

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 2021-2025

PDIRD-E 2020

Versão julho 2020



distribuição

SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO, ÂMBITO E CONTEXTO

A elaboração do Plano de Desenvolvimento Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD-E) encontra-se prevista na alínea e) do n.º 2 do artigo 35.º e no artigo 41.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua atual redação, o qual 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 para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva nº 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho.

O regime de elaboração do PDIRD-E encontra-se definido nos artigos 40.º e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação. O operador da RND deve apresentar a proposta de PDIRD-E à DGEG e à ERSE, em cada ano par, para apreciação. A ERSE é responsável por promover a sua consulta pública e elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos, é levado ao conhecimento da DGEG e dos operadores da RND e RNT. Seguidamente, a DGEG, a ERSE e o RNT deverão emitir o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta. O parecer a emitir pela DGEG incide sobre necessidades de investimento para assegurar níveis adequados de segurança do abastecimento energético e o cumprimento de metas de política energética e de fiabilidade da rede. O parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, e a promoção da concorrência, bem como a necessidade de compatibilização como PDIRT-E. Posteriormente, o operador de RND envia a proposta final à DGEG, que a envia ao membro do Governo responsável pela área da energia, que por sua vez a submete a discussão na Assembleia da República e, posteriormente, com base no respetivo parecer, decide sobre a aprovação do PDIRD-E.

Este documento constitui um instrumento de natureza dualista, isto é, possui duas vertentes, uma técnica e outra financeira/orçamental, que concretiza e quantifica objetivamente a obrigação genérica de planeamento das redes de distribuição, a qual vincula o operador das redes de distribuição. Ambas as vertentes mencionadas estão logicamente interligadas entre si, sendo inseparáveis na medida em que constituem premissas e conclusões, pois que o julgamento resultante da análise técnica irá ditar as ações a realizar na rede, traduzindo-se automaticamente num investimento financeiro quantificável mediante a elaboração de um orçamento correspondente.

Para além do enquadramento legal suprarreferido, existe um contexto socioeconómico e regulatório que influenciou as opções tomadas e a definição da proposta de PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025.

A proposta de PDIRD-E 2020 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento mais recente com horizonte 2020-2040 (RMSA-E 2019).

Adicionalmente, o presente Plano 2021-2025 tem como foco o alinhamento estratégico com os objetivos da transição energética e metas do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC), para o horizonte 2030, nomeadamente no que se refere à contribuição para a redução dos GEE, o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética. Importa destacar que não será o PDIRD-E 2020 o responsável exclusivo por todos estes efeitos, pois haverá que ter em conta a contribuição dos restantes agentes económicos, mas dentro de sistemas crescentemente complexos assume-se como um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional e naquele período.

Foi realizado um *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países. Segundo as conclusões deste estudo, as principais motivações de investimento apontadas pelos diversos operadores estão relacionadas com a renovação de ativos, a resiliência da rede e a manutenção dos níveis de qualidade de serviço, com a gestão eficiente e flexível de uma rede cada vez mais complexa e com a participação mais ativa dos consumidores em todo o sistema, constatando-se que a resposta a estas exigências obriga a uma profunda adaptação dos ORD e exige níveis significativos de investimento.

Foi realizado um estudo de avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 (2021-2025) na economia portuguesa, pretendendo-se obter uma estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos, incidindo sobre a avaliação e quantificação da criação de emprego e da incorporação de produtos nacionais subjacentes aos investimentos.

Globalmente, estima-se que a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar acréscimos globais de VAB na ordem dos 813 milhões de euros. Este acréscimo corresponderá a um acréscimo médio de VAB anual na ordem dos 0,07%. As mesmas despesas permitem gerar acréscimos globais de receitas fiscais e de contribuições na ordem dos 278 milhões de euros. A implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar, em média, 4,5 mil postos de trabalho por ano ao longo do horizonte de implementação, o que corresponde a um acréscimo de 0,09%.

Os impactos estritamente económicos referidos anteriormente, têm uma relevância económica e social acrescida no atual contexto de profunda recessão económica.

Para além destes efeitos essencialmente económicos, a implementação do PDIRD-E 2020 tem um conjunto de outros efeitos socioeconómicos potenciais, como sendo:

- i. Reforçar a resiliência da rede face a fenómenos extremos, cuja frequência tem aumentado de forma significativa, melhorando os níveis de qualidade de serviço nessas situações extremas.
- ii. Reforçar o potencial da rede para acomodar aumentos do peso das fontes de energia renováveis e para responder ao previsível aumento do consumo associado à crescente

eletrificação da economia. De tal resulta, por um lado, um efeito ambiental, permitindo a redução do consumo de energias fósseis e, por outro lado, um efeito de redução da dependência energética nacional, contribuindo para cumprir as metas previstas em sede de PNEC.

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

O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no último Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2019), apresenta uma taxa de variação anual de 2019 (ainda previewal, à data de elaboração do RMSA) mais baixa quando comparada com o valor real registado pelo INE.

O estudo efetuado pela EDP Distribuição, para além de considerar as previsões mais recentes da evolução da atividade económica, considera também os consumos reais de 2019, 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 na figura seguinte a comparação das previsões de ambos os estudos para o período 2017-2027. Enquanto que o estudo de previsão de consumos realizado pela EDP Distribuição considera 3 cenários de consumo (inferior, central e superior), o RMSA-E 2019 considera cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior continuidade; cenário central continuidade; 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.

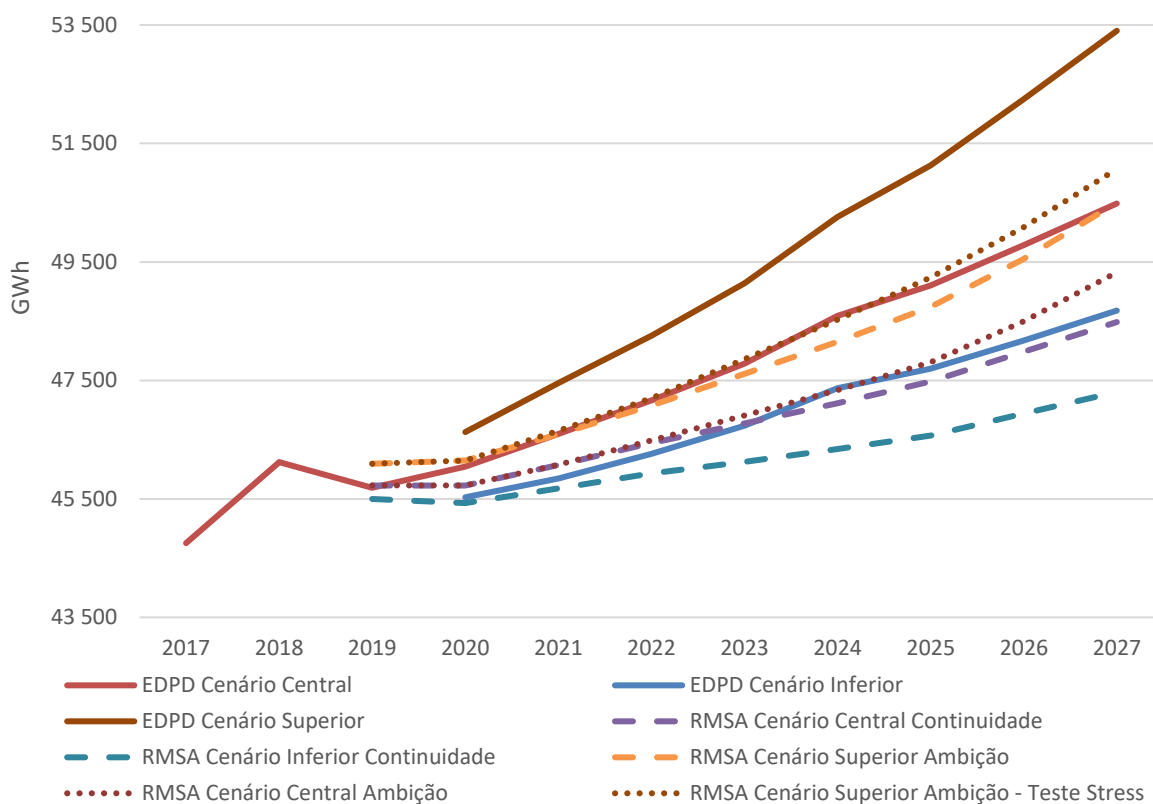


Figura 1: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-2019 são menos otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em certa medida pelo facto de a data de projecção para o consumo do ano 2020 ser anterior à das estimativas da EDP Distribuição e este último assumir um valor superior ao estimado no RMSA-E 2019. Por este motivo, as projeções dos três cenários apresentados no estudo da EDP Distribuição apresentam consumos mais elevados relativamente ao valor do consumo previsto no cenário central do RMSA.

Assim, apesar do RMSA-2019 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2020 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição tendo em conta que este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da EDP Distribuição, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

OBJETIVOS E ESTRATÉGIA

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2020 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2021-2025). 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.

As ambições e necessidades futuras da sociedade, apontam para a crescente eletrificação da economia, colocando a rede elétrica de distribuição num patamar de relevo cada vez mais acentuado.

A estratégia delineada para o período 2021-2025 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. Simultaneamente, é fundamental assegurarem-se os ganhos de qualidade de serviço técnica que têm vindo a ser alcançados no passado, prestando particular atenção às crescentes necessidades identificadas de renovação dos ativos que atingem o fim da sua vida útil. Tudo isto num contexto de maior exposição e dependência da rede, que impõem a transição para um nível superior de Resiliência.

Os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 enquadram-se em três fatores-chave, que suportam os objetivos estratégicos:

- **Transição Energética e Expansão de Rede**
- **Controlo da Rede e Novos Serviços**
- **Resiliência da Rede** (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço)

Alinhado 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*), este Plano dá resposta às necessidades da **Transição Energética e Expansão de Rede** esperadas, 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.

Dar-se-á continuidade à aposta na Inteligência da Rede como resposta aos novos desafios de operação da mesma, investindo-se num maior **Controlo da Rede e Novos Serviços**, que através de maior grau de Digitalização e Automação, bem como Processamento e Análise de Grandes Volumes de Dados, permitam gerir de forma eficiente a maior complexidade da rede elétrica.

A pressão acrescida resultante da maior dependência da Economia da Rede Elétrica de Distribuição, impõe, como indicado, a manutenção da aposta na **Qualidade de Serviço**, para a qual se prevê melhoria incremental e continuação da Redução de Assimetrias entre Regiões.

Será também prestada especial atenção aos fenómenos climatéricos extremos e à vulnerabilidade da infraestrutura digital e de comunicações, prevendo-se aumentar a **Resiliência da Rede**, convertendo rede aérea em subterrânea nas áreas mais vulneráveis, protegendo-a contra ataques ciber-físicos e criando as necessárias redundâncias que sustentam o aumento da sua fiabilidade. Em complemento, e tendo em consideração o envelhecimento das redes e o consequente aumento do seu risco de falha, será indispensável implementar uma significativa **Renovação e Reabilitação dos seus Ativos**, cujo adiamento colocaria ainda mais pressão no futuro sobre esta necessidade, acrescida de maior volume de investimento associado.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- À necessidade de Reposição da Capacidade de Receção de Nova Produção na RND;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica e à redução das assimetrias entre regiões;
- À idade dos ativos e à necessidade imediata de os renovar;
- À necessidade de aumento da Resiliência da Rede, preparação contra fenómenos climatéricos extremos e segurança cibernética e de comunicações;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- À necessidade de resposta ao conjunto de novos serviços ao consumidor inerentes à Transição Energética;

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD-E 2020 teve por base a consideração de diferentes vetores de investimento, com objetivos específicos, assentes em 3 (três) pilares principais.

Os vetores estratégicos que têm vindo a ser utilizados em Planos anteriores, dão cobertura aos objetivos estratégicos definidos para o próximo período 2021-2025, pelo que, na proposta de PDIRD-E 2020, agora apresentada, mantêm-se os mesmos 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem, ainda, outros investimentos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores referidos. Estes podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

O investimento incluído no presente Plano encontra-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos anteriores

5 vetores ou, ainda, na rúbrica de outros investimentos. Assim, os vetores estratégicos de investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento. Por sua vez, os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Adicionalmente, foram definidos 3 (três) pilares que suportam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020 - Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente - encontrando-se os investimentos que para eles contribuem incluídos nos diversos programas de investimento do Plano.

Tendo em consideração a preponderância dos mesmos nas opções estratégicas e valores do Plano, realizou-se uma Análise de Sensibilidade ao investimento previsto em cada um dos 3 pilares, analisando os impactos decorrentes da aplicação de diferentes volumes destes investimentos.

Adicionalmente, tendo em consideração a importância da Qualidade de Serviço assumida em anteriores Planos e refletida nos pareceres e consultas públicas a anteriores edições do PDIRD-E, analisou-se também o comportamento da variação do indicador de referência respetivo (SAIDI MT), em função da variação do investimento aplicado ao vetor Qualidade de Serviço Técnica.

VETORES DE INVESTIMENTO

- **Segurança de Abastecimento**

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

O vetor Segurança de Abastecimento tem como premissa de base a evolução da procura e sua previsão para o período do PDIRD-E.

Na elaboração do PDIRD-E 2020 foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal Continental (inferior, central e superior), de acordo com estudo realizado pela EDP Distribuição. Para este Plano tomou-se como cenário de referência o cenário central deste estudo, que apresenta uma taxa de crescimento média anual de 1,3% no período 2021-2025. Por outro lado, 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.

A adequabilidade dos projetos selecionados para o Plano foi verificada com análises de sensibilidade aos consumos e ponderação do risco de não garantia de potência, nomeadamente em regime N-1, assegurando-se em qualquer dos casos que esta não ocorre em regime N, dando resposta aos padrões de segurança para planeamento.

Tendo em conta que as necessidades identificadas neste vetor se mantêm para os 3 primeiros anos do PDIRD-E 2020, independentemente dos cenários de consumo estudados, e uma vez

que a variação entre estes cenários não é significativa, os projetos para o Plano foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (adotado como cenário de referência) e atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada 2 anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Para o Plano 2021-2025 foram revistas as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT tendo presente o envelhecimento destes ativos de rede com um aumento expectável da probabilidade de falha associado.

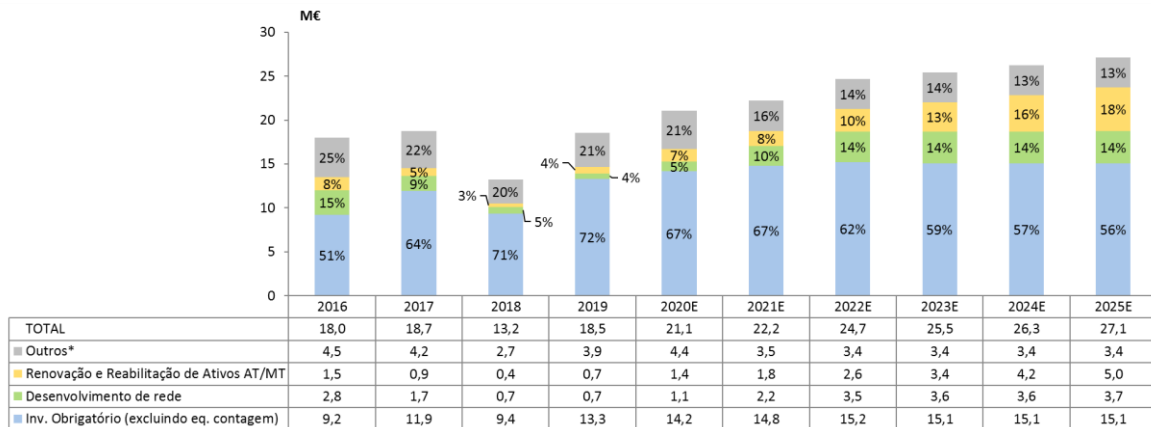
Para aumentar a capacidade de receção de nova produção na RND, o ORD desenvolveu para o PDIRD-E 2020 um plano de investimento específico para a reposição da capacidade de receção tomada pelos projetos de instalação de centros electroprodutores em curso, permitindo a ligação de nova geração em zonas de maior procura de produção renovável e cuja capacidade de receção se esgotara, e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030. O propósito do subprograma é de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das mesmas participações devidas pelos produtores. Desta forma, a evolução da execução dos projetos identificados será acompanhada pelo montante das participações a receber.

A realização dos projetos de investimento propostos neste PDIRD-E aumenta a capacidade de receção na RND em mais de 1000 MVA.

A monetização dos benefícios no vetor Segurança de Abastecimento aponta que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento previsto no vetor no Plano 2021-2025, fundamentando assim a sua racionalidade económica.

Atendendo às conclusões obtidas, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período do PDIRD-E 2020, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Segurança de Abastecimento são os adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

O investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 125,8 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 25,2 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:



* Inclui: Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Beneficiações Extraordinárias - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 2 : Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2016-2025

Para além do contributo para este vetor dos programas mais direcionados para a expansão e reforço da RND, realça-se também a importância da substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permitindo assegurar o bom funcionamento da rede e contribuindo para a segurança de abastecimento.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é negligenciável.

• Qualidade de Serviço Técnica

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede.

Tendo em consideração o Parecer da ERSE à anterior proposta de PDIRD-E 2018, salientando que “apesar da melhoria alcançada em termos de continuidade de serviço nos últimos anos, em Portugal continental, ter permitido atingir a média dos países europeus, uma inversão desta tendência acarretaria consequências negativas com reflexos para o futuro”, considerou-se para o presente Plano como fundamental, no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, assegurar a não degradação dos níveis de QST já alcançados. Por outro lado, no mesmo Parecer “a ERSE concorda com a prioridade atribuída ao objetivo de melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos“, considerando-se, desta forma, que no presente Plano se deverá continuar a apostar na redução de assimetrias entre regiões.

Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, será necessário investir em renovação de ativos, procurando contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede. Prevê-se para os próximos anos um aumento significativo das necessidades de renovação de ativos, tendo em conta o envelhecimento da infraestrutura da rede (o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), e de modo a garantir a sua fiabilidade. Prevê-se, também, um aumento da resiliência da rede aos fenómenos climáticos extremos,

com aposta no estabelecimento de rede subterrânea (conversão de rede aérea e estabelecimento de novos traçados), nomeadamente nas áreas mais vulneráveis, contribuindo desta forma para a diminuição do risco de degradação da qualidade de serviço.

No âmbito do vetor da QST, a proposta de investimento que se apresenta foi definida numa perspetiva de melhoria do nível da qualidade de serviço global relativamente ao valor de referência considerado no PDIRD-E 2018, e que se manteve para este PDIRD-E 2020 (refª SAIDI MT de 77,6 minutos, para um grau de confiança de 50%), conseguida através da melhoria da qualidade de serviço em zonas C e da manutenção em zonas A e B¹, resultando numa redução das assimetrias entre regiões. O nível global da qualidade de serviço mantém-se, deste modo, dentro da zona de incentivo respetivo.

Assim, no final do Plano atende-se aos objetivos a seguir descritos:

- Melhoria do indicador global de qualidade de serviço (redução do SAIDI MT em -3,39 minutos relativamente ao valor de referência, para um grau de confiança de 50%), resultando num SAIDI MT esperado em 2026 de 74,3 minutos;
- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,7% relativamente ao valor de referência para esta zona);
- Manutenção dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B, relativamente aos respetivos valores de referência.
- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando a QST nas zonas pior servidas (maioritariamente classificadas em zonas C) e mantendo nas melhor servidas (maioritariamente classificadas em zonas A e B).

Para o alcance dos objetivos definidos, estima-se para o período 2021 a 2025 um investimento médio anual no vetor Qualidade de Serviço Técnica na RND de 59,1M€/ano, superior (em cerca de 38%) ao nível previsto para o período 2019 a 2021 na proposta final do PDIRD-E 2018.

¹ Classificação conforme procedimento n.º 1 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural:

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: restantes localidades.

