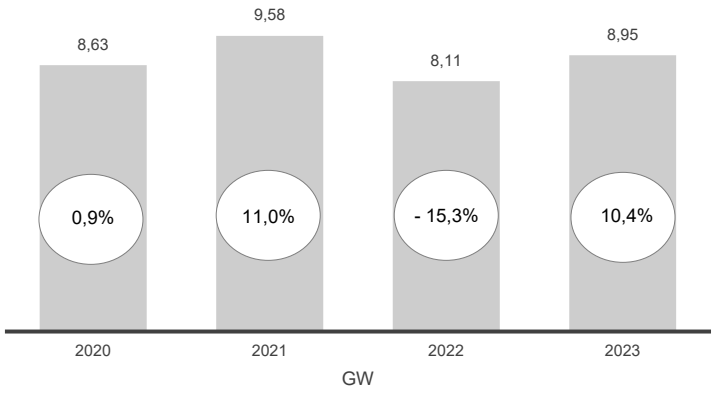


FIGURA 5.5: EVOLUÇÃO DA PONTA SÍNCRONA DA E-REDES, 2020-2023

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

EFEITOS 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.

EFEITO 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.

EFEITO 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							
ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA RND	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**
MAT+AT	9 108	9 104	9 045	9 287	9 337	9 512	9 593	9 724	9 808	9 888	10 015
Variação 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							
ENERGIA DISTRIBUÍDA PELA RND	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**
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
Variação 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.

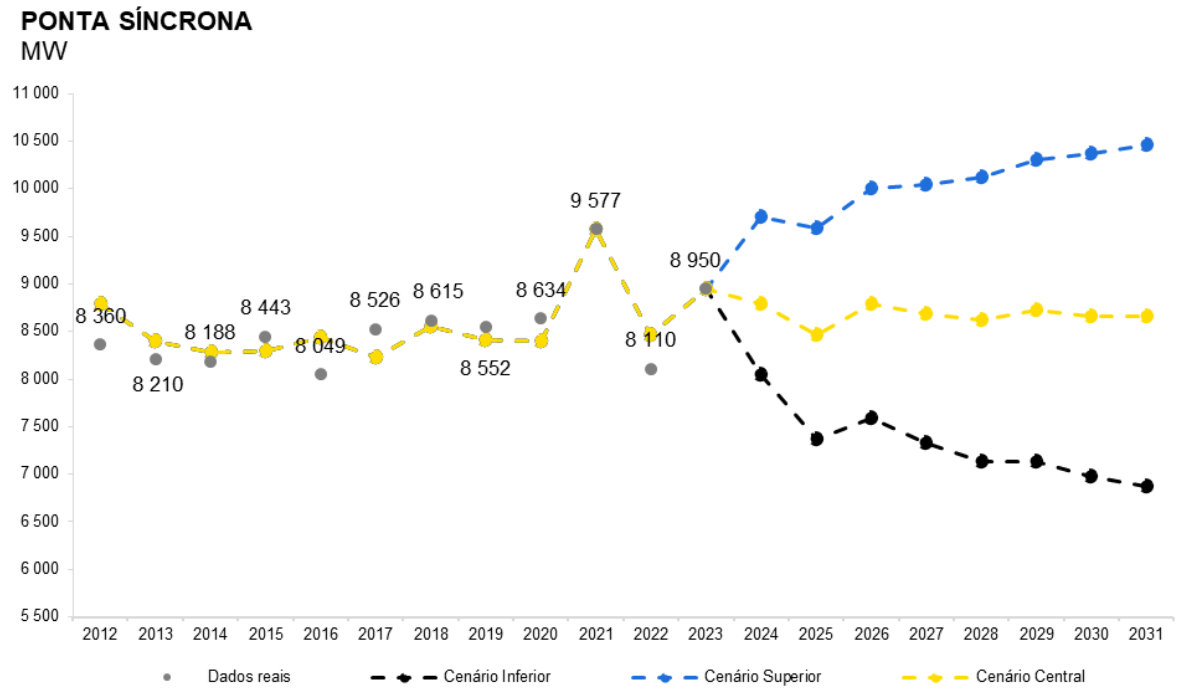


FIGURA 5.7: EVOLUÇÃO PREVISTA PARA A PONTA SÍNCRONA DA E-REDES, 2024-2031

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 comparticipações 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[12], pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

[12] 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 impactes 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 climatérios 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 perspetiva 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 climatérios 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 Ciberseguranca, 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 Ciberseguranca 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 disrupção 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 climatéricos 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
ELETRIFICAÇÃO E DESCARBONIZAÇÃO	Não se garantir a receção da produção e alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares. Ultrapassagem do valor de investimento associado a este pilar. Desempenho ao nível das Perdas Técnicas AT/MT da RND não ser adequado.	Verificação de procura ou um contributo de PRE muito acima dos níveis previstos, fazendo com que: - os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a esses aumentos; - As perdas técnicas na RND atinjam valores elevados;	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. Os valores de perdas técnicas encontram-se atualmente em níveis adequados, e o modelo de projeção das mesmas está certificado.	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.

MODERNIZAÇÃO	Degradação da condição dos ativos críticos com impacto negativo dos níveis de Qualidade de Serviço Técnica e Eficiência Operacional.	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.	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.	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. 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. O risco é tolerável, ainda que possa vir a aumentar no médio prazo.
RESILIÊNCIA E AMBIENTE	Degradação da qualidade de serviço técnica da RND devido a fenómenos climatérios extremos. Não atingir os objetivos relacionados com a sustentabilidade ambiental. Ultrapassagem do valor de investimento associado a este pilar.	Ocorrência de fenómenos climatéricos extremos ou incêndios que deteriorem os resultados da QST. Não concretização das iniciativas que visam dar resposta aos objetivos de sustentabilidade ambiental. 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.	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. Impacto negativo relevante devido à não concretização das iniciativas que visam dar resposta aos objetivos de sustentabilidade ambiental. A instabilidade de alguma regulamentação e as infraestruturas desenvolvidas na proximidade da RND podem contribuir para um aumento das necessidades de investimento.	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. 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. O risco é tolerável.
TRANSFORMAÇÃO DIGITAL	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 serviços e sistemas integrantes da Infraestrutura de Informação Mission Critical (IIMC), por não captura da evolução tecnológica	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. 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. 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.	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. 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. 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.	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: - 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; - 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. - 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. 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. O risco é tolerável.

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:

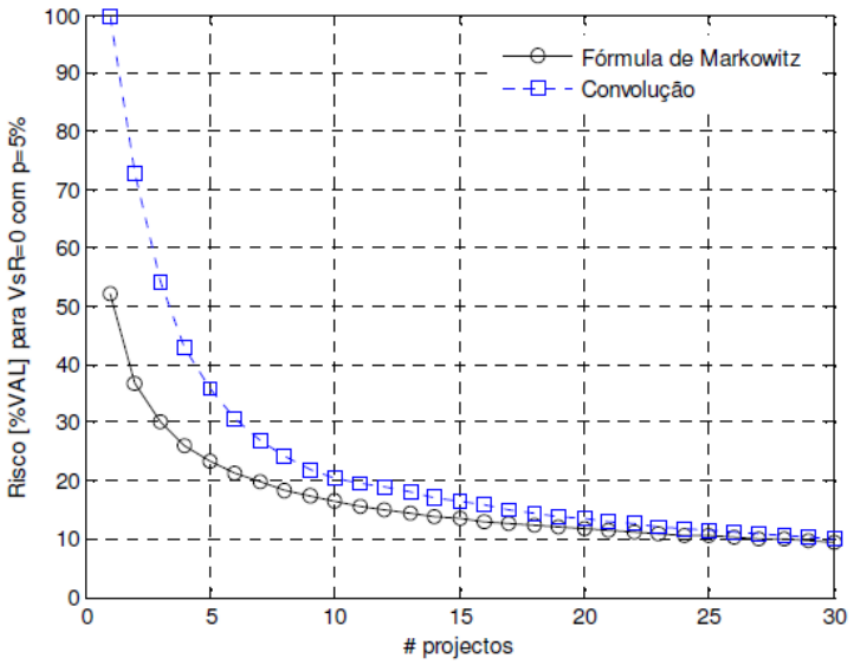


FIGURA 7.1: EVOLUÇÃO DO RISCO COM O NÚMERO DE PROJETOS IGUAIS

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[13].

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.

13 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[14] 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 caraterização 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 comparticipações 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 eletroprodutores 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 a 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
Subestações AT/MT		
Unidades	nº	399
Transformadores	nº	673
Potência instalada	MVA	17 327
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)		
Unidades	nº	24
Transformadores	nº	45
Potência instalada	MVA	361
Rede AT	km	**9 755**
Aérea	km	9 159
Subterrânea	km	596
Rede MT	km	**75 043**
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	VARIAÇÃO 2025-2030	
Subestações AT/MT				**Nº**	**%**
Unidades	nº	399	412	13	3,3%
Transformadores	nº	673	680	7	1,0%
Potência instalada	MVA	17 327	17 648	321	1,9%
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)					
Unidades	nº	24	19	-5	-20,8%
Transformadores	nº	45	39	-6	-13,3%
Potência instalada	MVA	361	327	-34	-9,4%
Rede AT	**km**	**9 755**	**9 766**	11	0,1%
Aérea	km	9 159	9 087	-72	-0,8%
Subterrânea	km	596	679	83	14,0%
Rede MT	**km**	**75 043**	**n.d**		
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.

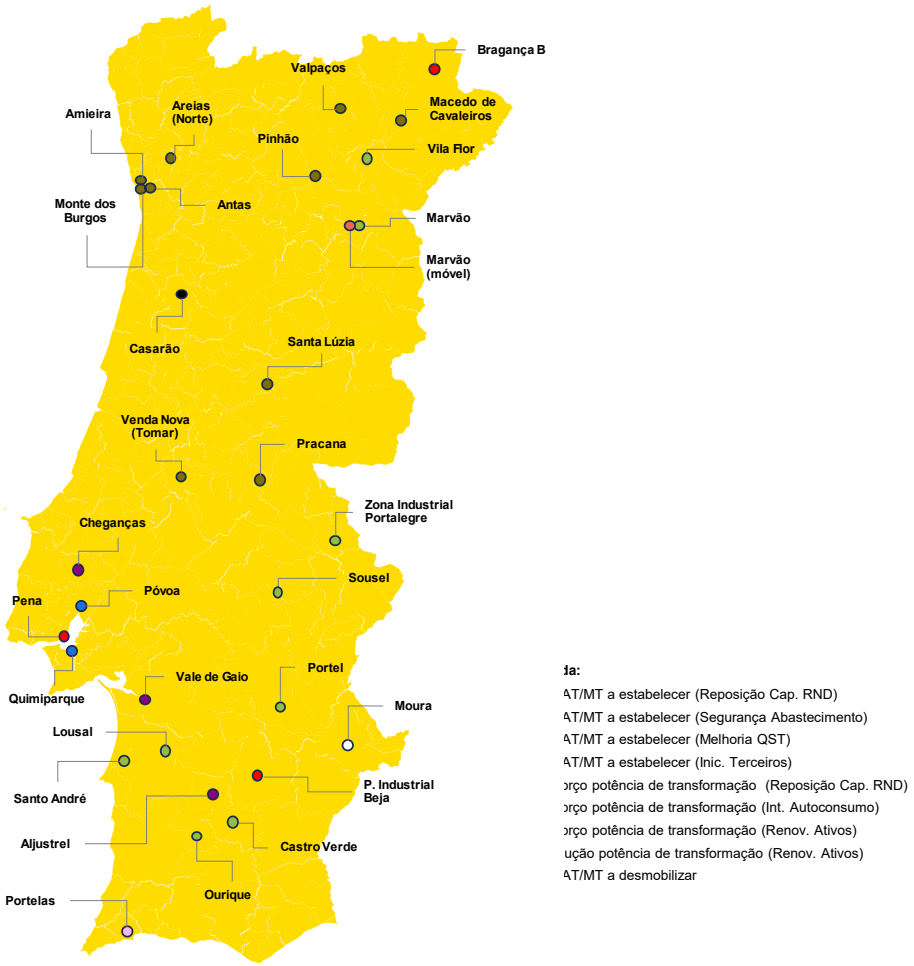


FIGURA 8.1: DISTRIBUIÇÃO DE SUBESTAÇÕES AT/MT POR CONCELHO, 2026-2030

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

	2025		2030	
UTILIZAÇÃO [%]	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

	2025		2030		2025-2030
ÀREA GEOGRÁFICA	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
TOTAL	**17 327**	**52**	**17 648**	**53**	**1,9**

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 caraterizada 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 27° 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 caraterização 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 caraterísticas 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 biénio, 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

	Monitorização Permanente		Monitorização Periódica - Anual	
ANO	**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 caraterizadas 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.

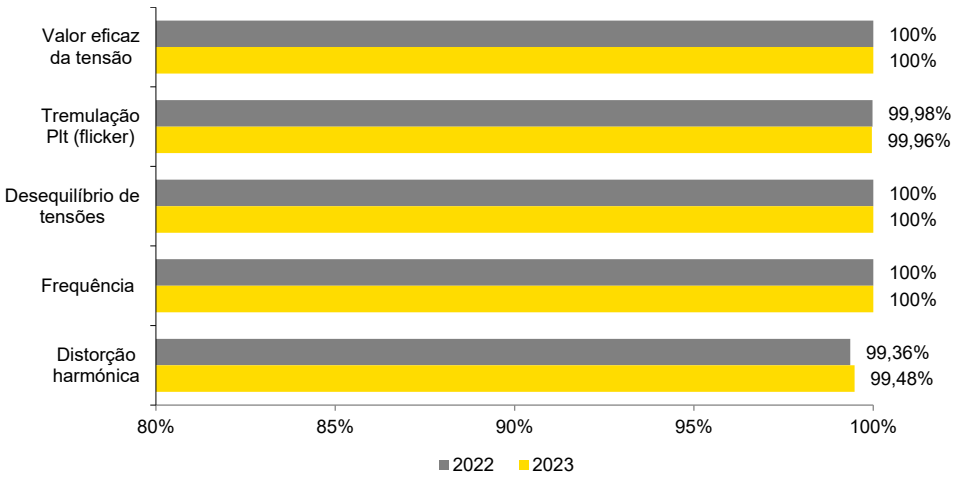


FIGURA 8.2: EVOLUÇÃO DA CONFORMIDADE DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS MT NO PERÍODO 2022-2023

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**	**5000 < t ≤ 60000**
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**	**5000 < t ≤ 60000**
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**	**5000 < t ≤ 60000**
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**	**5000 < t ≤ 60000**
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.