Na figura seguinte apresenta-se a evolução prevista do indicador global SAIDI MT:

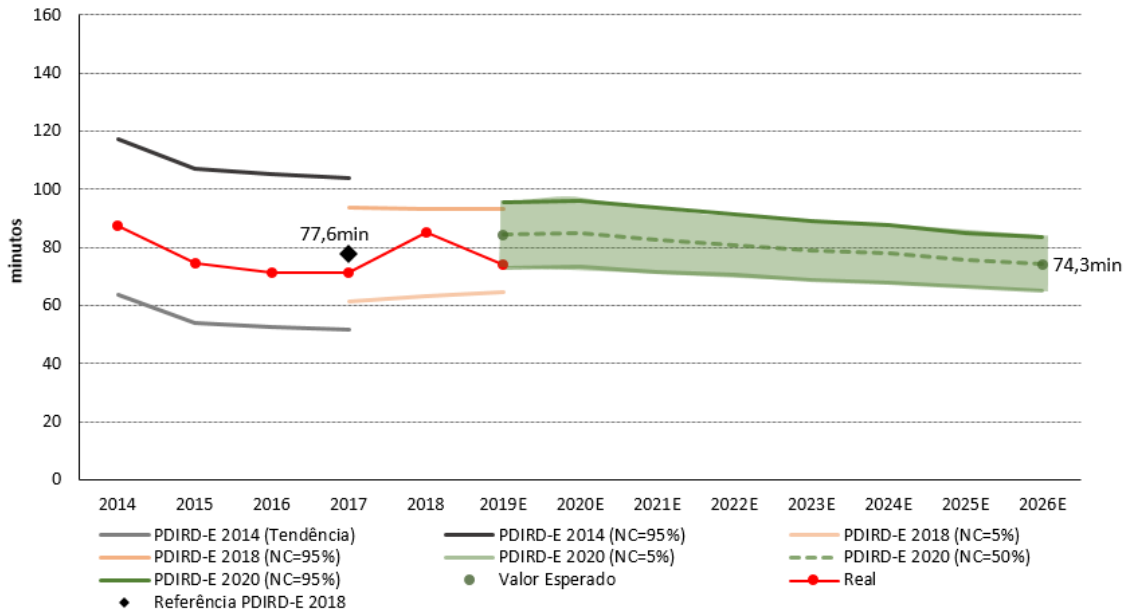


Figura 3 : Evolução do indicador SAIDI MT em 2014-2018 e previsão 2019-2026

Complementarmente, foi efetuada uma análise por zona de qualidade de serviço RQS, apresentando-se na figura seguinte o gráfico respetivo para o SAIDI MT:

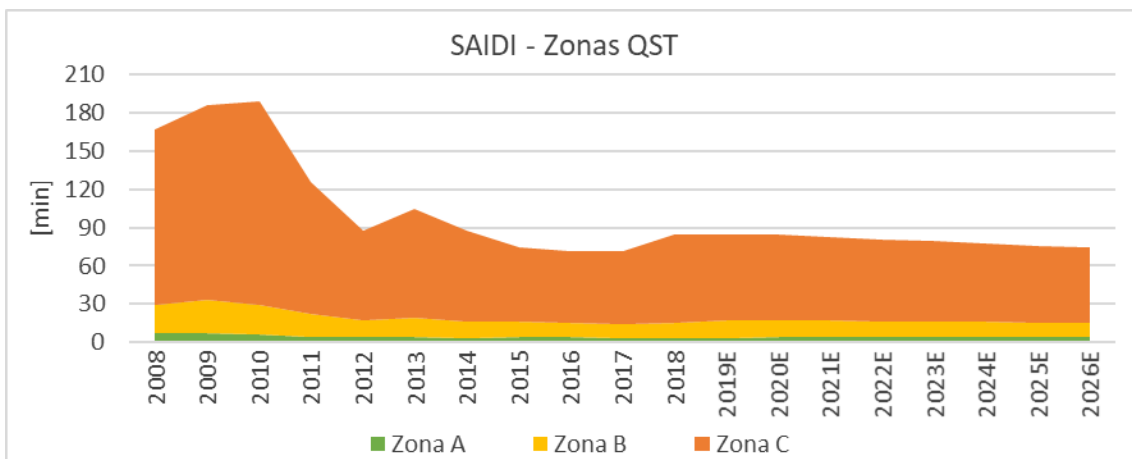
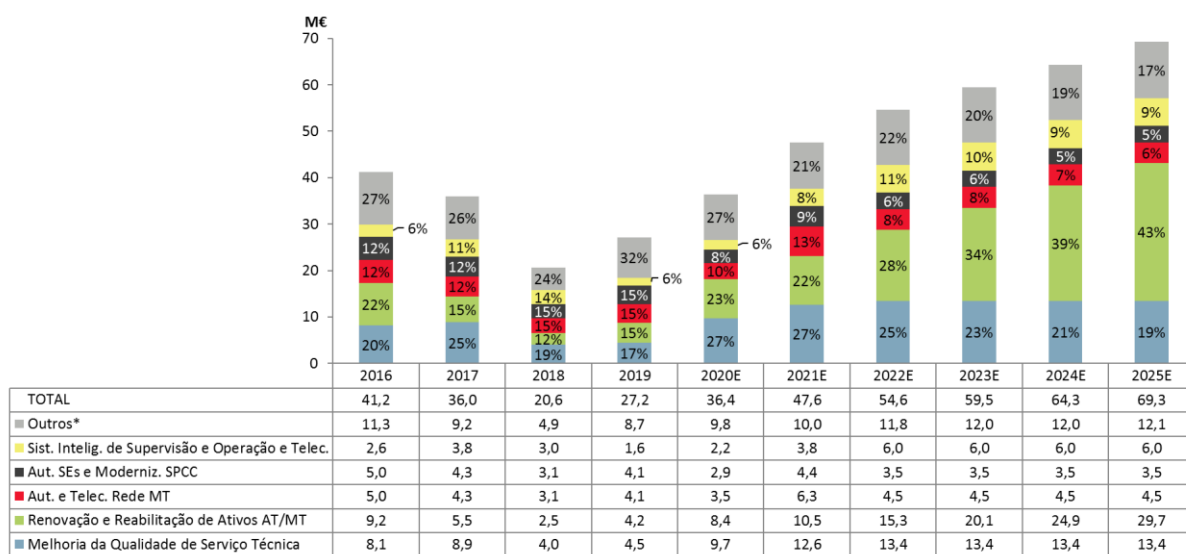


Figura 4: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS

Os benefícios quantificados para o vetor Qualidade de Serviço Técnica apontam para uma monetização tardia dos investimentos previstos no Plano 2021-2025 neste vetor. Tal prende-se sobretudo com o atual valor do TIEPI de referência definido para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço ser bastante acima dos valores históricos registados nos últimos anos, bem como o facto de o valor do incentivo ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos níveis dos índices de qualidade de serviço.

De facto, atendendo às recomendações de não degradação da qualidade de serviço técnica, plasmadas em anteriores pareceres da ERSE, o Plano tem em conta níveis de investimento necessariamente elevados no vetor para dar cumprimento aos objetivos de QST.

O investimento previsto no vetor Qualidade de Serviço Técnica na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 295,3 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 59,1 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:



* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 5: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável.

• Eficiência da Rede

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas técnicas na RND.

A EDP Distribuição tem vindo a desenvolver vários estudos, em parceria com instituições científicas, subjacentes ao tema das perdas nas redes e sua evolução. Estes estudos têm demonstrado que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontram em níveis considerados adequados.

Complementarmente, estão a decorrer estudos sobre impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspectivada nos níveis de tensão

da RESP. Assim, deverão prosseguir-se estes e outros estudos para robustecer conclusões e consideração em futuros PDIRD-E.

Na figura seguinte é apresentada a evolução prevista das perdas técnicas na RND:

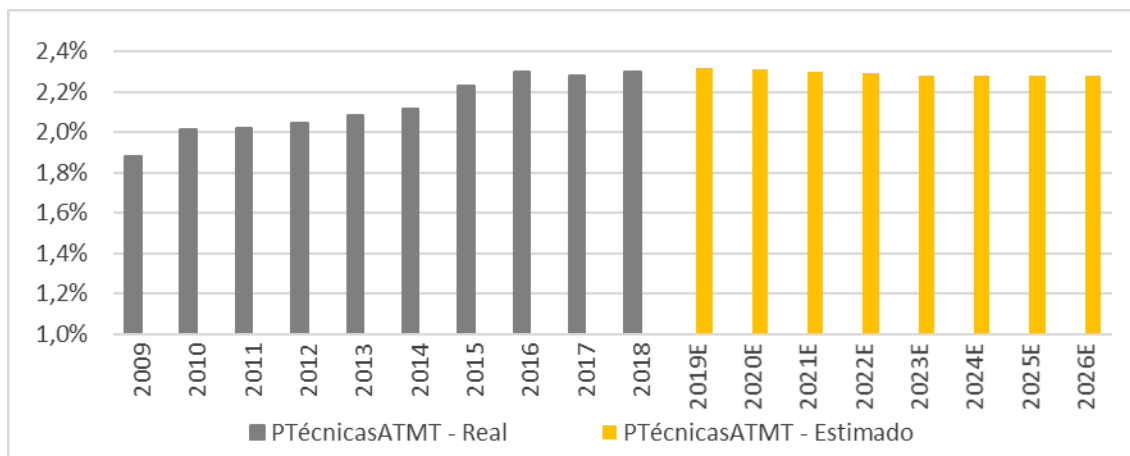


Figura 6: Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].

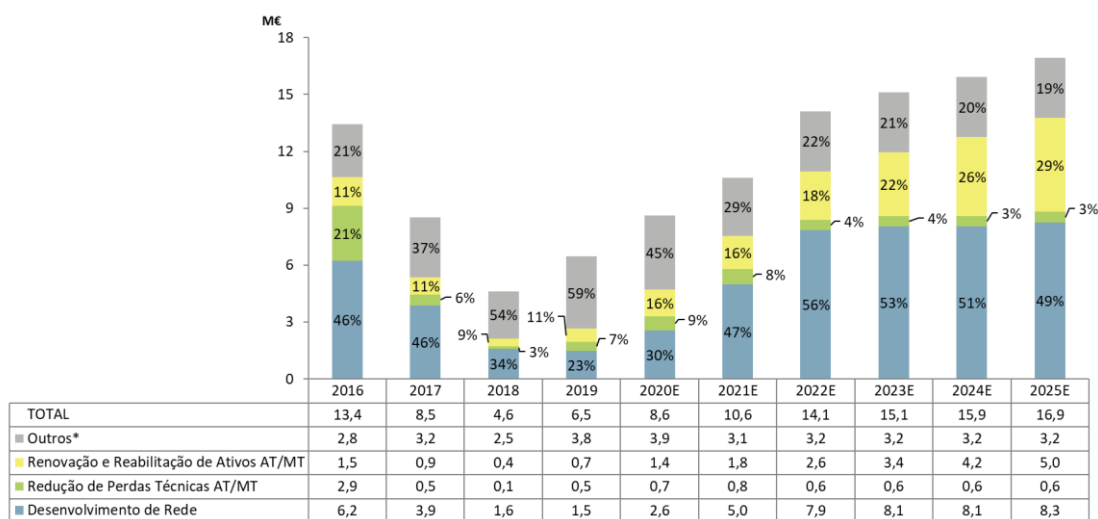
Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

A monetização dos benefícios no vetor Eficiência da Rede tem um retorno bastante célere e elevado, evidenciando a racionalidade económica dos investimentos previstos no Plano 2021-2025 neste vetor.

Atendendo às conclusões acima referidas, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Eficiência de Rede são os adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

Entretanto, conforme já referido, outros estudos sobre o impacto da produção distribuída nas perdas mostram que esta poderá ter um impacto considerável, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever os investimentos necessários no vetor Eficiência da Rede.

O investimento previsto no vetor Eficiência da Rede na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 72,7 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 14,5 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:



* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Beneficiações Extraordinárias
Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 7: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2016-2025

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável.

• Eficiência Operacional

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência, através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No PDIRD-E 2020 dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes. Este esforço é particularmente relevante para obter um maior controlo da rede, cuja complexidade deverá continuar a aumentar significativamente nos próximos anos, decorrente da Transição Energética e aumento da digitalização, e que se pretende gerir de forma eficiente.

Os benefícios quantificados decorrentes do investimento no vetor Eficiência Operacional caracterizam-se por uma rápida monetização do investimento previsto no Plano 2021-2025 neste vetor.

O investimento previsto no vetor Eficiência Operacional na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 86,4 M€, que corresponde um investimento médio anual de 17,3 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

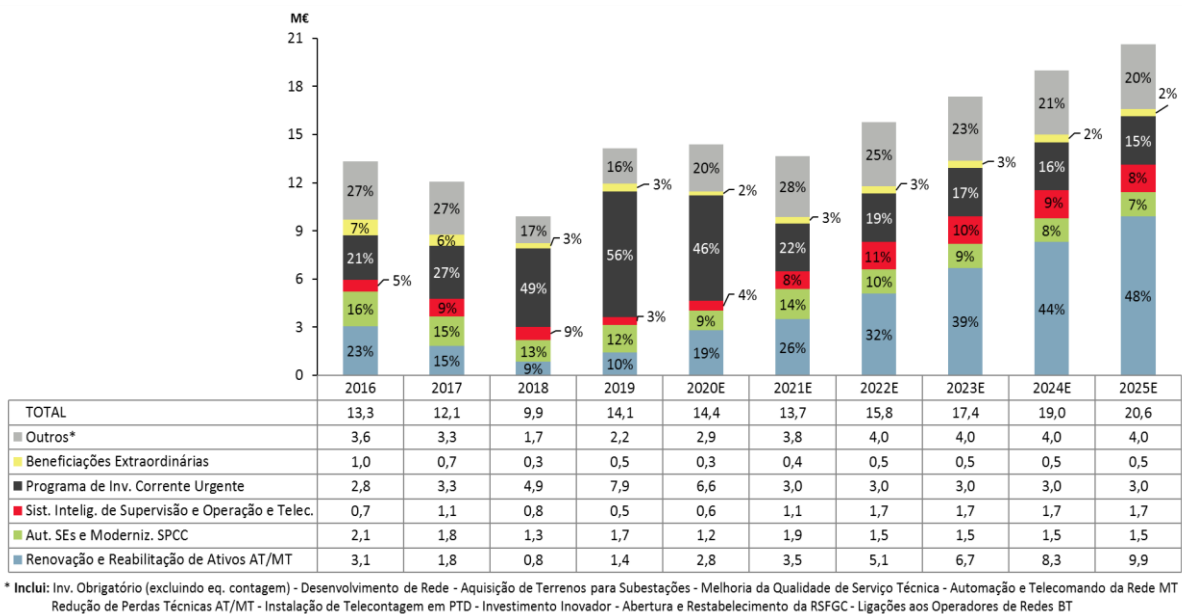


Figura 8: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2016-2025

O contributo dos vários programas para este vetor está essencialmente relacionado com a automação e a modernização dos sistemas em subestações, com a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, e com a substituição ou beneficiação dos elementos de rede, permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Salienta-se o aumento significativo da contribuição da renovação de ativos para este vetor, devido ao forte incremento da verba que se prevê para a mesma no período deste Plano.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

• Acesso a Novos Serviços

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, 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.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

Os benefícios resultantes do investimento neste vetor estão diretamente relacionados com a instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede bem como

sistemas de gestão, os quais permitirão, entre outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede, efetuar processamento e exercer ações de controlo locais. Assim, os novos serviços não dependem apenas da instalação de dispositivos inteligentes, mas também da implementação de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

O investimento neste vetor contribuirá para o aumento do nível de monitorização da rede e permitirá o aparecimento de novos serviços que, expectavelmente, induzirão alterações nos consumos, contribuindo para uma gestão mais eficiente e otimizada dos mesmos e impactando na evolução da procura e da ponta na rede, o que por sua vez, poderá induzir em custos evitados pelo adiamento de outros investimentos (por exemplo, no reforço da rede).

Os desafios atuais do setor impõem uma resposta adequada do ORD, que viabilize a Transição Energética esperada e acompanhe a crescente dependência da economia na Rede Elétrica de Distribuição. Nesse sentido, é inevitável o aumento de investimento neste vetor.

A monetização do vetor Acesso a Novos Serviços permite concluir que os potenciais benefícios ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano 2021-2025.

O investimento previsto no vetor Acesso a Novos Serviços na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 28,8 M€, que corresponde um investimento médio anual de 5,8 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

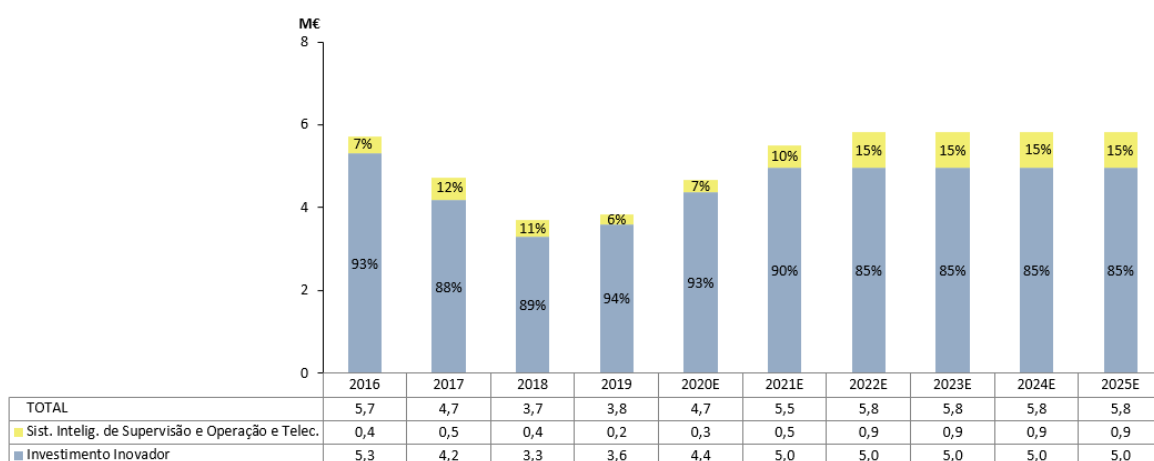


Figura 9: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2016-2025

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 7 conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

• Outros Investimentos

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás referidos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica designada por “Outros”.

São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

No que se refere à Promoção Ambiental, a EDP Distribuição tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias 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;
- Enterramento de linhas aéreas.

Para este último ponto existe um subprograma específico designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Em PDIRD-E anteriores este subprograma tinha como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. No PDIRD-E 2020 propõe-se estender este objetivo à rede AT, indo ao encontro dos novos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infraestruturas de linhas aéreas AT.

Por outro lado, mantém-se a preocupação acrescida com a Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível, prevendo-se um reforço de verba em relação ao PDIRD-E anterior, decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

Na rubrica Outros Investimentos o valor previsto na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 88,1 M€, que corresponde um investimento médio anual de 17,6 M€/ano. Na figura seguinte apresenta-se a sua evolução e desagregação por programa de investimento:

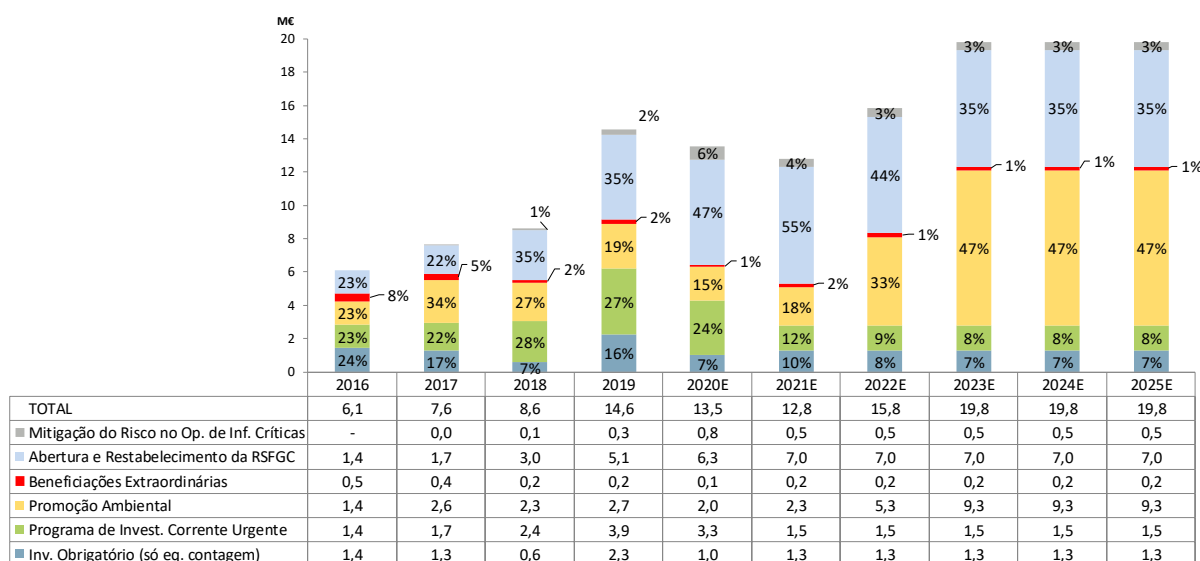


Figura 10: Investimento na rúbrica “Outros” 2016-2025

RENOVAÇÃO DE ATIVOS

Uma renovação adequada dos ativos de distribuição permite manter os níveis de fiabilidade da rede de distribuição, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento.

A base de ativos específica da RND que se encontra totalmente amortizada atinge os 33% do total da base de ativos específica (valores de 2018). Destacam-se os ativos de subestações, pela sua importância, em que 40% do total se encontra completamente amortizado.

A EDP Distribuição procede à monitorização do desempenho dos ativos mais críticos da RND – com destaque para os TP AT/MT, onde avalia ainda a respetiva probabilidade de falha no ano N e vida útil restante estimada.

Da avaliação da condição e criticidade dos ativos resulta a identificação de necessidades de renovação individual de ativos. Ao nível mais estratégico, a EDP Distribuição 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.

Ocorreu um esforço de investimento de expansão muito significativo no início da década de 1980, associado à eletrificação rural do território. Os ativos então constituídos irão ultrapassar os 40 anos durante o período de vigência do PDIRD-E 2020. 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 a renovação dos ativos de forma sustentável.

Para a generalidade dos ativos, o envelhecimento traduz-se numa degradação da condição e numa maior probabilidade de falha. A não substituição de ativos em fim de vida útil irá, assim,

resultar na ocorrência dessas falhas, originando a necessidade de proceder à renovação de ativos com carácter de urgência.

As necessidades de renovação foram avaliadas para as principais classes de ativos da RND. Assim, os investimentos associados à renovação de ativos serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para esta categoria, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

O montante global previsto para o conjunto destes programas em renovação de ativos no período 2021-2025 totaliza 392M€ para o PDIRD-E 2020.

O investimento proposto no PDIRD-E 2020 contempla, para a base de ativos analisada:

- a renovação de todos os ativos identificados com índice de criticidade inadmissível ao abrigo da metodologia utilizada de avaliação da condição;
- a substituição dos transformadores AT/MT cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2025 e, adicionalmente, a substituição de metade dos TP cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2026;
- a substituição de Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua (SACC) de forma a rejuvenescer 1 ano a sua idade média, tendo em conta a criticidade destes ativos;
- a manutenção da idade média dos Sistemas de Proteção Comando e Controlo (SPCC);
- envelhecimento de 1 ano na idade média da rede MT aérea, com a eliminação de todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima (Icc 1,5s) e a substituição de todos os troços de rede com condutores em cobre de secção 10 e 16 mm² e alumínio-aço 20mm²;
- relativamente à rede MT subterrânea, eliminar todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima (Icc 1,5s) e realizar no período 2021-2025 o subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias”.

RESILIÊNCIA DA REDE

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 à resiliência da rede.

A abordagem comum ou mais tradicional à resiliência está, normalmente, alinhada com a fiabilidade e segurança do setor. Recentemente existem outras abordagens das *utilities* à resiliência, considerando um contexto mais amplo que incluiu a proteção dos ativos, a segurança, o envolvimento da comunidade e os impactos operacionais.