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.

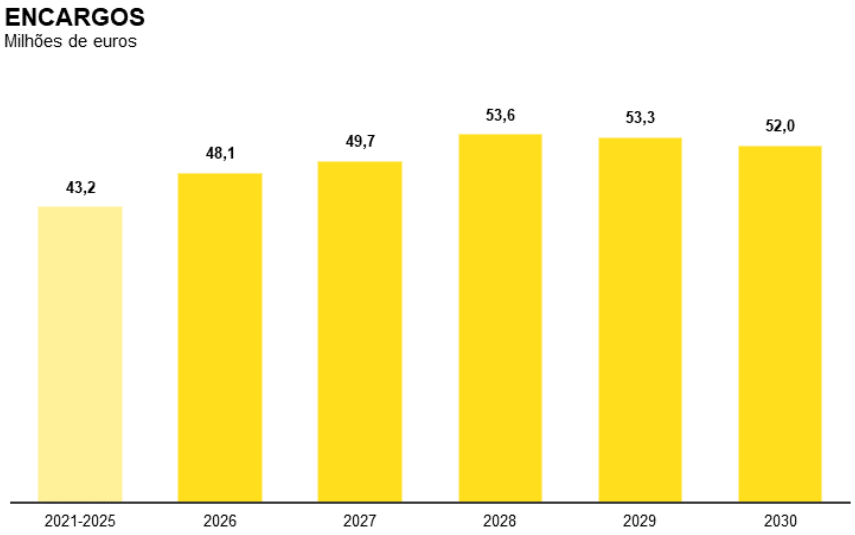


FIGURA 9.1: EVOLUÇÃO DOS ENCARGOS, 2021-2030

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[14].

TABELA 9.1: ENCARGOS PREVISTOS NO PERÍODO 2026-2030, POR NATUREZA

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					
	Média Anual 2021-2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026-2030
Encargos Totais	**43,2**	**48,1**	**49,7**	**53,6**	**53,3**	**52,0**	**256,7**
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).

[14] 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[15] 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 comparticipações financeiras para os mesmos períodos, cuja estimativa é realizada utilizando o modelo que estima também o investimento obrigatório, indicado no capítulo 3.2.1.

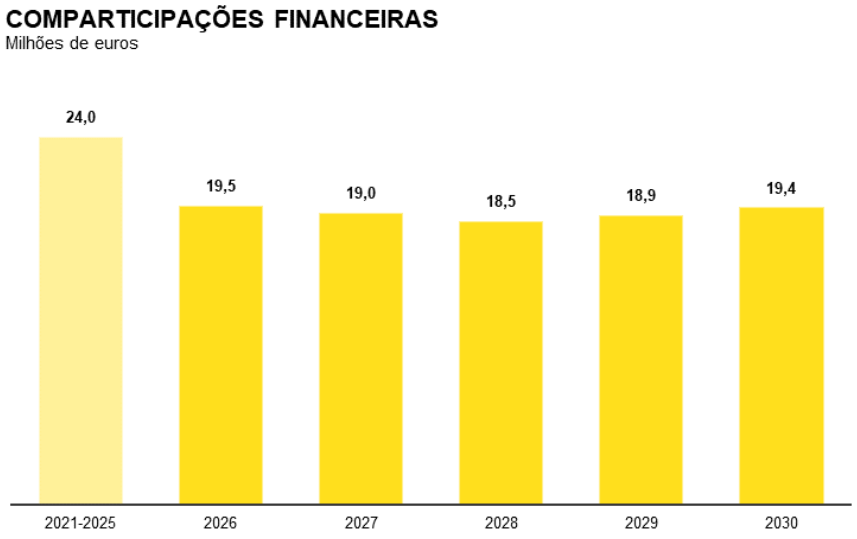


FIGURA 9.3: EVOLUÇÃO DAS COMPARTICIPAÇÕES FINANCEIRAS AT/MT, 2021-2030

Os valores previstos para as comparticipações 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 comparticipações 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

[15] Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

anual das comparticipações financeiras recebidas no período de 2021-2025 incorpora as comparticipações 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 comparticipações financeiras, previstos para o período 2026-2030. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 5 anos anteriores[16].

TABELA 9.2: INVESTIMENTO ESPECÍFICO OBRIGATÓRIO PREVISTO NO PERÍODO 2026-2030

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					
INVESTIMENTO ESPECÍFICO OBRIGATÓRIO	**Média últimos 5 anos**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Total 2026-2030**
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**
Inv. Específico Obrigatório E-REDES	**23,2**	**33,8**	**33,6**	**33,8**	**34,5**	**33,8**	**169,6**
Comp. Financeiras AT + MT	**24,0**	**19,5**	**19,0**	**18,5**	**18,9**	**19,4**	**95,4**
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[16] e a evolução prevista no período deste Plano (2026-2030).

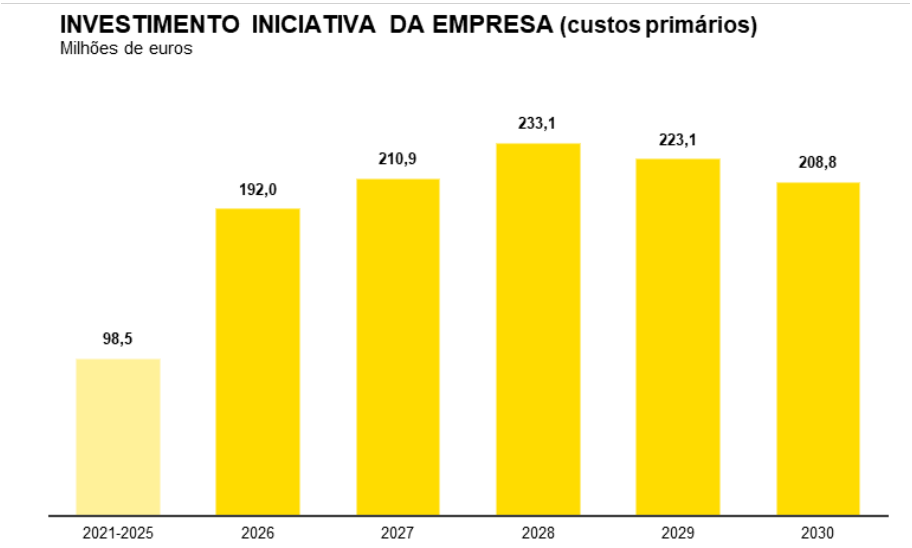


FIGURA 9.4: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA REALIZADO E PREVISTO REALIZAR PELA E-REDES NA RND, 2021-2030

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:

[16] 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

Milhões de euros		PDIRD-E 2026-2030					
PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	**Média últimos 5 anos**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Total 2026-2030**
Investimento Iniciativa de Empresa	**98,5**	**192,0**	**210,9**	**233,1**	**223,1**	**208,8**	**1 068,0**
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[17] médios anuais de 97,7M€ em 2021-2025 e 228,4M€ em 2026-2030 (Figura 9.5).

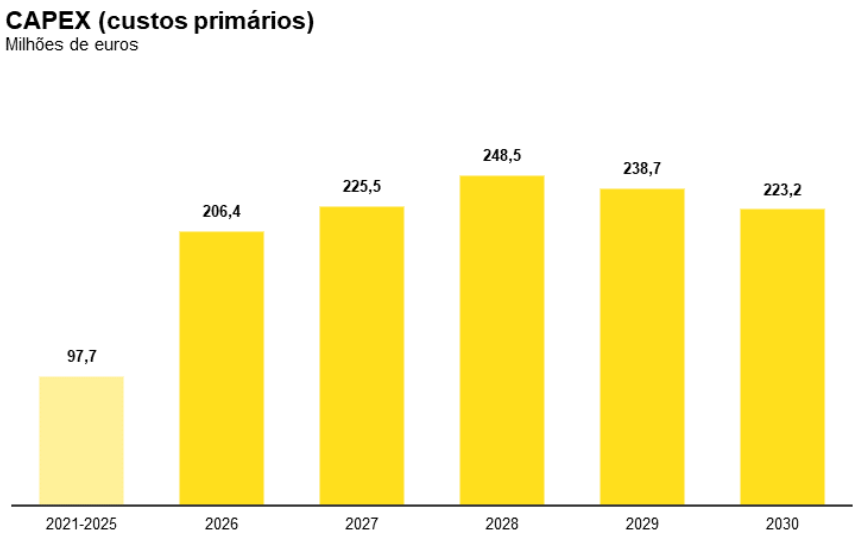


FIGURA 9.5: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO MÉDIO NA RND NO PERÍODO 2021-2025 E PREVISÃO DO INVESTIMENTO ANUAL A REALIZAR NO PERÍODO 2026-2030

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.

[17] CAPEX E-REDES = Total Realização E-REDES – Comparticipações Financeiras

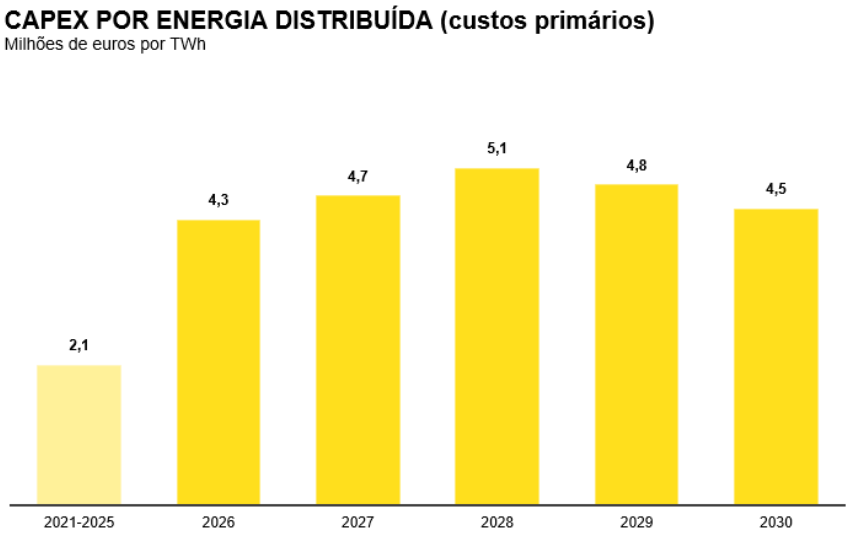


FIGURA 9.6: EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO MÉDIO POR TWH DISTRIBUÍDOS NA RND NO PERÍODO 2021-2025 E PREVISÃO DO INVESTIMENTO ANUAL POR TWH A REALIZAR NO PERÍODO 2026-2030

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[18], 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**
Investimento Obrigatório	**23,2**	**33,8**	**33,6**	**33,8**	**34,5**	**33,8**	**169,6**
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
Investimento Iniciativa da Empresa	**98,5**	**192,0**	**210,9**	**233,1**	**223,1**	**208,8**	**1 068,0**
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
Total Realização E-REDES (1)	**121,7**	**225,9**	**244,5**	**267,0**	**257,6**	**242,6**	**1 237,6**
Comp. Financeira AT + MT (2)	**24,0**	**19,5**	**19,0**	**18,5**	**18,9**	**19,4**	**95,4**
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
CAPEX Específico E-REDES (1-2)	**97,7**	**206,4**	**225,5**	**248,5**	**238,7**	**223,2**	**1 142,2**

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[19].

[18] Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.
[19] 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[20]:

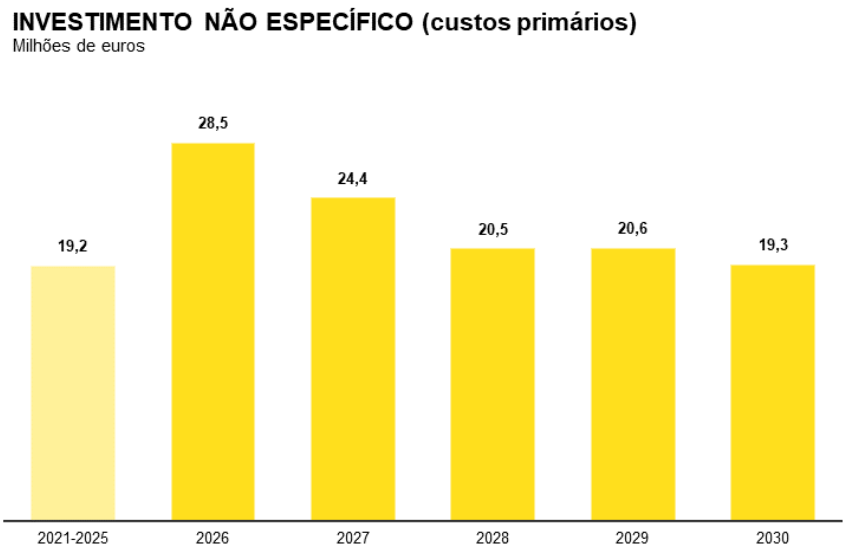


FIGURA 9.7: INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO REALIZADO E PREVISTO REALIZAR PELA E-REDES NA RND, 2021-2030

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					
PROGRAMAS DE INVESTIMENTO	**Média Anual 2021-2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Total 2026-2030**
Investimento Não Específico	**19,2**	**28,5**	**24,4**	**20,5**	**20,6**	**19,3**	**113,3**
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.