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 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, e para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação.

A EDP Distribuição continuará a analisar e desenvolver este tema, alinhando com as melhores práticas e soluções de inovação, de modo a tê-las em conta nas decisões de planeamento e investimento a incorporar em futuros PDIRD-E.

No âmbito do PDIRD-E 2020 o tema da resiliência, para além do que mais se relaciona com a qualidade de serviço técnica e com a renovação de ativos, comporta ainda 2 tópicos, tendo em consideração o impacto estratégico e o aumento do investimento respetivo previsto neste Plano.

- **Gestão da Vegetação – impacto das linhas aéreas e a opção subterrâneo**

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 EDP Distribuição 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.

No presente Plano prevê-se um reforço do investimento associado ao estabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível (RSFGC) para 10M€/ano, aumentando o valor que já havia sido reforçado na versão final do anterior PDIRD-E 2018, decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

A EDP Distribuição foi das primeiras entidades a constituir a RSFGC, mas é hoje reconhecido, por vários estudos técnicos, que este investimento é ineficiente.

A opção de estabelecimento das redes elétricas em subterrâneo (em alternativa a linhas aéreas) para minimizar interrupções durante eventos climáticos extremos é, eminentemente, bastante mais onerosa, podendo implicar investimentos da ordem dos vários milhares de milhões de euros e um período de implementação de várias décadas. Para além da questão financeira esta decisão tem, também, outras implicações de cariz mais técnico e estrutural, nomeadamente no que se refere à adaptação da estrutura da rede de distribuição (emalhada e/ou radial) e às características e dimensionamento dos seus componentes. Como tal, influencia as decisões de planeamento a mais longo prazo e deverá ser amplamente analisada e avaliada previamente. A fase atual, em que se prevê no curto prazo a necessidade de substituição de um elevado volume de ativos de rede envelhecidos, poderá constituir uma oportunidade para avaliar este impacto e considerar essa alternativa.

O volume de investimento contemplado no PDIRD-E 2020 permite o estabelecimento de mais de 1500 km de rede subterrânea AT/MT. Pretende-se assim iniciar um caminho de

convergência com as congéneres europeias no que diz respeito ao rácio de extensão da rede subterrânea sobre a extensão da rede total. Ainda assim e tendo em consideração o peso atual da rede aérea na extensão total da rede (~82%), fica clara a distância ainda a percorrer. O investimento previsto no PDIRD-E 2020 em nova rede subterrânea é de 96 M€.

- **Tecnologias de comunicações e informação**

As tecnologias de comunicações e informação (TIC), associadas à evolução do telecontrolo, automação e gestão de equipas que teve lugar nos últimos 30 anos, com significativo impacto na melhoria da eficiência e da qualidade de serviço da RND, são agora também centrais à transição energética e às redes inteligentes, viabilizando as condições tecnológicas necessárias aos novos modos de negócio e de operação do Sistema Elétrico.

A exploração da RND depende hoje fortemente da disponibilidade de um conjunto de aplicações especializadas e críticas que implicitamente incorporam e utilizam infraestruturas de computação, de acondicionamento e alimentação (*Data Centers*), de comunicações e de cibersegurança.

A falência destas aplicações e infraestruturas, que consubstanciam uma plataforma digital de suporte à exploração da RND, remetem a RND para um estado de contingência, comprometendo significativamente a segurança, a qualidade e a garantia do abastecimento.

A EDP Distribuição promove um importante e criterioso investimento nas infraestruturas e serviços digitais, privados e adquiridos em mercado, disponibilizando à RND ambientes funcionais, com performance e resiliência diferenciados, de melhor resposta à missão crítica do fornecimento de um serviço essencial.

A importância da eletricidade na economia e sociedade a par da sua maior exposição digital, acarretam também um crescente risco ciber-físico, exigindo-se conseqüentemente uma proteção e gestão de risco, traduzidos numa abordagem holística, da conceção à operação, que procura assegurar níveis adequados de prevenção, mitigação, deteção e de resposta a eventuais incidentes e impactos.

É neste contexto que a EDP Distribuição incorpora a resiliência na sua estratégia de desenvolvimento da plataforma digital da RND.

A proposta do PDIRD-E 2020 prevê o reforço dos sistemas de gestão e operação da rede, bem como da infraestrutura de comunicações. Adicionalmente implementar-se-ão medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico da organização e o desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a ataques cibernéticos. O investimento previsto em Sistemas e Segurança da Rede no PDIRD-E 2020 é de 35 M€.

REDE INTELIGENTE

As redes inteligentes respondem aos desafios colocados pelo desenvolvimento de mercados internos de energia, melhorando a disponibilização de informação aos consumidores, sendo fundamentais para o desenvolvimento de novos serviços de energia aos consumidores, para a promoção de eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa e ainda para o aumento da eficiência na gestão e operação de redes. Facilitam a integração de situações emergentes associadas ao setor energético, como a produção distribuída ou o carregamento de veículos elétricos (por exemplo). Os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

O conceito de “rede inteligente” configura-se como a capacidade de a rede elétrica integrar, de forma eficiente, comportamentos e ações de todos os recursos a ela ligados, contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com perdas reduzidas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.

A EDP Distribuição tem em curso, no âmbito do Inovgrid 2030, a implementação de um *roadmap* tecnológico com o intuito de coordenar o esforço de inovação e integração de todas as tecnologias afetas ao desenvolvimento das redes inteligentes. Considera-se, genericamente, como investimentos em redes inteligentes os projetos de investimento que se enquadram em 4 categorias: Sensorização e Monitorização, Automação e Telegestão, Comunicações e Cibersegurança e Processamento e Análise de Dados.

O investimento em rede inteligente proposto no PDIRD-E 2020, no total de 122,3 M€ no período 2012-2025 (investimento médio anual de ~25M€, correspondendo a um incremento de cerca de 25% em relação ao previsto no PDIRD-E anterior), procura assegurar o desenvolvimento adequado do paradigma das redes inteligentes na rede de distribuição, considerado essencial pela EDP Distribuição como resposta aos desafios atuais do setor. No Plano proposto considerou-se um nível de investimento em rede inteligente constante ao longo do período respetivo, reservando-se para a revisão do próximo PDIRD-E um eventual aumento das necessidades para o período seguinte.

De facto, a estratégia preconizada está alinhada com as melhores práticas europeias num contexto de transição energética onde o papel dos operadores de rede de distribuição tem vindo a ser cada vez mais central, pelo que a EDP Distribuição necessita de garantir passos sólidos na sua transformação digital, evoluindo os indicadores de maturidade digital de modo a dar um importante contributo para que as metas propostas, quer a nível europeu, quer a nível nacional, sejam atingidas.

ANÁLISE DE RISCO

Para avaliar o risco associado a este plano de investimentos foi efetuada uma análise que, para além de avaliar os riscos associados ao não cumprimento dos objetivos globais do Plano,

avalia ainda o risco associado ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores 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.

Esta análise permitiu concluir que, atendendo aos riscos identificados e ao respetivo tratamento, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD-E 2020 é tolerável. O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco que não são controláveis. No entanto, o risco residual associado a este vetor é tolerável.

A análise de risco efetuada pressupõe a aprovação e execução do presente plano de investimento.

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 2021-2025.

O investimento total a realizar pela EDP Distribuição 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 Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2021-2025 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico, acrescido dos encargos totais.

- **Investimento Específico**

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

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 estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

Investimento de Iniciativa da Empresa – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

O Investimento Específico a realizar no Plano resulta da agregação destas duas componentes.

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.

O expectável aumento da produção distribuída nos próximos anos faz com que se seja essencial, nas análises efetuadas, considerar não só a evolução prevista dos consumos mas também da produção, para o correto dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado de consumo e de produção, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos, com melhoria da eficiência da rede.

Destas análises pode concluir-se pela necessidade de criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2020, um nível de investimento superior e crescente ao longo dos anos face à média dos últimos 3 anos, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 96,0M€ em 2021-2022 e 125,3M€ em 2023-2025 conforme apresentado na figura seguinte:

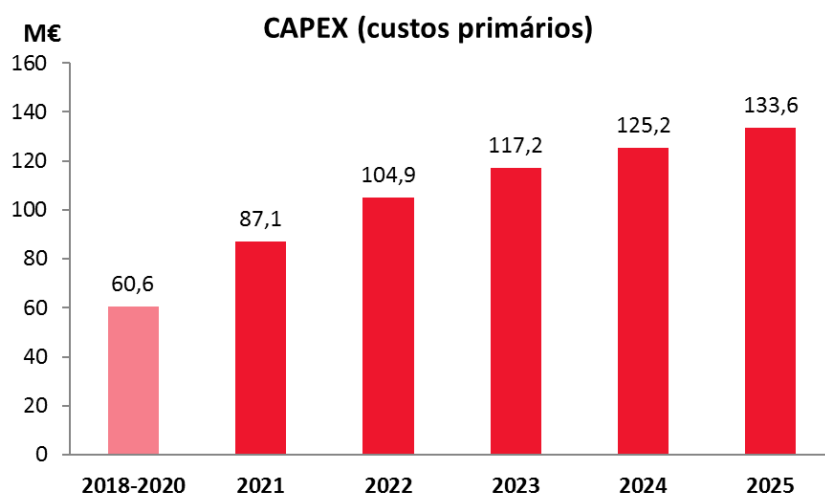


Figura 11: Evolução do investimento médio na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual a realizar no período 2021-2025

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem dos valores de médios anuais de 2,1M€/TWh em 2021-2022 para 2,6M€/TWh em 2023-2025, conforme figura seguinte:

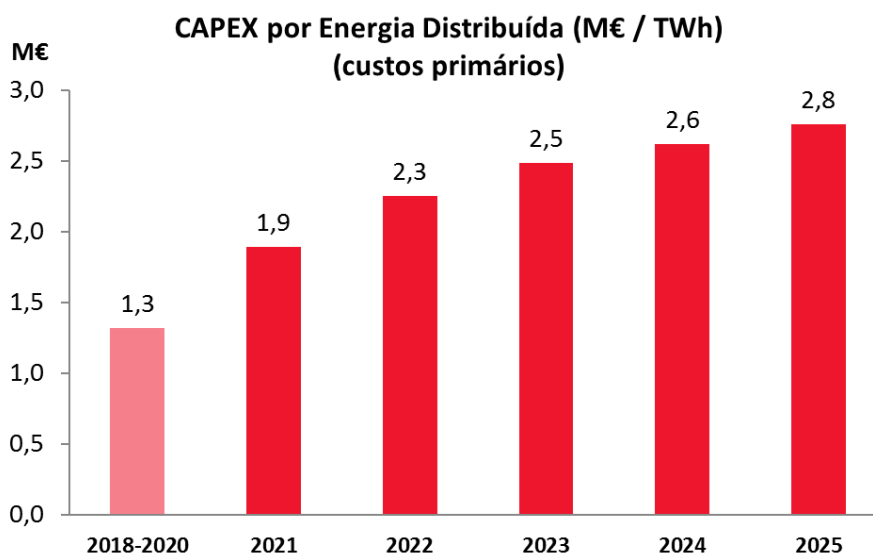


Figura 12: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2021-2025

Na figura seguinte apresenta-se o investimento médio por vetor de investimento e por período.

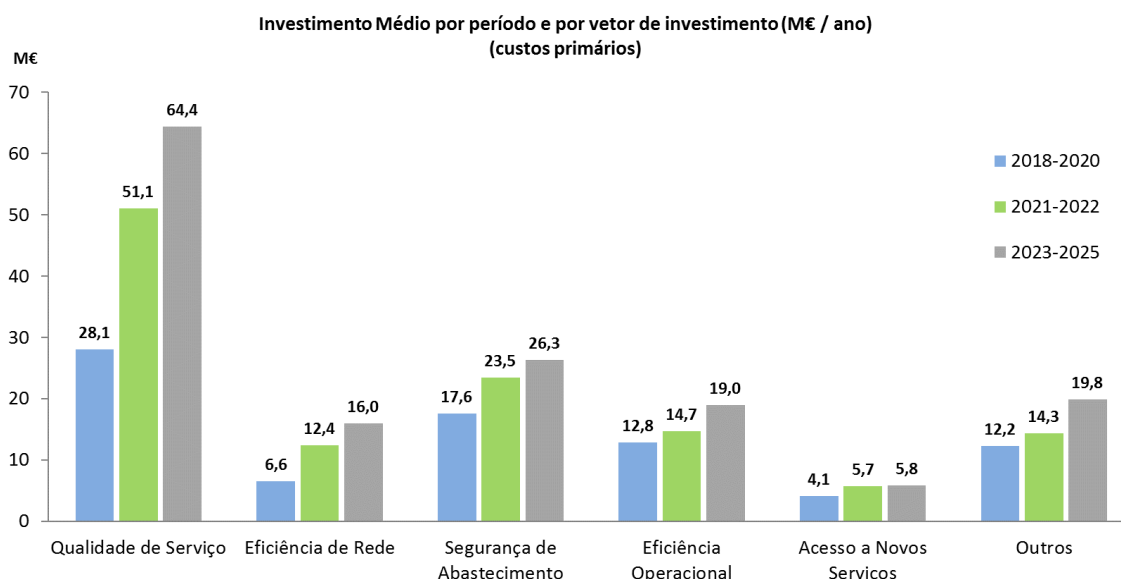


Figura 13: Investimento médio por período e por vetor de investimento

Analisando o investimento previsto no Plano 2021-2025 por vetor de investimento, comparativamente aos três anos anteriores, verifica-se um aumento no vetor Qualidade de Serviço Técnica. Tal deverá refletir-se numa melhoria da QST global esperada em relação ao valor de referência de 77,6 minutos (-3,39 minutos, e para um grau de confiança de 50%) conseguida pela recuperação em zonas C de qualidade de serviço, mantendo a QST esperada nas zonas A e B de qualidade de serviço e reduzindo as assimetrias entre regiões, melhorando assim as zonas pior servidas e mantendo nas melhor servidas. A realização média deste vetor nos últimos 3 anos foi impactada pela baixa realização do investimento de iniciativa da empresa.

Para este objetivo de melhoria da QST contribui, também, o forte aumento do investimento em renovação e reabilitação de ativos, através da substituição dos equipamentos críticos obsoletos ou que atingem o fim da sua vida útil, reduzindo assim o potencial de falhas dos mesmos.

Para além do crescimento esperado dos consumos é expectável um aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis. Este previsível aumento levou à necessidade de elaboração de um plano específico para o aumento da capacidade de receção da RND. Estes aumentos refletem-se num aumento do investimento no vetor Segurança de Abastecimento previsto no Plano para o período 2021-2025.

O incremento significativo da produção distribuída previsto nos próximos anos, alinhado com os objetivos definidos no PNEC 2030, terá um impacto negativo nos níveis de perdas da RND. Assim, prevê-se neste Plano um aumento do investimento no vetor eficiência de rede, de modo a manter as perdas técnicas da RND em níveis que se consideram adequados e compensando o efeito penalizador do aumento previsto da procura e do aumento da produção distribuída. Também, o estabelecimento de novas ligações para resposta aos crescentes pedidos de ligação à rede e o aumento significativo de investimento previsto em renovação de ativos, influenciam os valores no vetor Eficiência da Rede para os próximos anos.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se um aumento do investimento no período deste Plano, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais, através do investimento em automação e modernização dos sistemas. O aumento gradual do investimento neste vetor é também influenciado pela verba prevista para a renovação e reabilitação de ativos, sistemas inteligentes e telecomunicações, que aumentarão a resiliência dos mesmos ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

O vetor Acesso a Novos Serviços mantém um valor sensivelmente constante ao longo do período 2021-2025, sendo essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente.

Existem, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos para o Plano, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamento de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2020, dá uma resposta adequada:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista e ao aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis, repondo a capacidade de receção desta nova produção na RND;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, melhorando a qualidade de serviço técnica global esperada;
- Às necessidades significativas de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar a melhoria dos níveis de qualidade de serviço, reduzindo o potencial de falhas através da sua substituição ou reabilitação;
- À necessidade de aumento da resiliência da rede, preparando-a contra fenómenos climatéricos extremos e assegurando proteção ciber-física;
- À manutenção das perdas técnicas na rede em níveis adequados, tendo em conta o efeito penalizador da penetração de produção distribuída na RND prevista nos próximos anos;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

- **Investimento Não Específico**

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rubricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT, contemplados neste Plano para 2021-2025, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

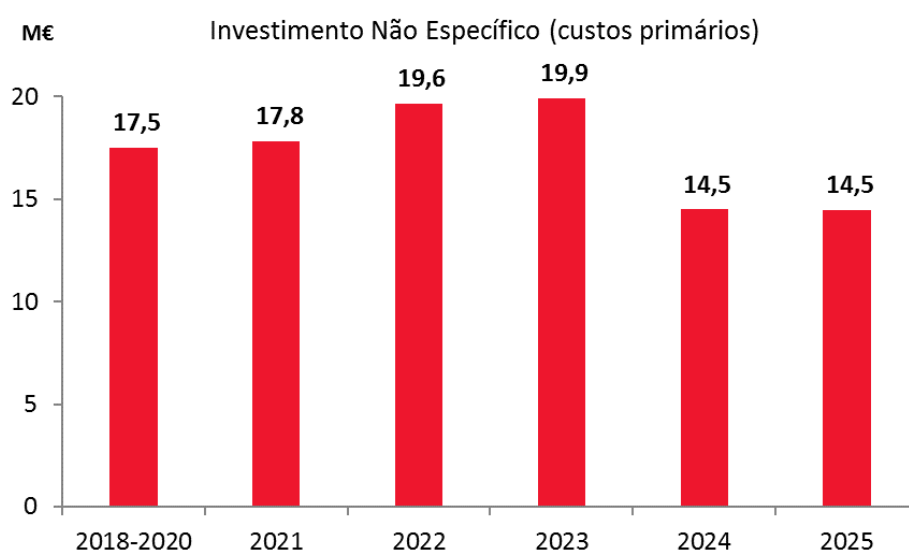


Figura 14: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2018-2020) correspondem a 17,5M€, estimando-se a manutenção dos valores médios anuais no período total do presente Plano 2021-2025.

Destaca-se um maior esforço de investimento nos 3 primeiros anos do Plano 2021-2025, relacionado com a implementação do *roadmap* tecnológico, metodologia *agile* no desenvolvimento de produtos informáticos, aceleração digital, renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

- **Encargos**

Na EDP Distribuição, os Encargos de Investimento Capitalizáveis assumem três naturezas:

- I. Encargos capitalizáveis diretos: encargos resultantes de atividades que contribuem diretamente para a realização física da obra;

- II. Encargos capitalizáveis transversais: encargos relativos às atividades transversais, que não concorrem no imediato para a realização física da obra;
- III. Encargos financeiros: despesas incorridas com juros no financiamento de obras em curso.

Estão considerados no Plano 2021-2025 os seguintes encargos (M€):

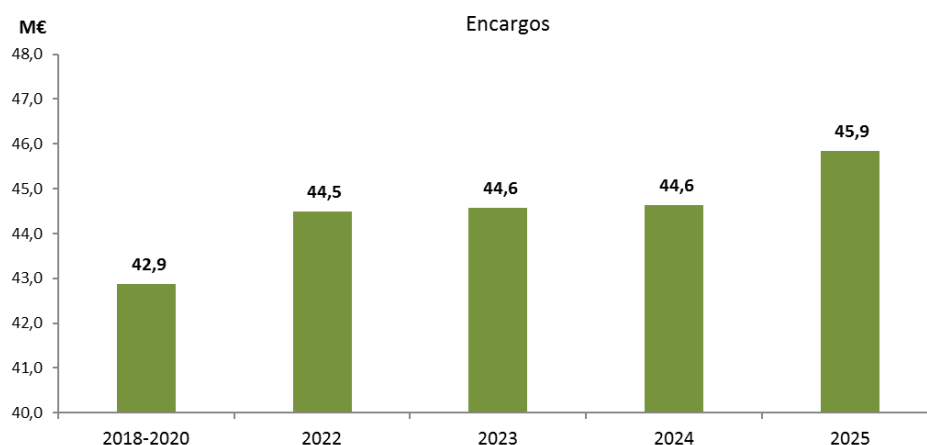


Figura 15: Evolução dos encargos (M€)

Estima-se ainda um ligeiro aumento dos encargos capitalizáveis de investimento relativamente ao período anterior, essencialmente devido ao aumento dos volumes de investimento previstos para os próximos anos, face ao passado recente.

• Investimento Total

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.

Para o Plano 2021-2025, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na seguinte os valores totais de investimento proposto para este PDIRD-E 2020:

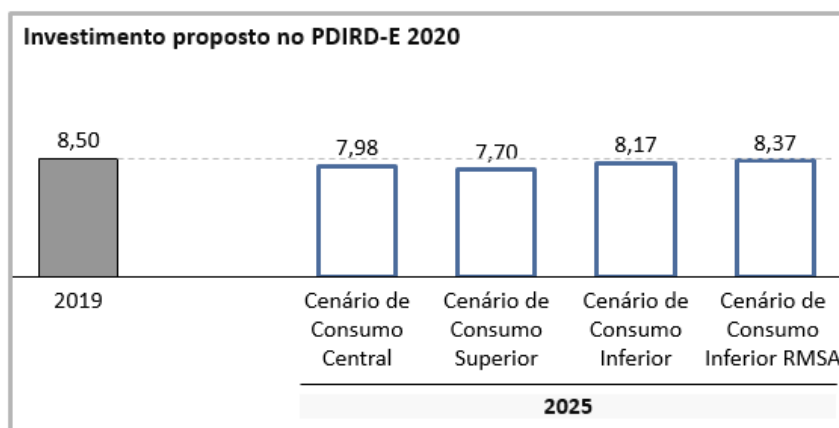
Tabela 1 : Investimento Total a custos totais (M€)

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2021-25					Total
	2018-2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Investimento Custos Primários	98,9	130,3	150,5	163,1	165,6	174,1	783,5
Investimento Específico	81,4	112,4	130,8	143,1	151,1	159,6	697,1
Investimento Não Específico	17,5	17,8	19,6	19,9	14,5	14,5	86,3
Encargos Diretos	35,0	37,0	36,9	36,3	36,3	37,4	183,8
Investimento Específico	30,2	34,3	34,2	33,4	33,4	34,4	169,7
Investimento Não Específico	4,8	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9	14,1
Encargos Transversais	6,0	6,4	6,4	6,3	6,3	6,4	31,7
Investimento Específico	5,2	5,9	5,9	5,8	5,8	5,9	29,3
Investimento Não Específico	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,4
Encargos Financeiros	1,9	1,4	1,3	2,0	2,0	2,0	8,8
Investimento Específico	1,5	1,1	1,0	1,7	1,7	1,7	7,3
Investimento Não Específico	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	1,4
Investimento Custos Totais	141,7	175,0	195,0	207,6	210,3	219,9	1 007,8
Investimento Específico	118,3	153,8	172,0	184,0	192,0	201,7	903,5
Investimento Não Específico	23,4	21,2	23,0	23,6	18,2	18,2	104,3

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA TARIFA

A variação dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o período do PDIRD-E 2020. Assim, e para o horizonte deste Plano 2021-2025, foi realizada uma análise de sensibilidade (a preços reais) às variações dos cenários de consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da tarifa no final do período do Plano. Os resultados são apresentados na figura seguinte:

Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2025 para os diferentes cenários de consumo*
Euros/MWh



* Exclui-se apenas, em 2019, os outros custos não sujeitos a metas de eficiência. Em 2025, considera-se o RoR real de 2019 (5,13%)

Figura 16: Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2025 para os diferentes cenários de consumo

Considerando o investimento previsto na Proposta do PDIRD-E 2020, em nenhum dos cenários de consumo considerados se verifica um aumento dos proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE.

Conclui-se que o presente plano de investimentos, no cenário proposto, assegura a eficiência do investimento, a concretização dos objetivos definidos com um nível de risco tolerável, garantindo que, mesmo para o cenário mais pessimista de crescimento de consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa.

Página em branco

PDIRD-E 2020 (2021-2025)

versão julho

Página em branco

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E.....	23
1.1	Enquadramento Legislativo.....	23
1.2	Observação das medidas de política energética.....	25
1.3	<i>Benchmarking</i> sobre racionais e níveis de investimento.....	27
1.4	Impacto na Economia e no Emprego	31
1.5	Conteúdo.....	33
2	PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	35
2.1	Princípios básicos	35
2.1.1	Exigências regulamentares.....	35
2.1.2	Restrições técnicas	35
2.1.3	Avaliação técnico-económica.....	37
2.1.3.1	Introdução.....	37
2.1.3.2	Cálculo Técnico das Perdas	39
2.1.3.3	Cálculo Técnico da Energia Não Distribuída (END).....	40
2.1.3.4	Cálculo dos Indicadores de Continuidade de Serviço (SAIDI, SAIFI, MAIFI).....	41
2.1.3.5	Cálculo de outros parâmetros de avaliação de projetos de investimento.....	41
2.1.4	Avaliação da Condição e Risco	42
2.1.4.1	Introdução.....	42
2.1.4.2	Determinação da Condição.....	43
2.1.4.3	Determinação da Consequência da Falha	43
2.1.4.4	Determinação do Risco	44
2.2	Critérios de Seleção de Investimentos.....	44
2.3	Análise de Risco.....	45
2.3.1	Análise de Risco de Projetos de Investimento	46
2.3.2	Avaliação do Risco Associado à Falha de Elementos da Rede.....	47
3	ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND	49
3.1	Investimento Específico	50
3.1.1	Vetores de Investimento	51
3.1.1.1	Segurança de Abastecimento	53
3.1.1.2	Qualidade de Serviço Técnica	60
3.1.1.2.1	Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST.....	61
3.1.1.2.2	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND.....	65
3.1.1.3	Eficiência da Rede	74
3.1.1.4	Eficiência Operacional.....	78

3.1.1.5	Acesso a Novos Serviços	81
3.1.1.6	Outros Investimentos	84
3.1.2	Programas de Investimento	86
3.1.2.1	Descrição dos Programas de Investimento	86
3.1.2.2	Drivers para Atribuição dos Programas de Investimento aos Projetos.....	95
3.2	Renovação de ativos.....	98
3.2.1	Descrição geral	98
3.2.2	Análise de Sensibilidade ao Investimento previsto no PDIRD-E 2020	103
3.3	Resiliência da Rede.....	105
3.3.1	Descrição geral	105
3.3.2	Análise de Sensibilidade ao Investimento previsto no PDIRD-E 2020	110
3.4	Rede Inteligente	112
3.4.1	Descrição geral	112
3.4.2	Análise de Sensibilidade ao Investimento previsto no PDIRD-E 2020	115
3.5	Investimento não Específico	116
4	PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA	119
4.1	Pontos de Entrega da RNT.....	119
4.2	Ligação de Produção Distribuída.....	120
4.2.1	Situação em dezembro 2019.....	120
4.2.2	Processos em curso e comprometidos.....	121
4.2.3	Acompanhamento da Evolução das Expectativas Ligação de Nova Produção Distribuída a Nível Local.....	122
5	EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS.....	125
5.1	Previsão da procura de eletricidade (EDP).....	125
5.2	Comparação com as Projeções do RMSA do SEN	125
5.3	Histórico de Evolução dos Consumos	128
5.4	Histórico de Evolução das Cargas.....	131
5.5	Previsão de Consumos e pontas	132
5.5.1	Cenário de Evolução dos Consumos.....	132
5.5.2	Cenário de Evolução das Pontas.....	133
5.5.3	Análise de Sensibilidade à Ponta de Subestações.....	134
5.5.4	Caracterização das Cargas nas Subestações de Distribuição	134
5.5.5	Focos de Desenvolvimento de Cargas.....	135
6	QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE	137
6.1	Introdução	137

6.2	Justificação da não necessidade de Avaliação Ambiental estratégica do PDIRD-E 2020	138
6.3	Avaliação Ambiental Prévia da carteira de Projetos do PDIRD-E 2020	140
7	ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2020.....	143
7.1	Análise de risco de não cumprir os objectivos do PDIRD-E	143
7.1.1	Segurança de Abastecimento.....	144
7.1.2	Qualidade de Serviço Técnica.....	146
7.1.3	Eficiência da Rede.....	148
7.1.4	Eficiência Operacional	150
7.1.5	Acesso a Novos Serviços.....	151
7.1.6	Conclusão	151
7.2	Análise de risco de projectos e portfólios de investimento.....	153
7.2.1	Análise de Risco de Projetos de Investimento	153
7.2.2	Análise de Risco de Conjuntos de Projetos de Investimento	153
8	CARACTERIZAÇÃO DA RND	155
8.1	Elementos Constituintes da Rede e Suas Características	155
8.2	Investimentos a Realizar na Rede	156
8.2.1	Ligação de Instalações de Consumo e de Centros Eletroprodutores.....	156
8.2.2	Ligação à RNT	157
8.2.3	Desenvolvimento da RND.....	158
8.3	Situação prevista em 2020 e após a conclusão plano.....	158
8.3.1	Utilização da rede AT.....	162
8.3.2	Utilização da potência instalada nas subestações AT/MT	163
8.3.3	Caracterização da rede MT.....	164
8.3.4	Potências de curto-circuito	165
8.3.5	Verificação da satisfação dos padrões de segurança para planeamento	166
8.3.5.1	Ligação de Clientes.....	166
8.3.5.2	Reserva N-1	166
8.3.5.3	Variações de Tensão	167
9	PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2021-2025	173
9.1	Investimento Específico	174
9.1.1	Investimento Obrigatório	175
9.1.2	Investimento de Iniciativa da Empresa	178
9.2	Investimento não Específico	180
9.3	Plano de Investimento 2021-2025	181
9.4	Avaliação do Impacto da Tarifa	187



ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A – Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027

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
31.12.2020

Anexo B.1.1.2 – Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT
31.12.2025

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 31.12.2020

Anexo B.1.2.2 – Grau de utilização das infraestruturas na Rede de distribuição AT e Subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.3 – Caracterização das subestações AT/MT

Anexo B.1.3.1 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2020

Anexo B.1.3.2 – Caracterização das subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.1.4 – Caracterização da rede AT

Anexo B.1.4.1 – Caracterização da rede AT 31.12.2020

Anexo B.1.4.2 – Caracterização da rede AT 31.12.2025

Anexo B.2 – Caracterização da Rede MT

Anexo B.2.1 – Caracterização da rede MT 31.12.2020

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
31.12.2020

Anexo B.2.2.2 – Reserva N-1 às capitais de distrito em caso de indisponibilidade total do barramento MT das subestações AT/MT
31.12.2025

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
31.12.2020

Anexo B.3.1.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 – Tabela

Anexo B.3.1.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.1.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2020 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

Anexo B.3.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025

Anexo B.3.2.1 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Tabela

Anexo B.3.2.2 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede AT

Anexo B.3.2.3 – Capacidade de receção de produção nas subestações AT/MT 31.12.2025 – Mapa Capacidade Receção Disponível Rede MT

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

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

Anexo E – Lista Ordenada dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020 e Programação Anual (por ordem de prioridade nos vetores de investimento)

Anexo F – Resumo dos Investimentos Específicos

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

Anexo F.2 – Lista dos Investimentos Específicos incluídos no PDIRD-E 2020

Anexo F.3 – Lista dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2018 e não incluídos no PDIRD-E 2020

Anexo F.4 – Fichas dos Investimentos Específicos previstos no PDIRD-E 2018 e não incluídos no PDIRD-E 2020

Anexo G – Resumo dos Investimentos Não Específicos

Anexo H – Estudos de fundamentação (Sumários Executivos)

Anexo H.1 – Avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 na economia portuguesa

Anexo H.2 – Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios

Anexo H.3 – Análise da Quantidade de Transformadores AT/MT a Manter em Reserva Operacional no Horizonte do PDIRD-E 2020

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

Anexo H.5 – PATH - Predicting Transformer Health (Atualização)

Anexo H.6 – Renovação de Ativos AT e MT - Sistemas de Alimentação em Corrente contínua (SACC)

Anexo H.7 – Projeto Piloto do Louriçal – Relatório de Implementação e Resultados

Anexo I – Melhorias e alterações introduzidas na presente proposta de PDIRD-E 2020 face ao PDIRD-E 2018 e às recomendações e comentários emitidos pela ERSE em sede de consulta pública ao PDIRD-E 2018

Anexo J – Balanço intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E

Anexo K – Relatório de Avaliação Ambiental Prévia



ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1	37
Tabela 3.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento	52
Tabela 3.2 : Transformadores de potência a adquirir.....	56
Tabela 3.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2015 a 2019	62
Tabela 3.4: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2015-2019.	64
Tabela 3.5: Impacto anual dos investimentos no vetor qualidade técnica de serviço da rede na redução de END (GWh)	73
Tabela 3.6: Impacto anual dos investimentos no vetor eficiência da rede na redução de perdas AT e MT (GWh).....	78
Tabela 3.7: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento...	98
Tabela 3.8. Contributo dos Programas de Investimento para Renovação da RND	102
Tabela 3.9. Investida em renovação de ativos (M€) – PDIRD-E 2020	103
Tabela 3.10: Programas com investimentos em redes inteligentes.....	115
Tabela 3.11: Investimento considerado em rede inteligente no período 2021-2025.....	115
Tabela 3.12: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2018 vs. PDIRD-E 2020.....	117
Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA	127
Tabela 5.2. Previsão de Consumos Globais.....	133
Tabela 5.3: Previsão de Consumos (MAT+AT)	133
Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)	133
Tabela 6.1: Opções estratégicas – Descrição	139
Tabela 6.2: Critérios A	140
Tabela 6.3: Critérios B	140
Tabela 6.4: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2020.....	141
Tabela 7.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento	152
Tabela 8.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2020.....	159
Tabela 8.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2025	160
Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2020 e 31.12.2025.....	162
Tabela 8.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2020 e 31.12.2025.....	163
Tabela 8.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica	164
Tabela 8.6: Caracterização da Rede MT em 31.12.2020.....	164
Tabela 8.7 .: Monitorização da QEE em subestações AT/MT, 2018-2019.....	168
Tabela 8.8: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2018	169
Tabela 8.9: N.º médio anual de cavas de tensão por barramento MT monitorizado, em 2019	170
Tabela 8.10: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2018	170
Tabela 8.11: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2019	170
Tabela 9.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2021-2025.....	177
Tabela 9.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2021-2025, por Programa de Investimento.....	179

Tabela 9.3: Investimento não específico AT/MT por rúbrica (M€).....	180
Tabela 9.4: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2021-2025	181
Tabela 9.5 Investimento Total a custos totais (M€).....	186
Tabela 9.6 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€)	187

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura.....	59
Figura 3.2: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2016-2025	60
Figura 3.3: Evolução do indicador SAIDI MT, 2015-2019	63
Figura 3.4: Evolução do indicador TIEPI MT, 2015-2019	64
Figura 3.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2014-2018 e previsão 2019-2026.....	67
Figura 3.6: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS	68
Figura 3.7: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST.....	69
Figura 3.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025	70
Figura 3.9: Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].	75
Figura 3.10: Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER.	76
Figura 3.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2016-2025	77
Figura 3.12: Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em Eficiência Operacional	79
Figura 3.13: Emissões de CO2 evitadas decorrentes do investimento em Eficiência Operacional	80
Figura 3.14: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2016-2025.....	81
Figura 3.15: Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS.	83
Figura 3.16: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2016-2025	84
Figura 3.17: Investimento na rubrica “Outros” 2016-2025	85
Figura 3.18: Ano de Construção dos TP AT/MT em Exploração	99
Figura 3.19: Ilustrativo – relação entre saúde e probabilidade de falha (fonte: “DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY”)	100
Figura 3.20: CEER Benchmarking Report 6.1 – Continuity of Electricity and Gas supply 26-07-2018.....	111
Figura 4.1: Evolução da PRE ligada na RND.....	121
Figura 4.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida	122
Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão EDP).	125
Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)	126
Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA.....	127
Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2016-2019.....	128
Figura 5.5: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2019	129
Figura 5.6: Distribuição de consumos por setor, ano 2019	129
Figura 5.7: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2019.	130
Figura 5.8: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2016-2019	131
Figura 5.9: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2016-2019.....	132
Figura 5.10: Evolução prevista para a ponta síncrona da EDP Distribuição, 2020-2027	134
Figura 7.1 : Evolução do risco com o número de projetos iguais	154
Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2020-2025	161

Figura 8.2: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2018-2019 169

Figura 9.1. : Evolução dos Encargos 174

Figura 9.2: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2018-2025..... 176

Figura 9.3: Participações financeiras, 2018-2025..... 177

Figura 9.4: Evolução do investimento médio na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual a realizar no período 2021-2025..... 182

Figura 9.5: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2021-2025 182

Figura 9.6: Investimento médio por período e por vetor de investimento..... 183

Figura 9.7: Investimento não específico a custos primários (M€) 185

Figura 9.8 Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2025 para os diferentes cenários de consumo 188

ÍNDICE DE ABREVIATURAS E DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AA – Área de Átivos
- b) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV);
- c) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV);
- d) BTE – Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – superior a 41,4kVA;
- e) BTN – Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a seguinte potência contratada): Portugal continental – inferior ou igual 41,4kVA;
- f) CAPEX (*Capital Expenditure*) – Investimento líquido de participações financeiras;
- g) DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia;
- h) DTC – *Distribution Transformer Controller*;
- i) EB – EDP Box;
- j) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;
- 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) ORD – Operador da Rede de Distribuição (rede nacional de distribuição em AT e MT);
- o) ORT – Operador da Rede de Transporte (rede nacional de transporte em MAT);
- p) PC – Posto de Corte (posto que permite estabelecer ou interromper linhas elétricas por meio de aparelhagem de corte e seccionamento);
- q) 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;
- r) PdE – Ponto de Entrega;
- s) PRE – Produtor em Regime Especial;
- t) PS – Posto de Seccionamento (posto que permite estabelecer ou interromper, em vazio, linhas elétricas por meio de seccionadores);
- u) PT – Posto de Transformação (posto destinado à transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos cujo secundário é de baixa tensão);
- v) RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- w) 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);

- x) RDBT – Rede de Distribuição de Eletricidade em baixa tensão;
- y) RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta tensão e média tensão;
- z) RNT – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;
- aa) RQS – Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural;
- bb) RRC – Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico;
- cc) RRD – Regulamento da Rede de Distribuição;
- dd) RRT – Regulamento da Rede de Transporte;
- ee) RT – Regulamento Tarifário do Setor Elétrico;
- ff) 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);
- gg) SEN – Sistema Elétrico Nacional (conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 29/2006 no território nacional);
- hh) SPCC – Sistema de Proteção Comando e Proteção;
- ii) TIC – Tecnologias de Informação de Comunicação;
- jj) ZEC – Zona Especial de Conservação;
- kk) 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, cogedor, comercializador, comercializador de último recurso, agente comercial, cliente ou entidade abastecida por cogedor, 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 terminos de linhas de transmissão de energia;
- d) Capacidade da rede – potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede;
- e) Capacidade de interligação – potência máxima admissível em regime contínuo que pode transitar na interligação em cada um dos sentidos;
- f) Carga – valor, num dado instante, da potência ativa fornecida em qualquer ponto de um sistema, determinada por uma medida instantânea ou por uma média obtida pela

integração da potência, durante um determinado intervalo de tempo. A carga pode referir -se a um consumidor, a um aparelho, a uma linha, ou a uma rede;

- g) Carga natural – é a potência necessária para satisfazer as cargas da área de influência da subestação, em MVA;
- h) Caso fortuito ou de força maior – consideram -se casos fortuitos ou de força maior os que resultam da ocorrência de guerra, alteração da ordem pública, incêndio, terramoto, inundação, vento de intensidade 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) Cogrador – 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 defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais;
- t) Distorção harmónica – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares;
- u) Distribuição – veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega ao cliente, excluindo a comercialização;
- v) Duração média das interrupções do sistema (SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*) – quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- w) Energia não distribuída (END) – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- x) Energia não fornecida (ENF) – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo;
- y) Entidade ligada à RND – entidade ORT, produtores e consumidores cujas instalações estão ligadas fisicamente à RND;
- z) Entrega de energia elétrica – alimentação física de energia elétrica;
- aa) Fator de Potência – relação entre a potência ativa e a potência aparente de uma carga, instalação, rede ou grupo gerador;
- bb) Fontes de energia renováveis – as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás;
- cc) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica a qualquer entidade que é cliente de um comercializador;
- dd) Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*) – quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período;
- ee) Gestão da Procura (DSM) – consiste na execução de medidas de incentivo aos consumidores que levem estes a modificar os seus níveis e padrões de consumo;
- ff) Incidente – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da

- rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede;
- gg) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”;
 - hh) Indisponibilidade – situação em que um grupo gerador, linha, transformador, painel, barramento, equipamentos e aparelhos não se encontram aptos a responder, em exploração, às solicitações, de acordo com as suas características técnicas e parâmetros considerados válidos;
 - ii) Instalação – conjunto de equipamentos que fazem parte de uma subestação, de um posto de seccionamento ou de corte, de um posto de transformação ou de uma linha;
 - jj) Instalação elétrica – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica;
 - kk) Instalação partilhada – instalação elétrica em que os seus equipamentos ou sistemas pertencem a mais de uma entidade, podendo eventualmente ser utilizados em comum;
 - ll) Instalação de produção – instalação que converte em energia elétrica outra forma de energia, renovável, não renovável ou o processo de co -geração, compreendendo o conjunto dos equipamentos associados e o(s) edifício(s) que os abrigam, bem como os transformadores principais e os transformadores auxiliares;
 - mm) Interligação – ligação por uma ou várias linhas entre duas ou mais redes;
 - nn) Interrupção acidental – interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
 - oo) Interrupção breve – interrupção com uma duração igual ou inferior a três minutos;
 - pp) Interrupção do fornecimento ou da entrega – situação em que o valor eficaz da tensão de alimentação no ponto de entrega é inferior a 1% da tensão declarada U_c , nas fases, dando origem a cortes de consumo nos clientes;
 - qq) Interrupção longa – interrupção com uma duração superior a três minutos;
 - rr) Interrupção prevista – interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
 - ss) Operador da rede de distribuição – entidade concessionária da RND ou de redes de BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade;

- tt) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases da Concessão e do respetivo contrato;
- uu) Padrão individual de qualidade de serviço – nível mínimo de qualidade de serviço, associado a uma determinada vertente técnica ou do relacionamento comercial, que deverá ser assegurado pelas entidades do SEN no relacionamento com cada um dos seus clientes;
- vv) Perdas – diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo;
- ww) Período horário – intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço;
- xx) Ponta máxima - Ponta máxima assíncrona em situação normal de exploração e considerando a produção dos PRE ligados à rede MT;
- yy) Ponto de entrega (PdE) – ponto da rede onde se faz a entrega ou receção de energia elétrica à instalação do cliente, produtor ou outra rede;
- zz) Ponto de interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede;
- aaa) Ponto de ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada;
- bbb) Potência garantida – é a potência que a subestação pode satisfazer no caso de se avariar o maior transformador e tem em conta a possibilidade de recurso pela média tensão, se existir, em MVA (situação de contingência N-1);
- ccc) Potência de ligação disponível – é a parte da "potência garantida" que excede a "carga natural", em MVA (representa a carga natural passível de ser alimentada, acima da carga natural existente);
- ddd) Potência nominal – potência máxima que pode ser obtida, em regime contínuo, nas condições geralmente definidas na especificação do fabricante e em condições climáticas precisas;
- eee) Produção distribuída – a produção de eletricidade oriunda de centros eletroprodutores ligados à rede de distribuição;
- fff) Produção em regime especial – a produção de eletricidade tal como definida no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006;
- ggg) Produtor – a pessoa singular ou coletiva que produz eletricidade;
- hhh) Receção de energia elétrica – entrada física de energia elétrica;

- iii) 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;
- jjj) Rede de distribuição – designação genérica que abrange a RND e as RDBT;
- kkk) 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;
- III) Telecomando – comando desencadeado por um emissor remoto;
- mmm) 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;
- nnn) 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;
- ooo) 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;
- ppp) Tensão de alimentação – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo;
- qqq) 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 ;
- rrr) 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;
- sss) 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;
- ttt) 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;

uuu) Tremulação (flicker) – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo;

vvv) Uso das redes – utilização das redes e instalações nos termos do RARI;

www) Utilização da Potência Instalada – Relação entre a ponta máxima verificada num equipamento e a sua capacidade estipulada (em%).