[20] 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.

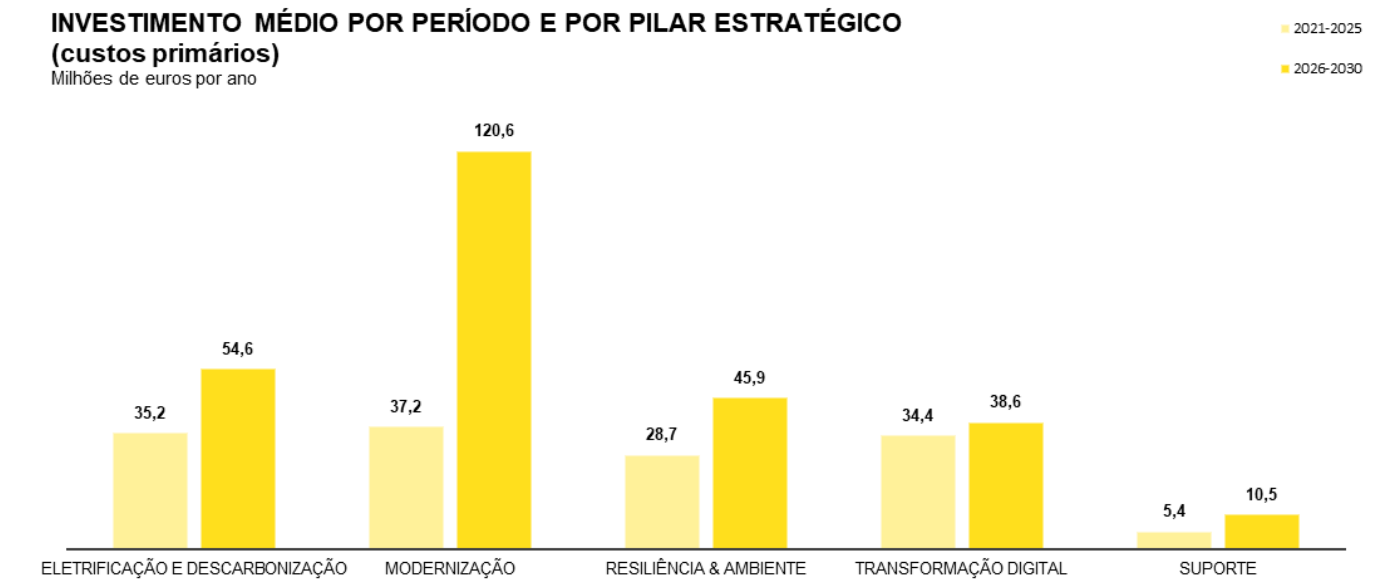


FIGURA 9.8: INVESTIMENTO MÉDIO POR PERÍODO E POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO

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[21]:

[21] 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					
INVESTIMENTO TOTAL A CUSTOS TOTAIS	**Média Anual 2021-2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Total 2026-2030**
Investimento Custos Primários	**140,9**	**254,4**	**268,9**	**287,5**	**278,2**	**261,9**	**1 350,9**
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
Encargos Diretos	**33,2**	**37,0**	**38,2**	**41,3**	**41,0**	**40,0**	**197,6**
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
Encargos Transversais	**8,6**	**10,1**	**10,4**	**11,3**	**11,2**	**10,9**	**53,8**
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
Encargos Financeiros	**1,4**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**5,2**
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
Investimento Custos Totais	**184,1**	**302,5**	**318,6**	**341,2**	**331,5**	**313,8**	**1 607,6**
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:

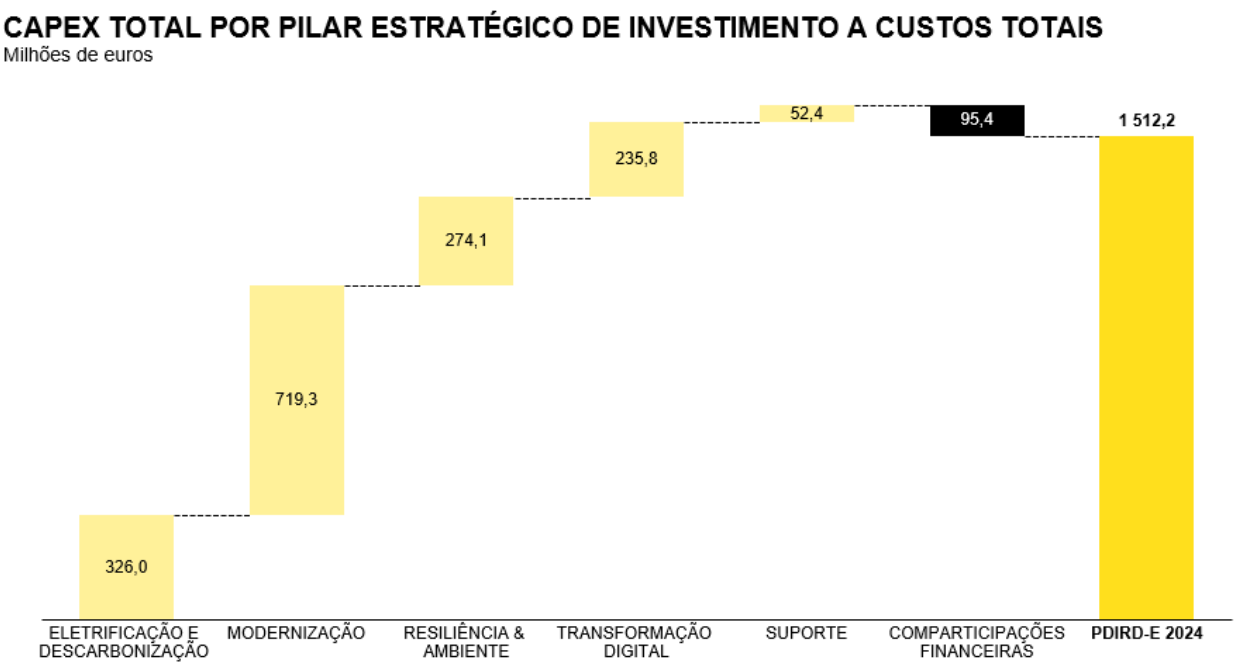


FIGURA 9.9: CAPEX TOTAL A CUSTOS TOTAIS POR PILAR ESTRATÉGICO DE INVESTIMENTO

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[22] como referência:

[22] Com base nos valores verificados em 2021, 2022 e 2023 e previstos para 2024 e 2025.