1 ENQUADRAMENTO E ÂMBITO DO PDIRD-E

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 consignado a diversos níveis na legislação do setor elétrico, e em particular no que a seguir se destaca:

- Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 28 de agosto, e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, 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 para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho.

Releva deste diploma o reforço das regras de planeamento das redes de distribuição em consonância com os objetivos de segurança, regularidade e qualidade do abastecimento, tendo também em conta os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo-se, igualmente, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.

Assim, o artigo 35.º, n.º 2, alínea e), determina constituir dever da entidade concessionária da RND assegurar o planeamento, construção e gestão da rede, de forma a permitir o acesso de terceiros e gerir de forma eficiente as instalações.

O artigo 41.º estipula que os operadores das redes de distribuição devem elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD), tendo por base a caracterização técnica da rede e a oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados. O PDIRD deve estar coordenado com o planeamento da rede de transporte. O planeamento das redes de distribuição deve ter em conta e facilitar o desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída de eletricidade. Acresce ainda que, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, a aprovação do PDIRD é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e do operador da RNT e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República.

- Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com as alterações operadas por Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, Decreto-Lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro, Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e Declaração de Retificação n.º 36/2019, de 30 de julho, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade,

bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

Refere o artigo 40.º e 40.º-A que o PDIRD é um instrumento de planeamento da RND, a elaborar nos anos pares. 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, as solicitações de reforço de capacidade de entrega às redes de Baixa Tensão (BT) e as licenças de produção atribuídas, bem como ponderar outros pedidos de ligação à rede, nomeadamente de centros eletroprodutores.

No artigo 40.º-A é definido o procedimento detalhado de elaboração do PDIRD, determinando, designadamente, que o operador da RND deve apresentar a proposta do PDIRD à DGEG e à ERSE até ao final de abril de cada ano par.

Tendo presente as circunstâncias extraordinárias que o país atravessa, desde março 2020, em virtude da pandemia COVID-19, o prazo para entrega do PDIRD-E 2020 até final de abril foi, a título excepcional, suspenso e concedido novo prazo, por força da publicação de legislação extraordinária, até 3 de julho de 2020.

O anexo IV estabelece as bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta Tensão e Média Tensão, referindo, na sua base XVII, que constitui obrigação da concessionária a conceção e a elaboração dos projetos relativos a remodelação e expansão da rede de distribuição de acordo com o estabelecido nos planos de desenvolvimento.

- Portaria 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 o objetivo do planeamento é o 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. 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, com as alterações com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei nº 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 nº 2001/42/CE, do Parlamento

Europeu e do Conselho, de 27 de junho, e Diretiva nº 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 impacto ambiental de projetos públicos e privados, nos termos do Decreto-Lei nº 69/2000, de 3 de maio, na redação conferida pelo Decreto-Lei nº 197/2005, de 8 de novembro, sem prejuízo do disposto no artigo 13º, que articula este regime com o regime de avaliação de impacto ambiental de projetos

A EDP Distribuição, devido à relevância deste tema e na sequência das conclusões da Avaliação Ambiental Estratégica efetuada ao PDIRD-E 2018, realizou uma Avaliação Ambiental Prévia (AAP) à carteira de projetos do PDIRD-E 2020, cujo relatório se anexa. No capítulo 6 são apresentados os argumentos justificativos da opção tomada e é apresentado um resumo da AAP efetuada.

Relativamente ao tema do Ambiente, de ressaltar ainda que a EDP Distribuição tem um Sistema de Gestão Ambiental (SGA) que foi aprovado pelo Lloyd's Register Quality Assurance, de acordo com as normas ISO 14001:2004 e NP EN ISO 14001:2004. Esta certificação abrange a totalidade das atividades da EDP Distribuição.

Desta forma, a EDP Distribuição, enquanto titular da concessão de Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média Tensão e Alta Tensão (RND) no território do Continente, procedeu à elaboração da presente proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E 2020) para o período 2021-2025, que contém a previsão dos principais investimentos na RND neste período. Para elaboração desta proposta foi tida como base a proposta final do PDIRD-E 2018 apresentada em julho de 2019.

1.2 OBSERVAÇÃO DAS MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA

A elaboração do Plano contempla as medidas de Política Energética emanadas, sendo esse um dos parâmetros sobre os quais incide o parecer da DGE.

Desta forma, a proposta de PDIRD-E 2020 foi elaborada observando as orientações de política energética contidas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento mais recente com horizonte 2020-2040 (RMSA-E 2019), bem como as que se encontram consignadas em diversos diplomas legais, de entre os quais de destacam:

- Decreto-Lei nº 90/2014, de 11 de junho - procede à terceira alteração do Decreto-lei n.º 39/2010, de 26 de abril) introduz alterações ao Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, sendo regulamentado por diversas Portarias que definem, 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 20/2013, de 10 de abril, que aprovou o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética - PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação

para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energias Renováveis - PNAER 2020).

- Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, e pela Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que transpõe a Diretiva 2009/28/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis.
- Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro e que por sua vez foi parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da microprodução.
- Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, na redação atual, resultante da republicação pelo Decreto-Lei n.º 25/2013 de 19 de fevereiro, revogado pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, e que por sua vez foi parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de junho, com a manutenção de alguns dos seus efeitos – Estabelece o regime jurídico da miniprodução.
- Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 03 de Junho, e parcialmente revogado pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, com a manutenção de alguns dos seus efeitos, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede pública, e o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na totalidade à rede elétrica de serviço público, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.
- Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001
- Decreto-Lei n.º 68-A/2015, de 30 de abril, retificado pela Declaração de Retificação n.º 30-A/2015, de 26 de junho que, nomeadamente, estabelece disposições em matéria de eficiência energética e cogeração, criando obrigações para os operadores de rede de distribuição.
- Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pela Lei n.º 64-B/2011, de 30 de dezembro, e pela Lei n.º 82-D/2014, de 31 de dezembro – estabelece o regime jurídico da mobilidade elétrica.
- Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro – Promove uma zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, localizada ao largo do concelho da Marinha Grande. Refere, no artigo 7.º, alínea 1), que “a concessionária da rede nacional de distribuição (RND) de energia elétrica garante 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 da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto para o fomento do desenvolvimento de equipamentos de aproveitamento de energia das ondas, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e atribui a respetiva concessão a uma sociedade a constituir pela REN — Redes Energéticas Nacionais, S. G. P. S., S. A.

Os pressupostos do RMSA 2020-2040, de julho de 2019, conforme redação da DGEG, estão baseados em dados reais de procura e oferta até ao ano 2018, pelo que não incorporam os efeitos de valores e previsões posteriores a este ano. Assim, para este PDIRD-E ajustaram-se as necessidades tendo em consideração a evolução confirmada no último ano e indicadores macroeconómicos mais recentes, conforme detalhado no capítulo 5 e no Anexo A.

Adicionalmente, o presente Plano 2021-2025 tem como foco o alinhamento estratégico com os objetivos da transição energética e metas do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC), para o horizonte 2030, nomeadamente no que se refere à contribuição para a redução dos GEE, o aumento da quota de energia renovável e a eficiência energética.

Importa destacar que não será o PDIRD-E 2020 o responsável exclusivo por todos estes efeitos, pois haverá que ter em conta a contribuição dos restantes agentes económicos, mas dentro de sistemas crescentemente complexos assume-se como um instrumento determinante para que a distribuição de eletricidade possa ser um potenciador da eficácia global do sistema energético nacional e naquele período.

No capítulo 3 e nos pontos seguintes deste capítulo (1.3 e 1.4) fundamentam-se as opções estratégicas e os racionais de investimento adotados para este Plano.

Deste modo, a execução de projetos de investimento na RND decorrentes de medidas de política energética seguirá uma calendarização adequada e de acordo com o desenvolvimento dessas medidas. O Plano para 2021-2025 assegura o enquadramento, na RND, destas orientações, devidamente acompanhado e revisto de 2 em 2 anos, conforme previsto.

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 dos estudos de preparação para elaboração do PDIRD-E 2020, a EDP Distribuição solicitou a colaboração de uma instituição científica, o ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa, para realização de um exercício de *benchmarking* sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países.

Os resultados deste estudo são apresentados no Sumário Executivo constante do Anexo H.1, destacando-se a seguir as principais conclusões.

Sobre a necessidade de investimentos nas redes

As motivações apresentadas por parte das principais agências e operadores internacionais para o investimento nas redes de distribuição de energias são convergentes:

- a) Em primeiro lugar, face à natural obsolescência e deterioração de equipamentos e componentes da rede, a resiliência da mesma e a manutenção da qualidade e níveis de serviço, exige investimentos de substituição dos referidos elementos. Esses investimentos apresentam alguma variabilidade ao longo do tempo, em função do ciclo de vida dos diferentes equipamentos, mas tendem a ter picos cíclicos associados ao fim de vida útil dos principais componentes das redes cuja não substituição põe em causa a resiliência da rede.
- b) Em segundo lugar, não obstante os progressos em termos de eficiência energética, todas as previsões apontam no sentido do aumento considerável do consumo nos próximos anos justificado pela crescente eletrificação dos transportes e aquecimento. Assim, a preservação dos ganhos em termos dos níveis de serviço e a garantia de uma rede fiável e segura, exige investimentos relevantes. Adicionalmente, um quadro de crescente participação de fontes de energia renováveis descentralizadas no *mix* energético, exigem investimentos adicionais para garantir a flexibilidade e novos paradigmas de gestão das redes que acomodem a maior complexidade dos fluxos de energia.
- c) Por último, as redes vão ter que responder ao desafio da descarbonização. As adaptações passarão por áreas tão distintas, como as exigências de interoperabilidade e de *standards* abertos, para permitir a coexistência e interação entre recursos centralizados e descentralizados e diferentes tecnologias, a capacidade de monitorização em tempo real do desempenho da rede e das várias fontes, a gestão em tempo real da oferta, equilibrando as várias fontes e garantindo a otimização da produção e a minimização de custos. No entanto, vão impor também profundas alterações no envolvimento dos consumidores, que terão uma participação mais ativa em todo o sistema, com mais possibilidades de efetuarem as suas escolhas e, com isso, influenciarem o mercado.

A resposta a estas exigências obriga a uma profunda adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição.

De um quadro em que a sua ação passa por manter uma rede fiável e segura, por assegurar aos consumidores as possibilidades de transição energética a um custo comportável e por identificar as soluções mais eficientes em termos de custo para os consumidores, os Operadores terão que crescentemente desenvolver e operar um sistema de distribuição complexo, com exigências acrescidas de coordenação com o Operador de Transporte e em que os investimentos devem assegurar níveis de flexibilidade para acomodar diversas tecnologias.

Simultaneamente terão um papel determinante na configuração de mercados que permitirão facilitar a disponibilização, a cada consumidor, das soluções que melhor se adaptam às suas necessidades, ao mesmo tempo que congregam os vários atores sem pôr em causa a resiliência da rede e a segurança de abastecimento.

Os investimentos nas redes

A adaptação dos Operadores de Sistema de Distribuição exige níveis significativos de investimento.

Normalmente são consideradas 3 fases de investimento.

- 1) Numa primeira fase, os investimentos visam tornar a rede robusta, resiliente e inteligente o suficiente para acomodar o aumento do peso de produtores descentralizados, a infraestrutura de carregamento de veículos elétricos, o aumento de *data centers* e a crescente procura de eletricidade para aquecimento, ao mesmo tempo que garante a capacidade de resposta do sistema aos picos de procura e às flutuações da produção com origem renovável.
- 2) Numa segunda fase, serão necessários investimentos em soluções digitais e em tecnologia, como a ampla implantação de sensores para automatizar e controlar a rede, e novas estruturas de mercado para serviços auxiliares que incentivam a participação de produtores individuais e agregadores de produtores em regime descentralizado.
- 3) Por último, numa terceira fase, os investimentos visarão a otimização de sistemas e das redes para permitir a transição energética, incorporando recursos ativos de gestão de rede para garantir a sua estabilidade, a implantação de sistemas avançados de inteligência e controle de rede distribuída e a criação de plataformas para estratégias de comércio de energia e serviços de micro-rede.

Estas dimensões são visíveis, em diferentes graus, na generalidade dos planos de investimento dos Operadores de Sistema de Distribuição nos diversos países, que referem a segurança do abastecimento, a qualidade do serviço, a necessidade de garantir as condições para promover a descarbonização, a eletrificação, a digitalização e o empoderamento dos consumidores e o teste de novas soluções como os *drivers* dos investimentos.

Os *drivers* de investimento dos diversos operadores

Não obstante algumas dificuldades de harmonização da informação, verifica-se que os desafios da distribuição identificados anteriormente estão bem presentes nos planos de investimento de diversos operadores, em que as áreas referidas anteriormente surgem, com maior ou menor peso, bem expressas.

Em primeiro lugar, a manutenção da operabilidade da rede, com investimentos de reposição e de reforço da qualidade de serviço, este *driver* representa sempre mais de metade dos volumes de investimento, o que sinaliza bem a relevância que o assegurar a resiliência da rede, mantendo a sua operabilidade com a reposição dos equipamentos obsoletos e que chegam ao fim da vida útil, assume na atividade dos diversos operadores.

Em segundo lugar, a resposta a transição energética e novos sistemas de gestão da rede, constitui outra dimensão bem presente nos planos de investimento. Áreas como a digitalização, os contadores inteligentes e a qualidade representam volumes de investimento que chegam a 25% do total de investimentos.

Por fim, a resposta à expansão da procura é outro *driver* de investimento recorrente, representando nalguns casos também cerca de 25% do total de investimento.

Níveis de investimento em diversos Operadores de Sistema de Distribuição

Apesar da comparabilidade dos dados ser dificultada por realidades distintas, seja quanto à natureza e antiguidade das redes, seja quanto à própria organização do setor nos diversos países, nomeadamente os diversos graus de integração vertical e horizontal, foi recolhida informação sobre os níveis de despesa de capital e de investimento em diversas empresas europeias.

Foram considerados só os investimentos na rede de distribuição e, para efeitos de normalização, foi considerado o nível de investimento por consumidor. Os dados revelam alguma variabilidade, registando-se os volumes de investimento mais baixos em Espanha, Itália e Portugal.

Esta observação sinaliza a necessidade de avaliar os riscos de envelhecimento e desatualização da rede em Portugal que podem ter implicações sobre o potencial de transição energética.

O racional dos investimentos do PDIRD-E 2020

O PDIRD-E 2020 não pode deixar de refletir as dinâmicas de evolução da rede e de todas as exigências que sobre ela impendem, para assegurar a preservação dos ganhos de qualidade de serviço obtidos ao longo dos últimos ciclos de investimento e a resposta às novas exigências que sobre ela recaem, assegurando que a rede de distribuição não constitui um bloqueio ao desenvolvimento de serviços energéticos modernos e sustentáveis.

Nesse sentido, os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 enquadram-se em três fatores-chave fundamentais:

- resiliência, qualidade de serviço e renovação de ativos;
- transição energética e expansão da rede;
- controlo da rede e novos serviços.

Em termos de magnitude, o primeiro fator-chave representa cerca de 58% do investimento previsto. O peso deste fator chave está em linha com o verificado em diversos operadores.

Os últimos ciclos de investimento em Portugal foram muito marcados por dinâmicas de aumento de qualidade de serviço. No novo ciclo importa preservar todos os ganhos obtidos, assegurando a substituição dos equipamentos críticos obsoletos ou que atingem o fim da sua vida útil. A caracterização técnica da rede revela que, face à sua idade, há um conjunto significativo de equipamentos que está a atingir o final da sua vida útil, o que torna necessária a sua substituição. O adiamento dessa substituição, para além de aumentar o potencial de falhas, reduzindo os níveis de serviço, terá como único efeito, gerar uma maior concentração de investimentos nos anos seguintes. Os dados já analisados mostram que se têm registado em Portugal níveis de investimento por consumidor inferiores aos registados noutros países, o que sinaliza o potencial de envelhecimento da rede e a necessidade de reforço de investimento de reposição.

Adicionalmente, ainda neste quadro, importa reforçar a resiliência da rede face à maior incidência de fenómenos extremos, de que os incêndios florestais ou as tempestades que atingiram Portugal nos últimos anos são bons exemplos.

Numa segunda linha, este PDIRD-E contempla um conjunto de investimentos que preparam a rede para responder ao desafio da transição energética. Os investimentos associados a este fator-chave representam cerca de 25% do total de investimento previsto.

Portugal, à semelhança de outros países, assumiu no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) metas ambiciosas de redução dos GEE e de aumento da quota de energia renovável. A concretização desta ambição exigirá a adaptação da rede de distribuição para responder às necessidades dos novos sistemas e novos serviços energéticos e é nesse quadro que o PDIRD-E 2020 inclui um conjunto de investimentos alinhados com esta preocupação.

A magnitude dos investimentos previstos no quadro deste fator-chave está, em termos relativos, também alinhada com a que é a prática observada na generalidade dos operadores.

Por último, Portugal é dos países em que as energias renováveis assumem um maior peso no *mix* energético. Como referido, pesos crescentes destas fontes, como os previstos no quadro do PNEC, justificam novos mecanismos de controlo da rede e disponibilização de novos serviços, para os quais são necessários investimentos.

O total de investimentos associados a este fator-chave representa cerca de 17% do total de investimento previsto no PDIRD-E 2020, o que está igualmente em linha com o que é a prática observada nos diversos operadores.

1.4 IMPACTO NA ECONOMIA E NO EMPREGO

A EDP Distribuição em colaboração com o ISEG, Lisbon School of Economics and Management, da Universidade de Lisboa, realizou um estudo da avaliação do impacto do PDIRD-E 2020 (2021-2025) na economia portuguesa, podendo ser consultado com maior detalhe no Anexo H.1, já referido, também, no capítulo anterior.

Especificamente, a análise envolveu:

- Determinar o valor económico criado nos setores de atividade em Portugal
- Apurar o impacto no Valor Acrescentado Bruto (VAB) na economia portuguesa e acréscimo do PIB
- Calcular o impacto no emprego em Portugal
- Apresentar outros benefícios socioeconómicos

Os impactos económicos

Pretendeu-se obter uma estimativa simplificada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos, incidindo sobre a avaliação e quantificação da criação de emprego e da incorporação de produtos nacionais subjacentes aos investimentos.

Foi utilizada a metodologia *input-output*, medindo os efeitos mais simples (diretos e indiretos), mas também os efeitos mais complexos (induzidos).

Os efeitos diretos respeitam aos efeitos de atividade (valor acrescentado, emprego, rendimento, impostos) associados diretamente ao valor da produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos.

Os efeitos indiretos respeitam aos efeitos de arrastamento a montante, traduzidos na ativação das múltiplas e sucessivas ofertas “exteriores” pelas procuras originadas pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos. Trata-se da cadeia de fornecimentos que passam a ser efetuados face a essa nova produção.

Os efeitos induzidos, por último, respeitam aos efeitos gerais de expansão da atividade económica, provocados pelo aumento da despesa final ancorados na utilização dos rendimentos gerados pela produção necessária para satisfazer a procura adicional associada aos investimentos (avaliados pelo “multiplicador keynesiano”). Estes efeitos, de acordo com a maior ou menor capacidade redistributiva em ação, terão maior ou menor impacto no bem-estar social.

Assim, a partir das despesas consideradas no PDIRD-E 2020 é possível estimar os impactos associados às mesmas, que permite estimar a produção adicional necessária para satisfazer a procura associada e, a partir dessa produção, estimar os conteúdos de VAB, emprego e impostos.

Globalmente, estima-se que a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar acréscimos globais de VAB na ordem dos 813 milhões de euros. Este acréscimo corresponderá a um acréscimo médio de VAB anual na ordem dos 0,07%.

As mesmas despesas permitem gerar acréscimos globais de receitas fiscais e de contribuições na ordem dos 278 milhões de euros.

Por fim, a implementação do PDIRD-E 2020 permite gerar, em média, 4,5 mil postos de trabalho por ano ao longo do horizonte de implementação, o que corresponde a um acréscimo de 0,09%. Desses empregos, cerca de 35% são empregos diretos, 20% são empregos indiretos e 45% são induzidos.

Em termos setoriais, os maiores impactos (maiores incrementos de VAB) associados às despesas do PDIRD-E 2020 fazem-se sentir nos ramos Reparação, manutenção e instalação de máquinas e equipamentos, Fabricação de equipamento elétrico e Reparação de computadores e de bens de uso pessoal e doméstico, que registam acréscimos de VAB anual médio de, respetivamente, 4,5%, 1,3% e 0,3%.

Outros impactos

Os impactos estritamente económicos analisados anteriormente, têm uma relevância económica e social acrescida no atual contexto de profunda recessão económica.

De facto, a implementação do PDIRD-E 2020 poderá constituir um contributo significativo para a recuperação da atividade económica dos setores fornecedores. Será um fator de dinamização do investimento e de criação de emprego, com impactos sociais relevantes.

Para além dos efeitos referidos, a implementação do PDIRD-E 2020 tem um conjunto de outros efeitos potenciais, que é importante relevar.

Em primeiro lugar, reforçar a resiliência da rede face a fenómenos extremos, cuja frequência tem aumentado de forma significativa, melhorando os níveis de qualidade de serviço nessas situações extremas.

Em segundo lugar, reforçar o potencial da rede para acomodar aumentos do peso das fontes de energia renováveis no *mix* energético e para responder ao previsível aumento do consumo de energia elétrica associado à crescente eletrificação da mobilidade e do aquecimento, o que se traduz em efeitos benéficos em várias dimensões.

Por um lado, um efeito ambiental, permitindo a redução do consumo de energias fósseis, contribuindo para cumprir as metas previstas em sede de PNEC, sendo que a descarbonização da economia é determinante no combate às alterações climáticas.

Por outro lado, um efeito de redução da dependência energética nacional tem também um efeito económico importante, que permite reduzir a dependência externa e contribui para reforçar o equilíbrio das contas externas, ao reduzir as necessidades de importação energéticas, que representam uma parcela muito significativa das importações nacionais. No quadro das intervenções do PNEC é assumido o objetivo de reduzir a dependência energética.

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.

1.5 CONTEÚDO

Referindo os capítulos do PDIRD-E 2020 versão julho, para além do presente capítulo 1, o capítulo 2 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 3 descreve a estratégia de desenvolvimento da RND, referindo os objetivos traçados para os vetores de investimento considerados na elaboração deste Plano, no âmbito do investimento específico, incluindo também a descrição dos programas de investimento. São igualmente apresentados os 3 pilares que suportam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020: renovação de ativos, resiliência da rede e rede inteligente. Para cada um destes pilares é apresentada uma análise de sensibilidade, procurando avaliar os impactos de variações do investimento sobre alguns dos indicadores de desempenho adotados. Finalmente, refere, ainda, o investimento não específico contemplado no período deste PDIRD-E.

O capítulo 4 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 5 caracteriza a evolução de consumos e cargas e apresenta a previsão para o quinquénio 2021-2025 considerada na elaboração do presente Plano.

No capítulo 6 é abordado o tema da avaliação ambiental estratégica da atividade nas suas 2 componentes (estratégica e operacional), fundamentando-se os motivos pelos quais se mantém válida a AAE elaborada para o anterior PDIRD-E 2018 e apresentando a avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento do PDIRD-E 2020.

O capítulo 7 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 vetores de investimento definidos.

No capítulo 8 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 2020 e 2025, 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 9 apresenta o plano de investimento para o período 2021-2025, 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 apresentadas as diferentes rubricas que o constituem. Por fim, é apresentada uma 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, constantes do Anexo C, são apresentadas a custos totais¹, sendo também referido o respetivo valor previsto a custos primários.

¹ Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

2 PRINCÍPIOS E CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

Os projetos de investimento contemplados no PDIRD-E 2020 visam o desenvolvimento da rede de distribuição em AT e MT no período de abrangência respetivo (2021-2025). O objetivo final é assegurar a alimentação das cargas e a ligação de produtores, tendo em vista a satisfação dos consumos previstos em condições técnicas adequadas e de acordo com as exigências regulamentares, nomeadamente em termos de qualidade de serviço, procurando simultaneamente o aumento de eficiência da rede e a utilização criteriosa dos recursos disponíveis, em observância das boas práticas ambientais.

2.1 PRINCÍPIOS BÁSICOS

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

2.1.1 EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES

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

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

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

2.1.2 RESTRIÇÕES TÉCNICAS

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

Padrões de segurança

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

- **Capacidade dos equipamentos**

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

- **Ligação de clientes**

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

- **Reserva N-1 nas zonas A de qualidade de serviço**

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

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

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

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

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

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).

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

Tabela 2.1: Limites de Sobrecarga Admissível em Regime N-1

	Inverno	Verão
Transformadores	120%	105%
Rede AT	110%	110%
Rede MT	110%	110%

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

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

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

Duração: Transformadores – horas de ponta (2h)

Rede AT – 30 minutos

Rede MT – 30 minutos

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

- **Reposição dos valores regulamentares de tensão**

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

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

2.1.3 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA

2.1.3.1 Introdução

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

Os estudos técnicos de planeamento das redes englobam as conceções de engenharia referentes à topologia, com particular incidência na redução de perdas de energia e na melhoria da qualidade de serviço, assegurando a sustentabilidade do sistema e a minimização de impactos 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 EDP Distribuição 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 EDP Distribuição, em conjunto com a comunidade científica nacional, desenvolveu metodologias de planeamento probabilístico, por forma a aumentar 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, nos pontos 2.1.3.4 e seguinte.

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.

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 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. Woodrow³ 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

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

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 EDP Distribuição, 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.

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. Em particular, no caso dos projetos para aumento da capacidade de receção de geração distribuída, a partir de fontes renováveis, este valor de custo por unidade de potência adicionada é comparado com um valor de referência, composto pelas participações de redes devidas no ato da ligação e pelos benefícios aportados ao SEN pela atividade de produção ⁴. Desta forma é avaliada a racionalidade económica do projeto.

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.

2.1.4 AVALIAÇÃO DA CONDIÇÃO E RISCO

2.1.4.1 Introdução

Os ativos da RND, apesar das ações de manutenção e de conservação de que são alvo, poderão ver a sua condição degradada com a passagem do tempo, pelos fatores externos influenciadores da sua condição, bem como pelos fatores internos e pela sua utilização. Como resultado dessa degradação da sua condição, a respetiva probabilidade de falha poderá aumentar.

O aumento da probabilidade de falha poderá resultar numa alteração do risco de falha do ativo. Caso este seja considerado inaceitável, tal poderá determinar uma ação de reabilitação ou de renovação do mesmo.

A metodologia utilizada para priorizar as propostas de renovação e reabilitação de ativos é efetuada com base no cálculo do Índice de Criticidade associado às falhas dos ativos técnicos da RND e tem como base a 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 e 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 Reabilitação ou Renovação de Ativos.

⁴ Documento de enquadramento à 72.ª Consulta Pública sobre Parâmetros Relativos às Condições Comerciais de Ligação à Rede Eléctrica Aplicáveis às Instalações de Produção e às Instalações de Consumo em MAT, AT e MT com Potência Requisitada Igual ou Superior a 2 MVA, promovida pela ERSE, janeiro de 2019.

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 EDP Distribuição, 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. Foi desenvolvido um modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida útil restante de TP AT/MT. Encontram-se em fase de desenvolvimento modelos de avaliação de condição de redes AT e MT, transformadores de distribuição (MT/BT) e de órgãos de corte.

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 uma 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 EDP Distribuição 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).

2.2 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

O investimento associado à ligação de clientes e produtores, designado Investimento Obrigatório, foi estimado a partir de um modelo de previsão desenvolvido com o INESC TEC e apresentado em PDIRD-E anteriores, tendo sido adaptado para este PDIRD-E 2020 integrando-se os efeitos previstos pela entrada em vigor da Diretiva n.º 10/2019, que aprovou os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, e pelo aumento esperado da ligação de produção distribuída na rede, para incorporação de energias renováveis e cumprimento das metas de descarbonização, em linha com o PNEC 2030.

O presente Plano inclui, assim, as verbas necessárias à realização deste investimento. A sua realização acompanhará os compromissos estabelecidos com os requisitantes e promotores.

Por sua parte, o designado Investimento de Iniciativa da Empresa foi definido tendo em consideração as exigências de qualidade de serviço técnica impostas pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, bem como os incentivos à sua melhoria e à redução da energia de perdas expressos no Regulamento Tarifário e, ainda, os objetivos inerentes à manutenção e melhoria das condições de alimentação de clientes pré-existentes e preocupações ambientais.

O Investimento de Iniciativa da Empresa incluído no presente Plano reúne as verbas a despender na persecução destes objetivos, encontrando-se dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles de âmbito específico e enquadrado num ou mais dos seguintes 5 vetores: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Existem, ainda, outros investimentos que contribuem para objetivos não integráveis nos vetores descritos. Estes podem apresentar externalidades positivas para a sociedade (p.ex., projetos de natureza ambiental) ou responder a obrigações de natureza legal, regulamentar ou contratual.

Adicionalmente, foram definidos 3 pilares que suportam os objetivos estratégicos do PDIRD-E 2020 - renovação de ativos, resiliência da rede e rede inteligente, encontrando-se os investimentos que para eles contribuem incluídos nos diversos programas de investimento do Plano.

Dentro do investimento específico de iniciativa da empresa, os critérios de priorização adotados na seleção dos projetos de investimento a incluir no PDIRD-E 2020 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.

2.3 ANÁLISE DE RISCO

A análise de risco ao PDIRD-E 2020 compreende 5 (cinco) 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 vetores de investimento (descrito no capítulo 7);
- ii. 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 (descrito no capítulo 7);
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento (descrito no capítulo 7);
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas;
- v. 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 a estas duas últimas dimensões.

2.3.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas estimativas.

Para avaliar o risco associado a projetos de investimento em redes de distribuição, foi realizado um estudo com o apoio científico do *Center for Innovation in Electrical Engineering and Energy* (Cie3) do Instituto Superior Técnico (IST), descrito no PDIRD-E 2014⁵.

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 e 66% para o cenário superior. Considerou-se, ainda, para análise dos projetos a incluir neste Plano, um cenário adicional mais que superior com uma probabilidade de não excedência de 90% dos consumos previstos a nível concelhio.

⁵ João Santana, Marcelino Ferreira, Pedro Carvalho, “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição, Cie3, IST, dezembro de 2013.

Esta metodologia é 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.

Tendo em conta que a revisão de 2 em 2 anos do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os três últimos anos de abrangência do mesmo, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento nas redes que beneficiam desses investimentos é negligenciável.

2.3.2 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.

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.⁶

⁶ 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.

Página em branco

3 ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DA RND

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes 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. 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 de PDIRD-E 2020 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, apontam para a crescente eletrificação da economia, colocando a rede elétrica de distribuição num patamar de relevo cada vez mais acentuado.

A estratégia delineada para o período 2021-2025, segue por isso 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, posição aliás partilhada pela generalidade dos outros ORD, como mencionado já no capítulo 1.3.

Simultaneamente, é fundamental assegurarem-se os ganhos de qualidade de serviço técnica que têm vindo a ser alcançados no passado, prestando particular atenção às crescentes necessidades identificadas de renovação dos ativos que atingem o fim da sua vida útil.

Tudo isto num contexto de maior exposição e dependência da rede, que impõem a transição para um nível superior de Resiliência.

Introduzem-se assim neste Plano, conforme referido no capítulo 1.3, três fatores-chave que suportam os objetivos estratégicos a seguir que em baixo se elencam e descrevem.

Fatores-chave de suporte à estratégia do PDIRD-E 2020:

- **Transição Energética e Expansão de Rede;**
- **Controlo da Rede e Novos Serviços;**
- **Resiliência da Rede** (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço).

Alinhado 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*), este Plano dá resposta às necessidades da **Transição Energética e Expansão de Rede** esperadas, 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.

Dar-se-á continuidade à aposta na Inteligência da Rede como resposta aos novos desafios de operação da mesma, investindo-se num maior **Controlo da Rede e Novos Serviços**, que através de maior grau de Digitalização e Automação, bem como Processamento e Análise de Grandes Volumes de Dados, permitam gerir de forma eficiente a maior complexidade da rede elétrica.

A pressão acrescida resultante da maior dependência da Economia da Rede Elétrica de Distribuição, impõe, como indicado, a manutenção da aposta na **Qualidade de Serviço**, para a qual se prevê melhoria incremental e continuação da Redução de Assimetrias entre Regiões. Será também prestada especial atenção aos fenómenos climatéricos extremos e à vulnerabilidade da infraestrutura digital e de comunicações, prevendo-se aumentar a **Resiliência da Rede**, convertendo rede aérea em subterrânea nas áreas mais vulneráveis, protegendo-a contra ataques ciber-físicos e criando as necessárias redundâncias que sustentam o aumento da sua fiabilidade. Em complemento, e tendo em consideração o envelhecimento das redes e o conseqüente aumento do seu risco de falha, será indispensável implementar uma significativa **Renovação e Reabilitação dos seus Ativos**, cujo adiamento colocaria ainda mais pressão no futuro sobre esta necessidade, acrescida de maior volume de investimento associado.

A definição da estratégia atendeu:

- À evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- À necessidade de Reposição da Capacidade de Receção de Nova Produção na RND;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica e à redução das assimetrias entre regiões;
- À idade dos ativos e à necessidade imediata de os renovar;
- À necessidade de aumento da Resiliência da Rede, preparação contra fenómenos climatéricos extremos e segurança cibernética e de comunicações;
- Ao aumento de inteligência na gestão otimizada da rede;
- À redução dos custos operacionais do sistema;
- À necessidade de resposta ao conjunto de novos serviços ao consumidor inerentes à Transição Energética;

3.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

O investimento específico é referente aos investimentos diretamente efetuados para desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição.

Este investimento considera todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis, efetuadas para o desenvolvimento das infraestruturas da rede de distribuição. Para além dos custos primários, consideram-se os encargos diretos que contribuem diretamente para a realização física das obras, os encargos transversais que não concorrem no imediato para realização física da obra e os encargos financeiros.

Ao longo do texto presente documento os investimentos específicos são apresentados a custos primários. Nas tabelas finais de investimento (capítulo 9.3) são adicionados os restantes encargos, obtendo-se os custos totais.

A estratégia de desenvolvimento da rede definida para o PDIRD-E 2020 teve por base a consideração de diferentes vetores de investimento, com objetivos específicos, assentes em três pilares principais e que a seguir se descrevem.

3.1.1 VETORES DE INVESTIMENTO

Os vetores estratégicos de investimento consideram a contribuição dos vários programas de investimento (específico). Os programas integram projetos que contribuem para o mesmo objetivo.

Os projetos de investimento, no geral, têm uma avaliação quantitativa dos benefícios que irão gerar e poderão impactar num ou mais vetores de investimento (e.g. o estabelecimento de uma nova subestação AT/MT em zona de elevado crescimento de cargas tem impacto na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço técnica, na eficiência da rede e na eficiência operacional). Como em função da sua motivação os projetos são agrupados por programa de investimento, daí resulta que cada programa possa contribuir para mais do que um vetor de investimento.

A estratégia subjacente ao PDIRD-E 2020 está naturalmente adaptada às necessidades atuais da rede, já atrás mencionadas. Os vetores estratégicos que têm vindo a ser utilizados em Planos anteriores, dão cobertura aos objetivos estratégicos definidos para o próximo período 2021-2025, pelo que, na proposta de PDIRD-E 2020, agora apresentada, mantêm-se os mesmos 5 (cinco) vetores estratégicos de investimento:

- Segurança de Abastecimento
- Qualidade de Serviço Técnica
- Eficiência da Rede
- Eficiência Operacional
- Acesso a Novos Serviços

Existem outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório - Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Para relacionar os vetores com os programas de investimento é utilizada uma matriz de contribuição que define o contributo de cada programa para os diferentes vetores, o que permite determinar os investimentos por vetor em função dos montantes alocados a cada programa.

As contribuições dos programas de investimento para os vetores estratégicos, são as indicadas na tabela seguinte, que se encontra alinhada com a já utilizada no Plano anterior. Existe uma pequena alteração, relacionada com o Programa Aquisição de Terrenos para Subestações. Os valores realizados ao abrigo deste programa passam a ser incorporados no programa de investimento do projeto de construção da subestação, pelo que a partir do ano de 2021, deixa de se considerar a existência deste programa de investimento.

Tabela 3.1: Matriz de Contribuição dos Programas Investimento para os Vetores de Investimento

Programas de Investimento	Contribuição para os Vetores Estratégicos de Investimento					
	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a Novos Serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						100%
Desenvolvimento de Rede	20%	30%	45%	5%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7%	80%	6%	7%		
Automação e Telecomando da Rede MT		90%		10%		
Promoção Ambiental						100%
Mitigação do Risco no Oper. de Infraestruturas Críticas						100%
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo		70%		30%		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		70%		20%	10%	
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	20%	20%	55%	5%		
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	10%	60%	10%	20%		
Beneficiações Extraordinárias	10%	20%	10%	40%		20%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC		30%				70%
Ligações aos Operadores de Redes BT	60%	10%	20%	10%		
Programa de Investimento Corrente Urgente	10%	20%	10%	40%		20%
Investimento Inovador		10%		5%	85%	

Por sua vez, no capítulo 3.1.2.2 são descritos os *drivers* para alocação de projetos aos programas de investimento.

O investimento proposto no PDIRD-E 2020, no seu total e para cada programa de investimento (conforme Tabela 9.2), é o que se entende adequado para responder às necessidades da RND no período respetivo (2021-2025), cumprindo os Princípios e Critérios de Planeamento e consubstanciando os Objetivos Estratégicos descritos neste documento.

No capítulo 3.1.1 são apresentados os objetivos para cada um dos vetores e os níveis de investimento respetivos.

Para além destes 5 vetores, a Estratégia assenta em três pilares principais, a saber: Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente, que se encontram descritos nos capítulos 3.2 a 3.4.

Tendo em consideração a preponderância dos mesmos nas opções estratégicas e valores do Plano, realizou-se uma Análise de Sensibilidade ao investimento previsto em cada um dos três pilares, analisando os impactos decorrentes da aplicação de diferentes volumes destes investimentos.

Adicionalmente, tendo em consideração a importância da Qualidade de Serviço assumida em anteriores Planos e refletida nos pareceres e consultas públicas a anteriores edições do PDIRD-E, analisou-se também o comportamento da variação do indicador de referência respetivo (SAIDI MT), em função da variação do investimento aplicado ao vetor Qualidade de Serviço Técnica.

A Análise de Sensibilidade efetuada para os três pilares é apresentada nos subcapítulos 3.2 Renovação de Ativos, 3.3 Resiliência da Rede e 3.4 Rede Inteligente. No caso da Qualidade de Serviço, a Análise de Sensibilidade é apresentada no subcapítulo dedicado a este Vetor de Investimento, 3.1.1.2 Qualidade de Serviço Técnica.

No capítulo 8 é efetuada a Caracterização da Rede, descrevendo-se no subcapítulo 8.2 os Investimentos a realizar na Rede. Esta informação é complementada pelo Anexo C 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 F e G estão identificados todos os investimentos previstos no PDIRD-E 2020.

3.1.1.1 Segurança de Abastecimento

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, assegura-se a receção e entrega de energia elétrica de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.

Tem-se, assim, em consideração o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RND.

Para garantir este objetivo, a RND deverá ter capacidade compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores, bem como com o abastecimento das redes BT. Garante-se, assim, a ligação de novos clientes e produtores bem como a alimentação dos 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.

Evolução da Procura

O vetor Segurança de Abastecimento tem como premissa de base a evolução da procura e sua previsão para o período do PDIRD-E.

De acordo com o indicado no capítulo 5.3, a taxa média de crescimento anual (TMCA) no período 2016-2019 é de +0,8%, igual à verificada no período 2014-2017, o que permite afirmar que se observa uma leve, mas constante retoma desde 2014.

Relativamente à evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um crescimento entre 2016 e 2018 e uma ligeira descida em 2019, mesmo assim para um valor superior ao de 2017. A taxa média de crescimento anual (TMCA), no período 2016-2019, foi de +2,0%, superior à verificada no período 2014-2017, que foi de 1,4%.

Na elaboração do PDIRD-E 2020 foram considerados três cenários de evolução da procura de eletricidade em Portugal Continental (inferior, central e superior), de acordo com o estudo realizado pela EDP Distribuição e que consta do Anexo A. No capítulo 5 é feita uma análise geral à evolução dos consumos e cargas na RND.

Para este Plano tomou-se como cenário de referência o cenário central de consumos do estudo da EDP Distribuição, que apresenta uma taxa de crescimento média anual de 1,3% no período 2021-2025. Prevê-se, no mesmo cenário, que a energia distribuída anualmente pela RND em 2025 seja superior ao máximo histórico de 2010 (47,8TWh), cujo valor se estima estar próximo de ser atingido em 2023.

No Parecer ao PDIRD-E 2018 a ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deva ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para a área de abrangência de cada subestação.

De acordo com o PDIRD-E anterior, foram efetuados estudos preliminares para análise de sensibilidade ao nível da ponta de carga, com a identificação das variáveis mais relevantes que permitam estimar a sua evolução. 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 continua a ser desenvolvido pela EDP Distribuição, encontrando-se em curso um estudo em parceria com uma instituição científica.

Assim, no presente Plano manteve-se 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.

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 os três cenários de consumo acima referidos, refletidos a nível 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. Complementarmente, foi efetuada uma análise de sensibilidade dos projetos quanto à segurança de abastecimento para um cenário de evolução dos consumos mais do que superior, sendo de 90% a probabilidade de não ser excedido (capítulo 2.3.1).

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 (2021-2023) se mantém. Uma vez que a variação entre os cenários não é significativa, para os anos subsequentes (2024-2025) os projetos foram selecionados atendendo-se à previsão do cenário central de consumos (cenário de referência), atendendo a que a elaboração do plano de desenvolvimento e investimento da RND a cada dois anos permitirá reavaliar a sua oportunidade.

Complementarmente, para os projetos analisados para o PDIRD-E 2020 foram avaliadas três alternativas de investimento para os projetos estruturantes de segurança de abastecimento (que têm por objetivo atender ao crescimento dos consumos e cargas).

Nesta análise, consideraram-se nas três alternativas os projetos que são coordenados com o ORT, os projetos em curso ou previstos iniciar no PDIRD-E 2020, e avaliaram-se diferentes opções de garantia de potência em regime N e N-1, no final do Plano, para cada alternativa:

- 1) Na 1ª alternativa, de maior investimento, considerou-se a eliminação de potência não garantida em ambos os regimes (N e N-1), correspondendo a um investimento de 41,1 M€ no período do Plano, a incluir no programa Desenvolvimento de Rede;
- 2) Na 2ª alternativa, de menor investimento, não se prevê a existência de potência não garantida em regime N, mas prevê-se a existência de 264 MW de potência não garantida em regime N-1, correspondendo a um investimento de 23M€ no período do Plano, a incluir no programa Desenvolvimento de Rede;
- 3) Finalmente, na 3ª alternativa, com um volume de investimento intermédio, não se prevê igualmente a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 190MW, correspondendo a um investimento de 33,2 MW no período do Plano, a incluir no programa Desenvolvimento de Rede.