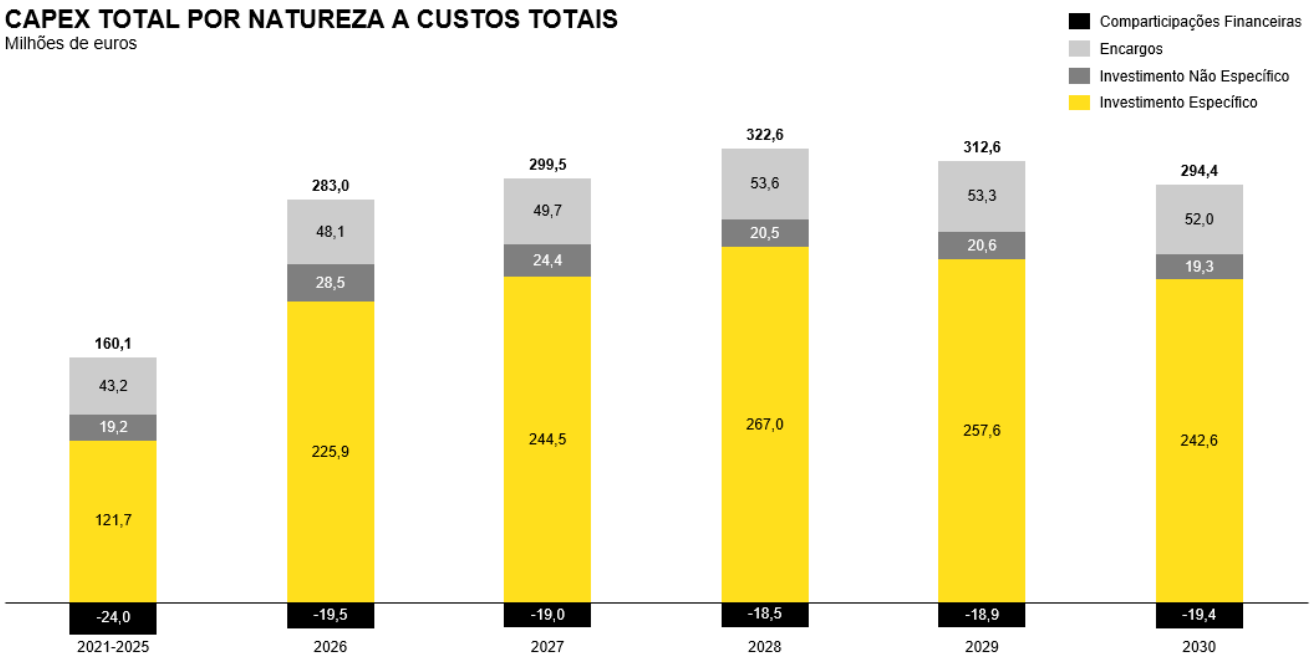


FIGURA 9.10: CAPEX TOTAL A CUSTOS TOTAIS POR NATUREZA

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[23]) 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.

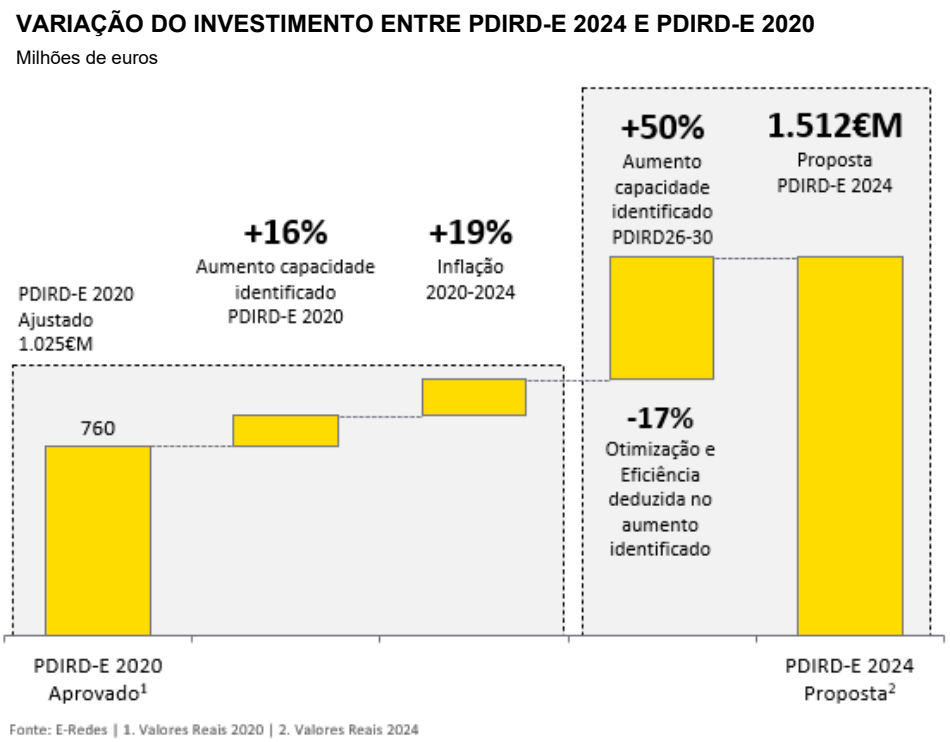


FIGURA 9.11: INVESTIMENTO DO PDIRD-E 2024 E VARIAÇÃO FACE AO PDIRD-E 2020 - ANÁLISE

[23] 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**
Investimento Obrigatório	**23,2**	**33,8**	**33,6**	**33,8**	**34,5**	**33,8**	**169,6**
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
Investimento Iniciativa da Empresa	**98,5**	**192,0**	**210,9**	**233,1**	**223,1**	**208,8**	**1068,0**
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
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**
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
CAPEX Inv. Específico (1-2)	**97,7**	**206,4**	**225,5**	**248,5**	**238,7**	**223,2**	**1142,2**
Investimento Não Específico (3)	**19,2**	**28,5**	**24,4**	**20,5**	**20,6**	**19,3**	**113,3**
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
CAPEX Total (custos primários) (1-2+3)	**116,9**	**234,9**	**249,8**	**269,0**	**259,3**	**242,5**	**1255,5**
Encargos Diretos (4)	**33,2**	**37,0**	**38,2**	**41,3**	**41,0**	**40,0**	**197,6**
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
Encargos Transversais (5)	**8,6**	**10,1**	**10,4**	**11,3**	**11,2**	**10,9**	**53,8**
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
Encargos Financeiros (6)	**1,4**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**5,2**
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
Encargos Totais (4+5+6)	**43,2**	**48,1**	**49,7**	**53,6**	**53,3**	**52,0**	**256,7**
CAPEX Total AT	33,3	43,1	46,6	47,8	47,1	44,2	228,8
CAPEX Total MT	126,8	240,0	252,9	274,9	265,5	250,2	1283,4
CAPEX Total (custos totais) (1-2+3+4+5+6)	**160,1**	**283,0**	**299,5**	**322,6**	**312,6**	**294,4**	**1512,2**
Investimento Total (custos totais) (1+3+4+5+6)	**184,1**	**302,5**	**318,6**	**341,2**	**331,5**	**313,8**	**1607,6**

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 critica 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).