No presente Plano optou-se pela 3ª alternativa. Dá-se, assim, resposta aos padrões de segurança para planeamento, uma vez que não se prevê a ocorrência de potência não garantida em regime N. Por outro lado, assumiu-se algum risco de não garantia de potência em regime N-1, tendo em conta que a sua probabilidade de ocorrência é inferior a 10%, correspondente ao grau de confiança considerado de 90%, pelo que o risco associado se considera negligenciável.

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).

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 8 efetua-se uma análise à utilização da rede antes do início do período deste Plano. Os níveis de utilização das principais instalações podem ser consultados no Anexo B.

Reserva Operacional de Transformadores de Potência AT/MT

Atendendo ao impacto no fornecimento de energia 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, previu-se a existência de uma reserva operacional de transformadores.

De acordo com o estudo efetuado em 2015 pela EDP Distribuição, e apresentado em anteriores edições de PDIRD-E, foi identificada a necessidade de ter 17 transformadores AT/MT de reserva, estando prevista a sua conclusão ainda em 2020, com a aquisição do último transformador de potência.

Para o Plano 2021-2025 foi revisto este estudo, com o objetivo de fundamentar as necessidades de reserva operacional de transformadores AT/MT tendo presente o envelhecimento dos TP AT/MT entretanto ocorrida – com um aumento expectável da probabilidade de falha associado – e a aplicação do modelo de avaliação da condição, probabilidade de falha e vida remanescente dos TP AT/MT desenvolvido com o INESC TEC (projeto PATH).

Os resultados do estudo revisto, cujo sumário executivo se encontra no Anexo H.3, apontam para a necessidade de reforçar a reserva operacional de transformadores AT/MT em mais 9 unidades, conforme tabela seguinte.

Tabela 3.2 : Transformadores de potência a adquirir

Tipo de TP AT/MT	N.º TP a adquirir por Grupo de Ligação			
	YNd11/5	YNyn0	YNyn0d11/5	YNyn0yn0
60/15	5	0	0	0
60/30	0	1	0	0
60/30/15	0	0	3	0
Total	5	1	3	0

No PDIRD-E 2020 foram considerados os investimentos necessários à sua implementação, no âmbito do subprograma “Reserva Operacional de Transformadores de Potência AT/MT”, no total de 4,05 M€ no período 2021-2025, incluído no programa de investimento Desenvolvimento de Rede. No Anexo C é apresentada a ficha respetiva (Ficha n.º 2).

Reposição da 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.

Desde a elaboração da proposta final do PDIRD-E 2018, foram formalizados novos compromissos de receção na RND com aproximadamente 3.700 MVA de potência de ligação.

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 plano de investimento 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 esgotara, e contribuindo para a concretização dos objetivos de geração renovável do PNEC 2030.

Este plano específico tem o foco, simultaneamente, na rede AT, através do reforço de capacidade de linhas antigas e de menor secção, para ligação de novos centros electroprodutores de média dimensão, e na rede MT, através do reforço de transformação nas subestações existentes e na construção de novas subestações AT/MT, permitindo que Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção para Autoconsumo possam vir a ser ligadas.

As ações deste plano foram desenvolvidas com o objetivo principal de aumentar a capacidade de 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.

Foi, assim, incluído no PDIRD-E 2020 um novo subprograma no programa investimento Desenvolvimento de Rede para reposição da capacidade de receção, que inclui o investimento dos projetos identificados no referido plano específico e cujo volume previsto para o período deste PDIRD-E foi dimensionado tendo em consideração o montante das participações nas redes devidas pelos produtores que se ligam na RND.

O propósito do subprograma é de que não resultem custos adicionais para o SEN, considerando o seu financiamento através das mesmas participações devidas pelos produtores. Desta forma, a evolução da execução dos projetos identificados será acompanhada pelo montante das participações a receber, as quais, à data, se estimam em aproximadamente 48,7M€.

A realização dos projetos de investimento propostos neste PDIRD-E, direcionados para a reposição de capacidade de receção, conduz ao aumento de cerca de 800 MVA de capacidade de receção que, em conjunto com outros projetos de investimento previstos na proposta de PDIRD-E 2020, aumentam a capacidade de receção na RND em mais de 1000 MVA.

No PDIRD-E 2020 foram considerados os investimentos necessários à sua implementação, no âmbito do subprograma “Reposição da Capacidade de Receção na RND”, no total de 45,4 M€ no período 2021-2025, incluído no programa de investimento Desenvolvimento de Rede. No Anexo C é apresentada a ficha respetiva (Ficha n.º 1).

Garantia de Alimentação às Capitais de Distrito

Face à importância da garantia de alimentação às capitais de distrito (zonas A), devido à concentração de serviços prioritários, foi 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.

No PDIRD-E 2020 será dada continuidade à concretização deste objetivo, já definido em PDIRD-E anteriores, prevendo-se a construção no período 2021-2025 da subestação 60/15 kV do Parque Industrial de Beja e da subestação 60/30 kV em Bragança, para garantia do abastecimento às capitais dos distritos de Beja e Bragança.

Na sequência do projeto de reforço de potência da subestação de Alpalhão, concluído em 2017, as condições de recurso à capital do distrito de Portalegre melhoraram significativamente, sendo agora a alimentação dos consumos da cidade garantidos no caso de falha total da subestação de São Vicente, até ao final de 2023.

Neste Plano está também prevista a construção de uma subestação 60/30 kV na zona do Parque Industrial de Portalegre, no âmbito do subprograma para reposição da capacidade de receção na RND, descrito no ponto anterior.

A concretização das 3 subestações anteriormente referidas, no período do PDIRD-E 2020, permitirá atingir o objetivo de dupla alimentação a todas as capitais de Distrito.

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 2020 e 2025. 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 SEN.

Monetização de Benefícios no vetor SA

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e

monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no Anexo H.2.

Para o vetor Segurança de Abastecimento (SA) foi calculado o benefício de realização do investimento respetivo, previsto no PDIRD-E 2020, decorrente dos custos evitados por compensação da END (valorizada em 3 k€/MWh). Foi ainda considerada uma análise de sensibilidade (de $\pm 0,5\%$) à evolução da procura a partir de 2026 (após o período do Plano).

A figura seguinte compara a evolução anual acumulada do custo de potência cortada, num horizonte de 30 anos, com o valor de investimento acumulado no vetor Segurança de Abastecimento previsto no PDIRD-E 2020, para o cenário central de evolução da procura (considerado neste Plano, de acordo com o já referido anteriormente neste capítulo).

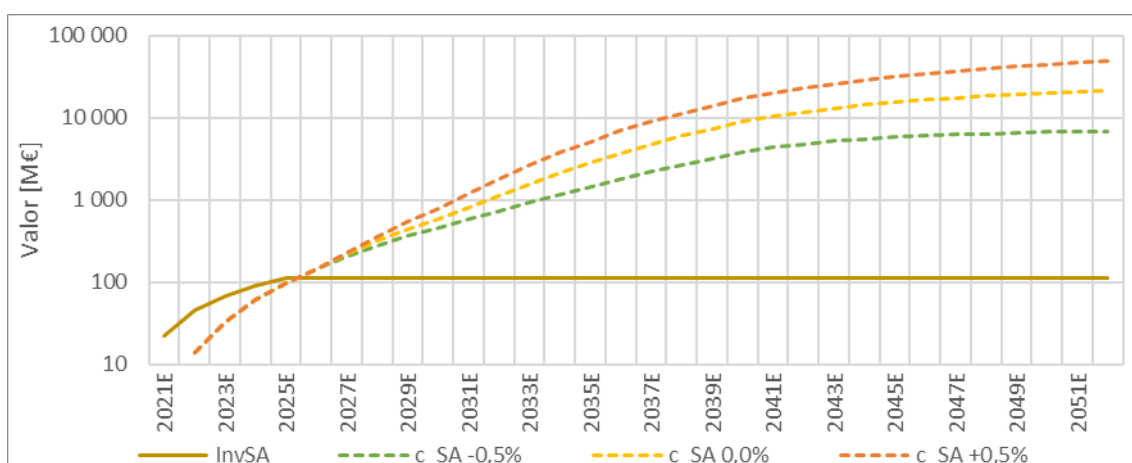


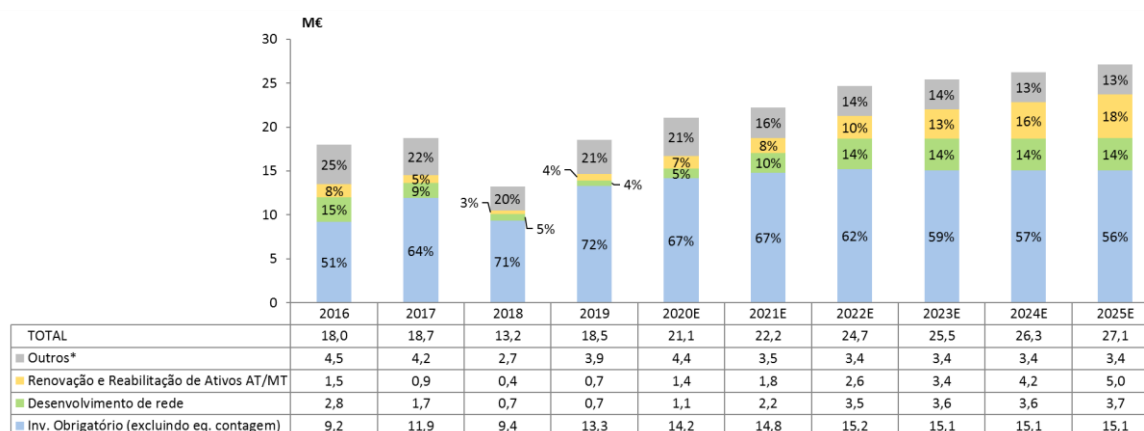
Figura 3.1: Evolução anual acumulada do custo de potência cortada e do investimento em SA – Cenário Central de evolução da procura

Verifica-se que o benefício acumulado de longo prazo ultrapassa largamente o investimento neste vetor previsto para o período 2021-2025, fundamentando assim a sua racionalidade económica.

Atendendo às conclusões obtidas no estudo, conciliadas com uma previsão de crescimento moderado de consumos para o período do PDIRD-E 2020, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Segurança de Abastecimento são os adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

Investimento previsto no vetor SA

A evolução do investimento no vetor Segurança de Abastecimento, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT), é apresentada na figura seguinte. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.



* Inclui: Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Beneficiações Extraordinárias - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 3.2: Investimento no vetor Segurança de Abastecimento, 2016-2025

O investimento previsto no vetor Segurança de Abastecimento na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 125,8 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 25,2 M€/ano.

Para além do contributo para este vetor dos programas mais direcionados para a expansão e reforço da RND, realça-se também a importância da substituição de ativos com desempenho considerado não adequado por ativos novos, ou a sua reabilitação, permitindo assegurar o bom funcionamento da rede e contribuindo para a segurança de abastecimento.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Segurança de Abastecimento, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é negligenciável.

3.1.1.2 Qualidade de Serviço Técnica

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, procura-se a melhoria da qualidade de serviço com enfoque na redução das assimetrias e no aumento da resiliência da rede.

Garante-se o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS).

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 8.3.5.3).

Tendo em consideração o Parecer da ERSE à anterior proposta de PDIRD-E 2018, salientando que “apesar da melhoria alcançada em termos de continuidade de serviço nos últimos anos, em Portugal continental, ter permitido atingir a média dos países europeus, uma inversão

desta tendência acarretaria consequências negativas com reflexos para o futuro”, considerou-se para o presente Plano como fundamental, no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, assegurar a não degradação dos níveis de QST já alcançados. Por outro lado, no mesmo Parecer “a ERSE concorda com a prioridade atribuída ao objetivo de melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos”, considerando-se, desta forma, que no presente Plano se deverá continuar a apostar na redução de assimetrias entre regiões.

A proposta de investimento no âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica é essencialmente dirigida para:

- Melhorar a qualidade de serviço técnica global;
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica;
- Reduzir o risco de degradação da QST nas zonas de qualidade de serviço⁸ A e B, e recuperar nas zonas C;
- Aumentar a resiliência das redes aéreas em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais;
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos;
- Melhorar as redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Renovar os ativos da rede para assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço;
- Reduzir o nº. de interrupções breves;
- Assegurar a qualidade da onda de tensão.

Assim, no PDIRD-E 2020 tem-se como objetivo para os próximos anos melhorar e não degradar os indicadores de qualidade de serviço técnica na RND, o que deverá ser conseguido através de uma recuperação nas zonas pior servidas, maioritariamente classificadas em zonas C de qualidade de serviço, e procurando manter controlado o risco de degradação nas zonas melhor servidas, maioritariamente classificadas em zonas A e B de qualidade de serviço (RQS).

3.1.1.2.1 Histórico de Evolução dos Indicadores Gerais de QST

Em seguida efetua-se uma análise ao desempenho da EDP Distribuição, em termos de Qualidade de Serviço Técnica (QST), caracterizada através dos seus indicadores gerais, com base nos valores registados no período 2015-2019.

O cálculo dos indicadores atendeu aos requisitos do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural em vigor (Regulamento n.º 629/2017 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, N.º 243 de 20 de dezembro de 2017).

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

⁸ Classificação conforme procedimento n.º 1 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do gás natural:
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: restantes localidades.

não interrompam outros clientes, em conformidade com o disposto no n.º.2 e n.º.3 do artigo 20 do RQS.

Os indicadores gerais considerados foram:

- 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).

São também apresentados os indicadores por zonas geográficas, conforme o disposto no artigo 14.º do RQS classificadas no procedimento n.º.1 do MPQS, que define três zonas geográficas (zonas A, B e C), sendo as localidades classificadas como zona A 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.

O desempenho da rede, no período 2015 a 2019, caracterizado através dos indicadores gerais de continuidade de serviço, é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Indicadores gerais de continuidade de serviço, 2015 a 2019

Indicador	2015		2016		2017		2018		2019	
	Sem Exclussões	Com Exclussões	Sem Exclussões	Com Exclussões	Sem Exclussões	Com Exclussões	Sem Exclussões	Com Exclussões	Sem Exclussões	Com Exclussões
TIEPI MT (min.)	60,35	52,65	59,05	49,98	100,42	50,45	137,91	57,59	109,04	50,15
SAIDI MT (min/PdE)	86,68	74,45	87,81	71,36	172,21	71,40	231,05	85,00	182,11	74,26
END MT (MWh)	4 051	3 538	4 078	3 421	6 981	3 489	9 341	3 906	7 790	3 512
SAIFI MT (Int.Longas/PdE)	1,77	1,63	1,94	1,68	2,31	1,55	2,23	1,77	2,68	1,77
MAIFI MT (Int.Breves/PdE)	10,4	10,2	10,6	10,4	11,5	9,1	12,4	11,6	11,11	9,32

Nota: os valores de 2017 e 2019, ainda são provisórios.

Nos anos identificados na tabela verificaram-se eventos meteorológicos excepcionais que afetaram Portugal Continental de forma significativa. Os indicadores apresentados na tabela permitem avaliar o impacto desses efeitos, e que se descrevem:

- Em 2015, os relacionados com as intempéries nos dias 17 e 18 de outubro, que afetaram os distritos de Leiria, Lisboa e Santarém e, nos dias 1 e 2 de novembro, que afetaram os distritos de Beja e Faro.
- Em 2016, os relacionados com as intempéries dos dias 10 e 11 de janeiro de 2016, que afetaram o Norte do País, e o temporal dos dias 14 e 15 de fevereiro de 2016, que afetou praticamente todo o território continental.
- Em 2017, os relacionados com a tempestade Dóris, que se verificaram nos dias 2 a 5 de fevereiro e que afetaram todo o território, os incêndios de Pedrogão Grande nos dias 17 a 20 de junho que afetaram a região centro e os incêndios nos dias 15 a 24 de outubro que afetaram as regiões norte e centro, e a tempestade Ana nos dias 10 e 11 de dezembro que afetou todo o território continental.

- Em 2018, os relacionados com as intempéries:
 - da Tempestade Emma ocorrida de 27 de fevereiro a 02 de março, que afetou praticamente todo o território continental;
 - do Tornado de Faro ocorrido de 4 a 5 de março de 2018, que afetou a região sul;
 - da Tempestade Gisele ocorrida a 14 de março de 2018, que afetou praticamente todo o território continental;
 - da Tempestade Leslie ocorrida em 13 de outubro de 2018, que afetou as regiões norte e centro.
- Em 2019, os relacionados com as intempéries:
 - da Tempestade Helena ocorrida a 1 de fevereiro de 2019, que afetou as regiões norte e centro;
 - das Trovoadas ocorridas a 25 e 26 de agosto de 2019, que afetaram especialmente a região norte;
 - das Tempestades Elsa e Fabien ocorridas de 18 a 23 de dezembro de 2019, que afetaram especialmente as regiões norte e centro.

Nas figuras seguintes representa-se a evolução dos indicadores SAIDI MT e TIEPI MT no período 2015 a 2019 para todas as interrupções de fornecimento de longa duração com origem na rede de distribuição e considerando o contributo de todos os eventos excecionais.

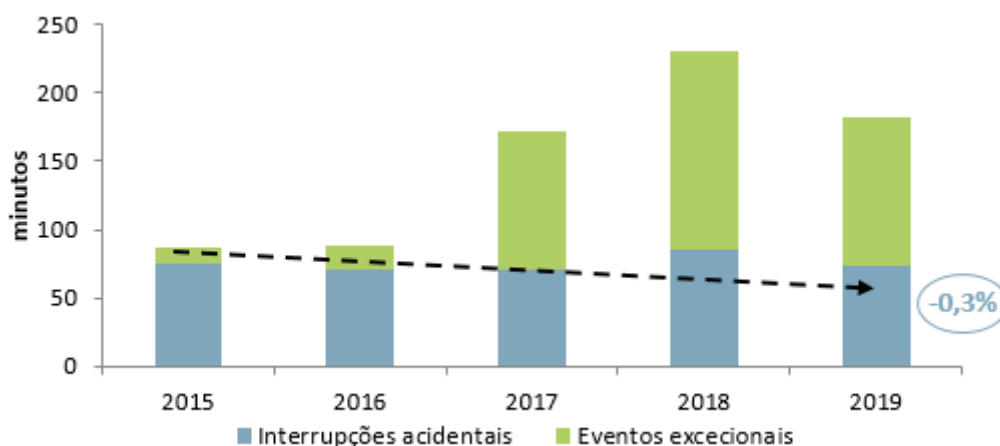


Figura 3.3: Evolução do indicador SAIDI MT, 2015-2019⁹

⁹ Os valores de SAIDI MT em 2017 e 2019 ainda são provisórios

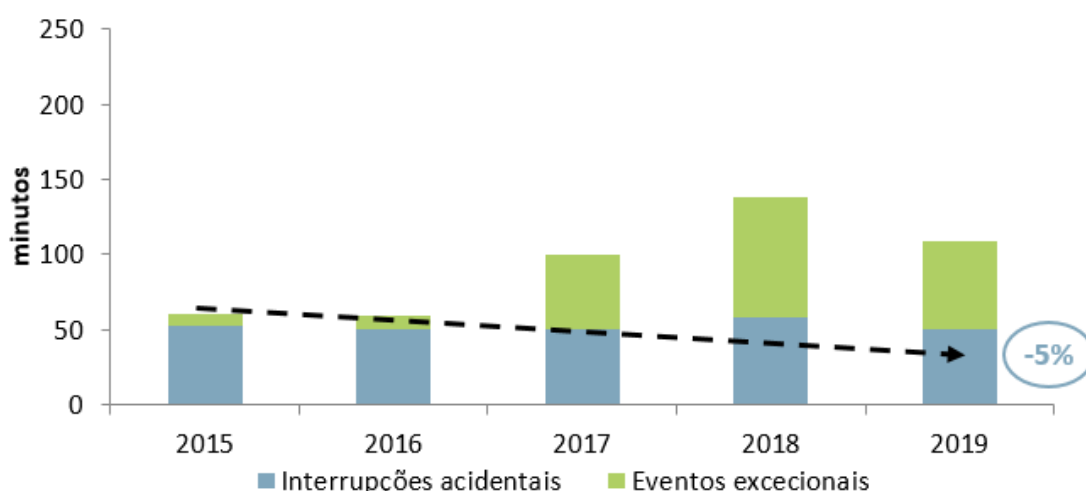


Figura 3.4: Evolução do indicador TIEPI MT, 2015-2019¹⁰

Da análise das Figura 3.3 e Figura 3.4 verifica-se que, excluído o impacto dos eventos excepcionais, os valores de SAIDI MT e os de TIEPI MT em 2019 sofreram uma redução de 0,3 % e 5%, respetivamente, face aos valores registados em 2015, traduzindo uma tendência de manutenção destes indicadores.

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 10% no período 2015-2019 (não considerando o impacto dos eventos excepcionais). Por sua vez, o indicador SAIFI MT manteve uma tendência constante no mesmo período.

A Tabela 3.4 apresenta os indicadores de continuidade de serviço, SAIDI MT e SAIFI MT, referentes às três zonas geográficas de qualidade de serviço (zonas A, B e C) excluindo o impacto dos eventos excepcionais, no período 2015 a 2019.

Tabela 3.4: Indicadores gerais de continuidade de serviço por zona geográfica, 2015-2019

Indicador geral	Zona geográfica	Padrão	Acumulado Ano				
			2015	2016	2017	2018	2019
SAIDI MT (horas/PdE)	A	3	0,57	0,56	0,46	0,50	0,45
	B	4	0,98	0,88	0,84	0,92	0,80
	C	7	1,46	1,41	1,45	1,76	1,52
SAIFI MT (interrupções/PdE)	A	3	0,69	0,96	0,78	0,68	0,71
	B	5	1,26	1,27	1,21	1,29	1,20
	C	7	1,93	1,96	1,82	2,13	2,15

Nota: os valores de 2017 e 2019 são ainda provisórios.

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

³ Os valores de TIEPI MT em 2017 e 2019 ainda são provisórios

conforme estabelecido no RQS, Anexo “Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço no setor Elétrico e no Setor do Gás Natural” e para as diferentes zonas de qualidade de serviço de Portugal Continental.