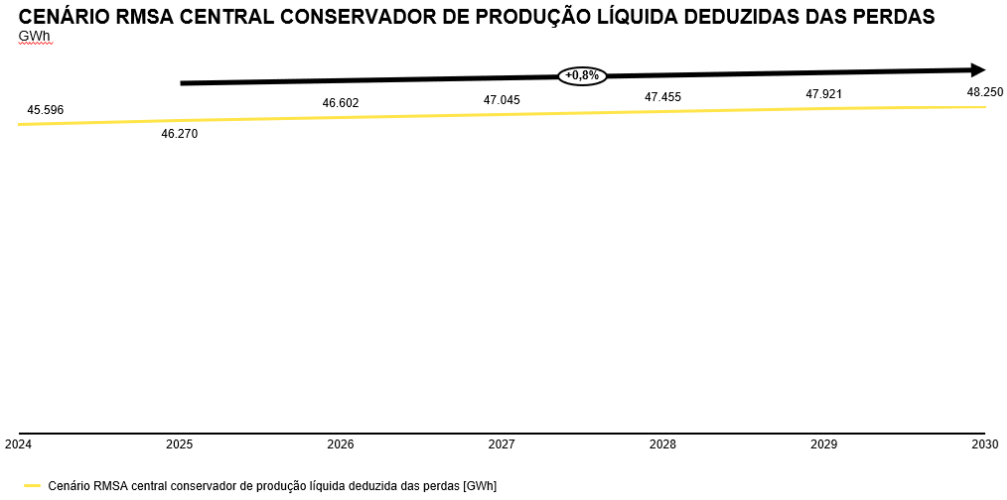


FIGURA 9.12: CENÁRIO RMSA CENTRAL CONSERVADOR DE PRODUÇÃO LÍQUIDA DEDUZIDA DAS PERDAS

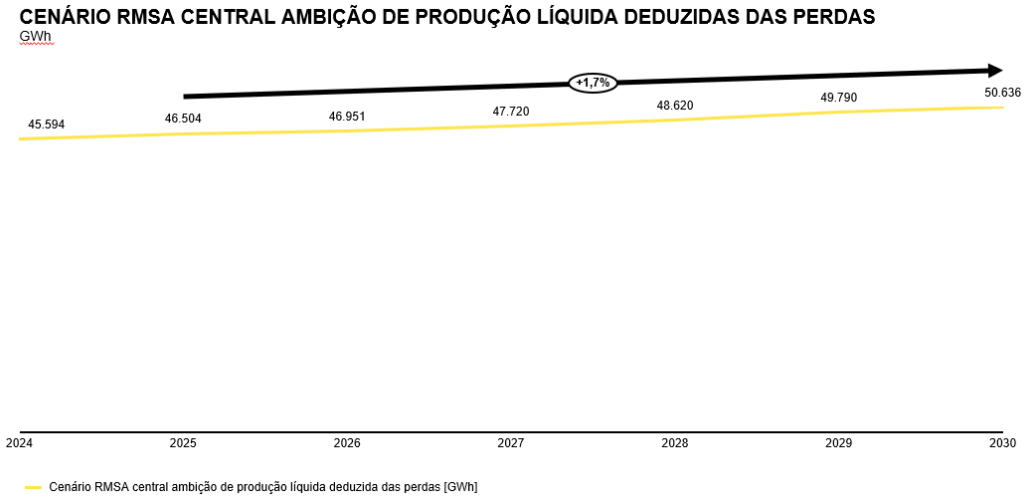


FIGURA 9.13: CENÁRIO RMSA CENTRAL AMBIÇÃO DE PRODUÇÃO LÍQUIDA DEDUZIDA DAS PERDAS

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.

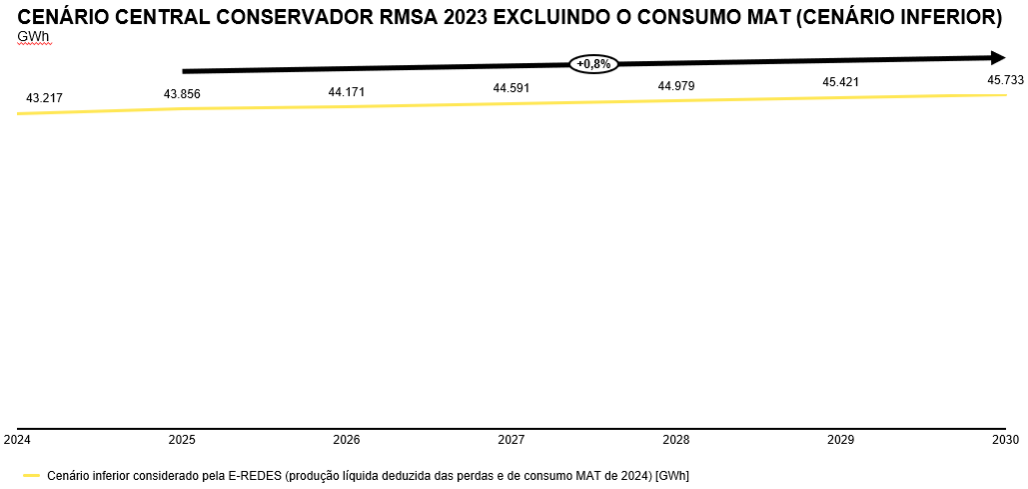


FIGURA 9.14: CENÁRIO CENTRAL CONSERVADOR RMSA 2023 EXCLUINDO O CONSUMO MAT (CENÁRIO INFERIOR)

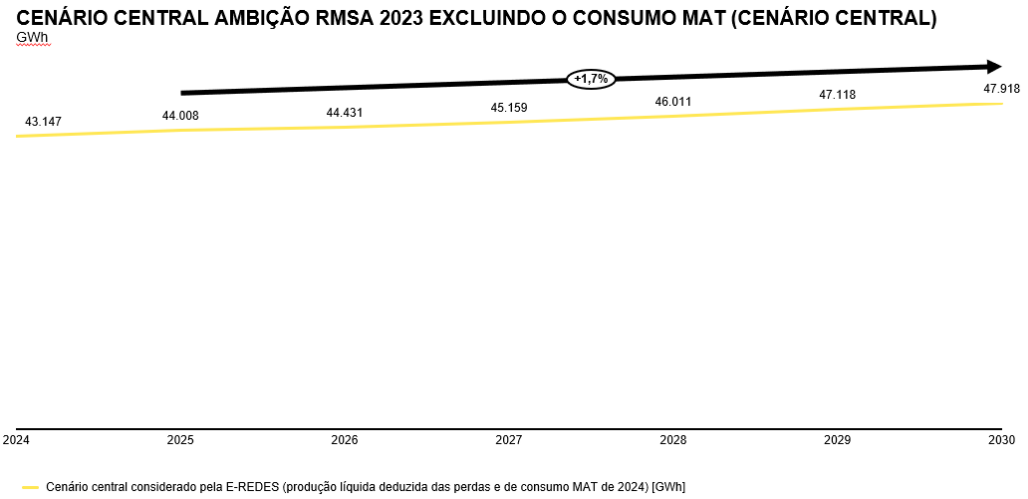


FIGURA 9.15: CENÁRIO CENTRAL AMBIÇÃO RMSA 2023 EXCLUINDO O CONSUMO MAT (CENÁRIO CENTRAL)

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)					
2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**Total 2026-2030**
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
TOTEX AT/MT controlável	**392 914**	**396 693**	**420 362**	**423 993**	**427 266**	**430 374**	**433 528**

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
TOTEX AT/MT total	**405 480**	**408 227**	**431 681**	**424 449**	**427 676**	**430 744**	**433 861**

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.

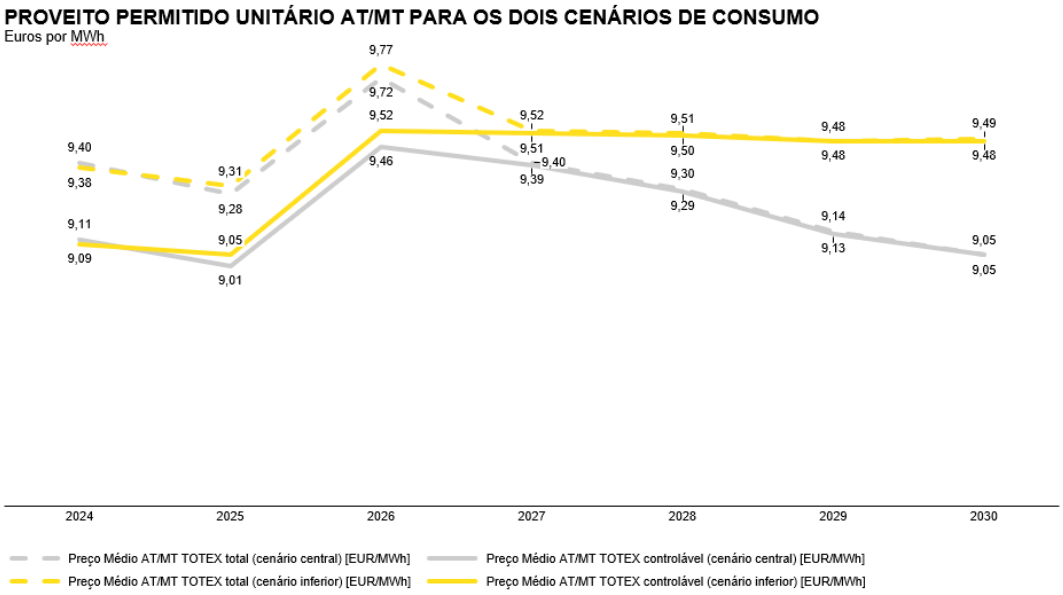


FIGURA 9.16: EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT PARA OS DOIS CENÁRIOS DE CONSUMO

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).

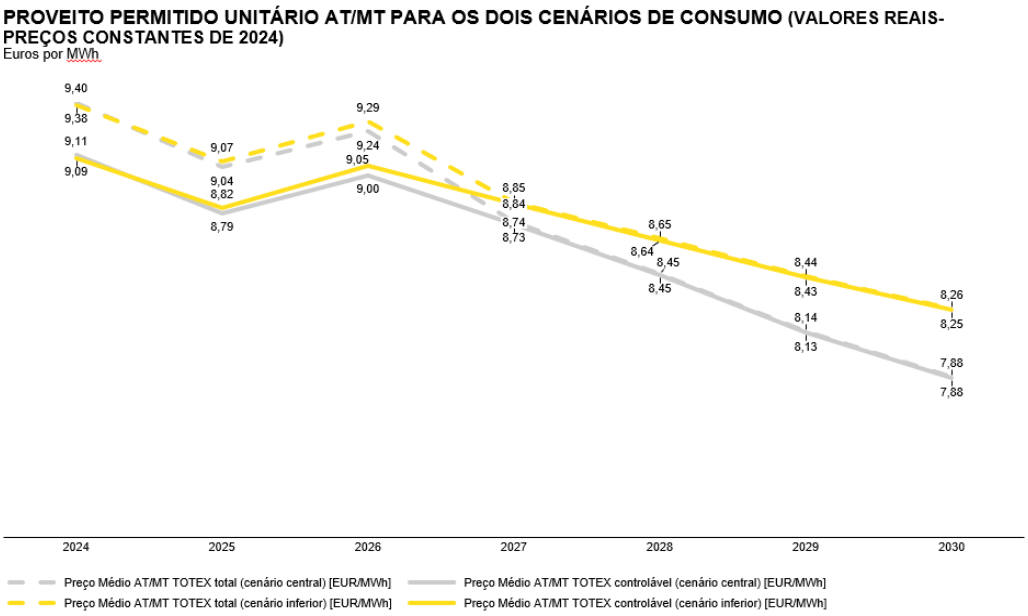


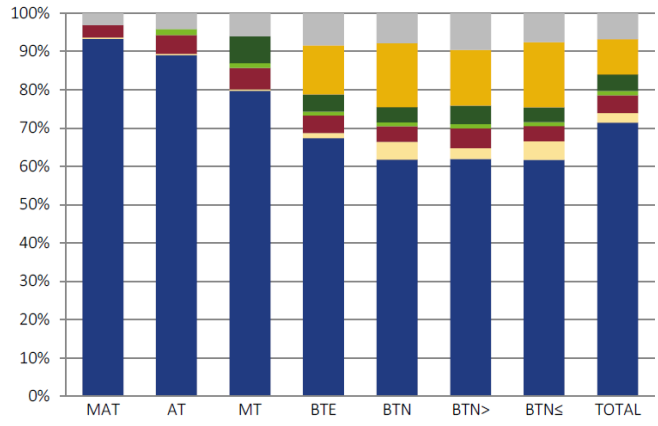
FIGURA 9.17: EVOLUÇÃO DO PROVEITO PERMITIDO UNITÁRIO AT/MT PARA OS DOIS CENÁRIOS DE CONSUMO (EM VALORES REAIS – PREÇOS CONSTANTES DE 2024)

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.



	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Uso Global do Sistema	3,1%	4,1%	6,0%	8,4%	7,8%	9,5%	7,6%	6,8%
Uso Rede de Distribuição de BT	0,0%	0,0%	0,0%	12,8%	16,7%	14,6%	17,0%	9,2%
Uso Rede de Distribuição de MT	0,0%	0,0%	7,0%	4,4%	4,0%	4,8%	3,9%	4,3%
Uso Rede de Distribuição de AT	0,0%	1,6%	1,3%	1,1%	1,0%	1,1%	0,9%	1,1%
Uso Rede de Transporte	3,3%	5,0%	5,6%	4,6%	4,2%	5,2%	4,0%	4,7%
Comercialização	0,3%	0,3%	0,3%	1,3%	4,6%	2,8%	4,8%	2,5%
Energia	93,3%	89,0%	79,8%	67,4%	61,8%	62,0%	61,7%	71,4%

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	VARIAÇÃO 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	VARIAÇÃO 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).