Assim, no sentido de continuar a corresponder às expectativas dos clientes, a EDP Distribuição tem como objetivo não degradar os indicadores gerais de continuidade de serviço, através da realização de investimentos em programas que genericamente contribuem para a QST, assim como através de subprogramas e projetos de investimento especificamente direcionados para redes identificadas como mais vulneráveis a interrupções.

3.1.1.2.2 Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica da RND

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

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço, previsto no artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (Regulamento n.º629/2017 da ERSE, publicado em Diário da República, 2ª série, n.º 243 de 20 de dezembro de 2017) 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.º10/2017.

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 2020 teve-se em consideração este mecanismo, tendo-se como objetivo manter a qualidade de serviço global na zona de incentivo. Considerando o investimento proposto neste Plano, o risco de sair da zona de incentivo em cada uma das componentes (1 e 2) é negligenciável.

Embora exista dificuldade em valorizar economicamente investimentos explicitamente orientados para a melhoria destes indicadores, já que não são objeto de um mecanismo de incentivo específico, reconhece-se, no entanto, o seu impacto para o cliente final.

A recuperação da qualidade de serviço técnica na RND registada nos últimos anos, e em conformidade com os objetivos definidos pela Entidade Reguladora, tem permitido atingir a zona de incentivo, registando-se no último quinquénio uma tendência de manutenção da qualidade de serviço global.

Por forma a assegurar níveis sustentados de qualidade de serviço, será necessário investir em renovação de ativos, procurando contrariar o envelhecimento dos elementos constitutivos da rede. Prevê-se para os próximos anos um aumento significativo das necessidades de renovação de ativos, tendo em conta o envelhecimento da infraestrutura da rede (o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), e de modo a garantir a sua fiabilidade. Prevê-se, também, um aumento da resiliência da rede aos fenómenos climatéricos extremos,

com aposta no estabelecimento de rede subterrânea (conversão de rede aérea e estabelecimento de novos traçados), nomeadamente nas áreas mais vulneráveis, contribuindo desta forma para a diminuição do risco de degradação da qualidade de serviço.

Em conformidade com os objetivos estratégicos definidos neste Plano para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, foram estimadas as necessidades de investimento necessárias para garantir a adequada evolução da qualidade de serviço da rede, com base num modelo desenvolvido com o INESC TEC e já anteriormente apresentado nos PDIRD-E 2016 e PDIRD-E 2018.

Este estudo foi revisitado para o PDIRD-E 2020, tendo como objetivo validar as metodologias utilizadas e melhorar o modelo de estimação, tendo-se considerado para este vetor, para além do investimento, uma nova componente associada aos custos de manutenção com a RND. Paralelamente, foi desenvolvida a monetização dos benefícios resultantes do impacto respetivo. A descrição da metodologia utilizada e os resultados obtidos são apresentados em mais detalhe no sumário executivo do estudo constante do Anexo H.2.

Adicionalmente, e atendendo a recomendações recebidas na Consulta Pública à proposta de PDIRD-E 2018, nomeadamente no que diz respeito a uma materialização da redução das assimetrias de QST, o modelo de QST utilizado para o PDIRD-E 2020 foi desenvolvido por forma a permitir a desagregação dos valores esperados para os índices globais por zonas de qualidade de serviço técnica do RQS (A, B e C).

Neste Plano, apresentam-se os valores de evolução previstos para o indicador SAIDI MT. Relativamente ao indicador TIEPI MT, uma vez que este possui uma forte correlação com o indicador SAIDI MT, a tendência de evolução é semelhante à descrita para o indicador SAIDI MT.

No âmbito do vetor da QST, a proposta de investimento que se apresenta foi definida numa perspetiva de melhoria do nível da qualidade de serviço global relativamente ao valor de referência considerado no PDIRD-E 2018, e que se manteve para este PDIRD-E 2020 (ref^a SAIDI MT de 77,6 minutos, para um grau de confiança de 50%), conseguida através da melhoria da qualidade de serviço em zonas C e da manutenção em zonas A e B, resultando numa redução das assimetrias entre regiões. O nível global da qualidade de serviço mantém-se, deste modo, dentro da zona de incentivo respetivo.

Assim, no final do Plano atende-se aos objetivos a seguir descritos:

- Melhoria do indicador global de qualidade de serviço (redução do SAIDI MT em -3,39 minutos relativamente ao valor de referência, para um grau de confiança de 50%), resultando num SAIDI MT esperado em 2026 de 74,3 minutos;
- Melhoria da qualidade de serviço conseguida através da redução em zonas C do indicador respetivo (-5,7% relativamente ao valor de referência para esta zona);
- Manutenção dos indicadores de qualidade de serviço para as zonas A e B, relativamente aos respetivos valores de referência.

- Redução das assimetrias entre regiões, melhorando a QST nas zonas pior servidas (maioritariamente classificadas em zonas C) e mantendo nas melhor servidas (maioritariamente classificadas em zonas A e B).

Para o alcance dos objetivos definidos, estima-se para o período 2021 a 2025 um investimento médio anual no vetor Qualidade de Serviço Técnica na RND de 59,1M€/ano, superior (em cerca de 38%) ao nível previsto para o período 2019 a 2021 na proposta final do PDIRD-E 2018.

Complementarmente, e para efeitos de cálculo do indicador SAIDI MT, foi considerado um custo médio anual de 16,9M€/ano para a componente de manutenção da RND a incluir no modelo de estimação¹³.

De acordo com a aplicação do modelo, os valores estimados para o SAIDI MT, no período 2019-2026, situam-se na banda de incerteza apresentada (a sombreado) na figura seguinte:

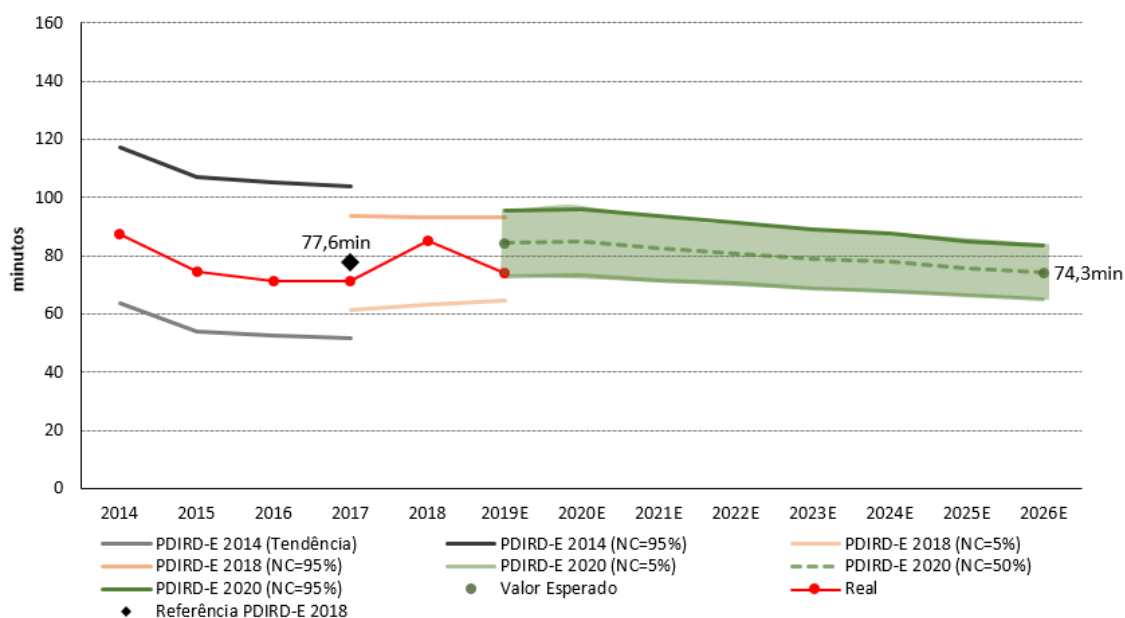


Figura 3.5: Evolução do indicador SAIDI MT em 2014-2018 e previsão 2019-2026¹⁴

Por análise do gráfico, verifica-se que a banda de incerteza estimada para o período deste Plano sofreu uma deslocação no sentido ascendente quando comparada com a banda prevista no PDIRD-E 2018, situando-se o valor esperado para o ano de partida (ano de 2019) acima do valor esperado para o mesmo ano no PDIRD-E anterior. Por outro lado, o valor real (provisório) verificado em 2019 situa-se na parte mais inferior da banda.

Esta deslocação da banda de incerteza deve-se ao agravamento do indicador SAIDI MT no triénio 2017-2019 e a um decréscimo significativo do investimento médio anual realizado na RND no mesmo triénio quando comparado com o triénio anterior 2014-2016 (da ordem dos - 39%). Entretanto, verifica-se que o modelo de previsão conduz a um estreitamento da banda de incerteza ao longo do período do PDIRD-E 2020, em resultado do aumento previsto da

¹³ valor médio estimado para os 3 anos (2018-2020) antes do início do Plano, excluindo manutenção corretiva, conforme estudo apresentado no Anexo H

¹⁴ Os valores de SAIDI MT em 2017 e 2019 são ainda provisórios.

resiliência da rede às condições atmosféricas mais extremas e na consequência dos investimentos previstos realizar neste Plano.

Assim, para o investimento proposto neste Plano e para o vetor Qualidade de Serviço Técnica, o valor de SAIDI MT previsto atingir em 2026 é de 74,3 minutos (com um grau de confiança de 50%), refletindo uma recuperação de -3,39 minutos do nível global de qualidade de serviço técnica na RND comparativamente com o valor de referência do anterior PDIRD-E 2018 (situado em 77,6 minutos) e que se tomou, também, como valor de referência para o PDIRD-E 2020.

No que se refere à análise efetuada por zona de qualidade de serviço RQS, apresenta-se na Figura 3.6 seguinte o gráfico para o SAIDI MT resultante da aplicação dos modelos de estimação, elaborado no referido estudo:

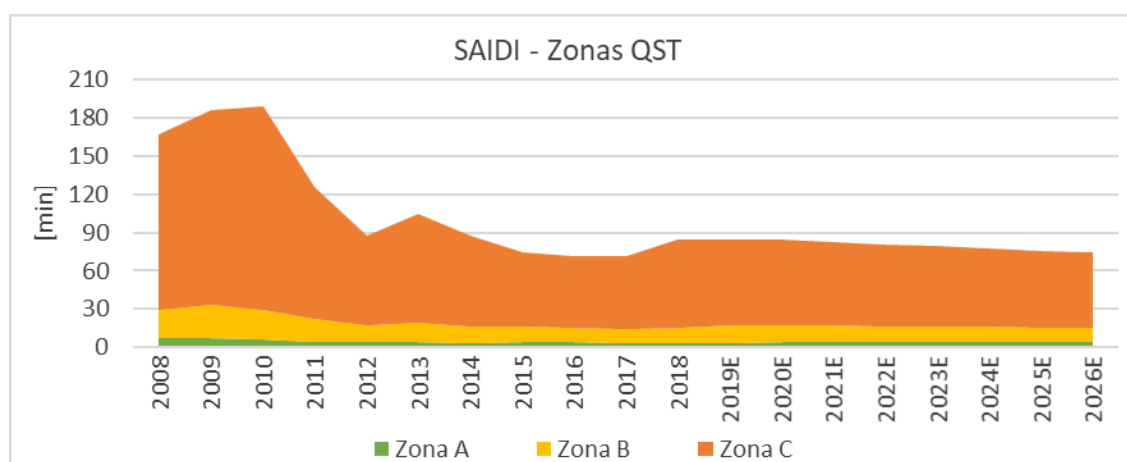


Figura 3.6: Evolução do indicador SAIDI MT por zona de qualidade de serviço RQS

Verifica-se, assim, que o maior contributo para o SAIDI MT global está associado à zona C, cuja evolução favorável é notória ao longo dos anos, e igualmente se prevê ocorrer no período do PDIRD-E 2020. Por seu lado, a evolução desde indicador nas zonas A e B, embora também favorável, é mais estável e prevê-se manter nos próximos anos. Tal aponta claramente para uma redução das assimetrias entre zonas, melhorando principalmente os indicadores nas zonas C (pior servidas) e procurando não degradar as zonas A e B (melhor servidas).

Monetização dos benefícios no vetor QST

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no já referido Anexo H.2.

O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos no vetor Qualidade de Serviço Técnica tem por base o conceito do impacto do não investimento na RND neste vetor, num horizonte temporal de 30 anos, e inclui duas componentes. A primeira componente utiliza o conceito de evolução da END (com e sem investimento) que se relaciona

diretamente com o índice TIEPI MT, e a segunda considera o impacto do valor esperado de TIEPI MT no cálculo do benefício do incentivo à continuidade de serviço.

Os resultados obtidos apontam que os benefícios quantificados, acumulados ao longo de um horizonte de 30 anos, não são suficientes para atingir o investimento previsto neste vetor no período 2021-2025, tal como se pode observar na Figura seguinte:

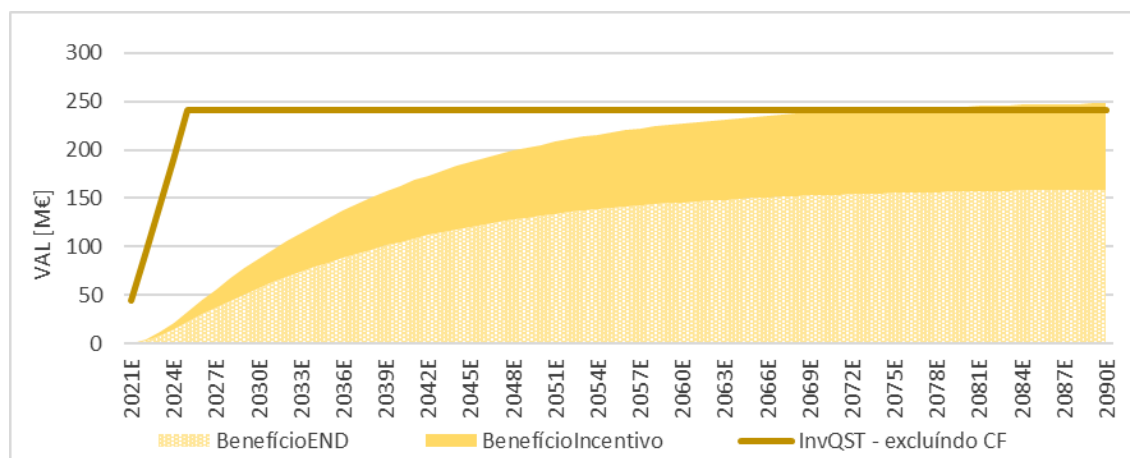


Figura 3.7: Evolução anual acumulada dos benefícios e do investimento em QST

A monetização tardia prende-se sobretudo com o atual valor do TIEPI de referência definido para o cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço componente 1 (70,2 minutos), ser bastante acima dos valores históricos registados nos últimos 6 anos (valor médio de 56,8 minutos), bem como o facto de o valor do incentivo (4M€) ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos níveis dos índices de qualidade de serviço.

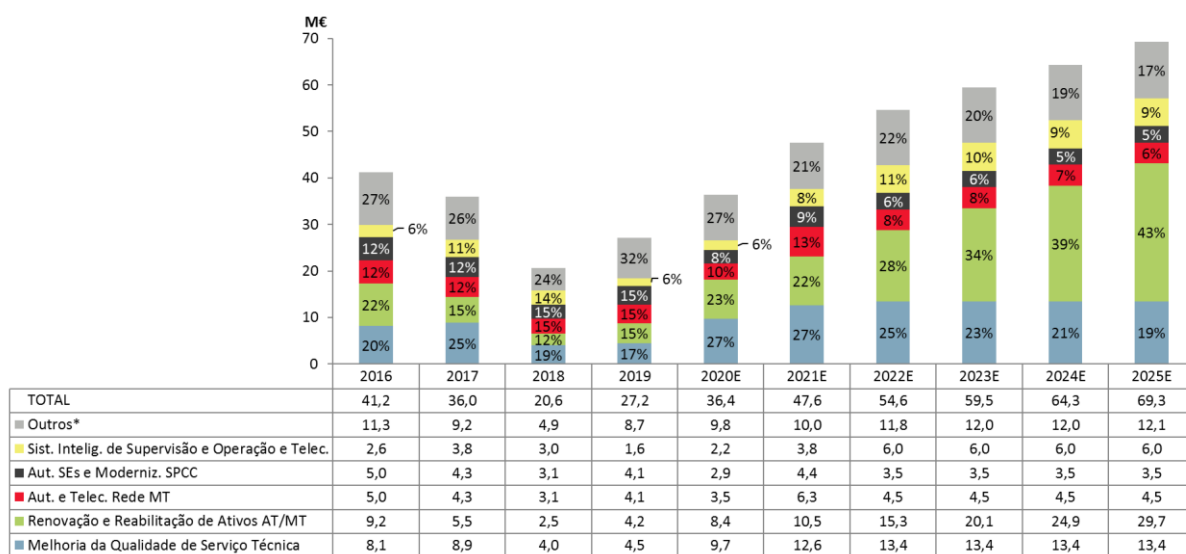
De facto, atendendo às recomendações de não degradação da qualidade de serviço técnica, plasmadas em anteriores pareceres da ERSE, o Plano tem em conta níveis de investimento necessariamente elevados no vetor para dar cumprimento aos objetivos de QST.

Destaca-se, ainda, que a quantificação dos benefícios não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias de qualidade de serviço técnica entre zonas, dado a sua valorização em termos monetários ser complexa, mas esta redução de assimetrias é diferenciadora nos objetivos estratégicos deste Plano.

Investimento previsto no vetor QST

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Renovação e Reabilitação de Ativos, Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Automação de SE's e Modernização de Sistemas de Proteção Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), é apresentada na Figura 3.8). Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de

investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.



* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Desenvolvimento de Rede - Aquisição de Terrenos para Subestações - Redução de Perdas Técnicas AT/MT - Investimento Inovador Beneficiações Extraordinárias - Abertura e Restabelecimento da RSFGC - Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Figura 3.8: Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2016-2025

O investimento previsto no vetor Qualidade de Serviço Técnica na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 295,3 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 59,1 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Referem-se, ainda, os subprogramas incluídos neste Plano especificamente direcionados para os objetivos de melhoria da qualidade de serviço técnica, incluídos no programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica e, também, já considerados em PDIRD-E anteriores, designadamente: “Garantia N-1 às Sedes de Concelho”, “Reserva N-1 à falha de injetor AT às cargas localizadas na cidade de Lisboa”, e “Melhoria das Redes MT de Alimentação a Pontos de Entrega com Pior Qualidade de Serviço Técnica”. No Anexo C os mesmos são descritos em maior detalhe, indicando-se também os investimentos respetivos.

Finalmente, pelo seu impacto muitas vezes relevante, relacionado com constrangimentos associados à alimentação de zonas em que se sobrepõem vários níveis de tensão na rede MT, destaca-se aqui este tema.

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.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Qualidade de Serviço Técnica, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável.

Análise de Sensibilidade ao Investimento previsto no vetor QST

Tendo em consideração a importância da qualidade de serviço assumida em anteriores Planos e refletida nos pareceres e consultas públicas a anteriores edições do PDIRD-E, analisou-se o comportamento da variação do indicador de referência respetivo (SAIDI MT) em função da variação do investimento aplicado ao vetor Qualidade de Serviço Técnica.

Conforme referido em ponto anterior, o investimento previsto no vetor QST no PDIRD-E 2020 é de 59,1M€/ano, a que corresponde um investimento total no período 2021-2025 de 295,3M€. Com este investimento, o valor de SAIDI MT previsto atingir em 2026 é de 74,3 minutos (para um grau de confiança de 50%), refletindo uma recuperação de -3,39 minutos do nível global de qualidade de serviço técnica na RND comparativamente com o valor de referência (77,6 minutos).

- **Variação inferior da análise de sensibilidade**

Uma redução de -16,3% do investimento no vetor QST relativamente ao previsto no Plano proposto (-9,6M€/ano), conduz à manutenção da qualidade de serviço global a nível nacional (i.e. resulta numa estimativa de SAIDI MT em 2026, e para um grau de confiança de 50%, igual ao valor de referência de 77,6 minutos), permitindo manter simultaneamente os valores de referência por zonas (A, B e C). O investimento total correspondente, nos 5 anos do Plano, é de 247,3M€.

Valores de investimento no vetor QST inferiores aos da proposta de PDIRD-E 2020 não deverão permitir responder adequadamente ao objetivo de redução das assimetrias, ou melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos. Por outro lado, aumenta o risco de degradação da qualidade de serviço técnica global, tendo em conta os graus de confiança associados, comprometendo o acompanhamento da média dos países europeus em termos de indicadores de continuidade de serviço.

- **Variação superior da análise de sensibilidade**

Um incremento de +33,4% do investimento no vetor QST relativamente ao previsto no Plano proposto (+19,8M€/ano), conduz a uma recuperação do SAIDI MT global em 2026, e para um grau de confiança de 50%, de -8,1 minutos em relação ao valor de referência, permitindo manter os valores na zona A e melhorar nas zonas B e C.

Este incremento do investimento no vetor QST, num total de 394,1M€ nos 5 anos do Plano, conduz a um valor de SAIDI MT previsto atingir em 2026 de 69,5 minutos, para um grau de confiança de 50%, com uma recuperação de 5% da qualidade de serviço nas zonas B e de 13,7% nas zonas C.

Valores de investimento superiores aos da proposta de PDIRD-E 2020 evidenciam um esforço adicional de aumento da resiliência da rede, permitindo reduzir o risco de degradação da qualidade de serviço global através de uma redução da banda de incerteza (associada aos graus de confiança), bem como reduzir ainda mais as assimetrias entre regiões e acelerar a trajetória de melhoria dos indicadores de continuidade de serviço em linha com a média dos outros países europeus.

Em conclusão, tendo em conta a Análise de Sensibilidade efetuada, considera-se que a proposta de investimento apresentada neste Plano será a que melhor garante a adequação dos investimentos em Qualidade de Serviço Técnica que dão resposta aos seguintes objetivos:

- Garantir uma melhoria da qualidade de serviço global, no final do Plano, em relação aos níveis de referência atuais, conseguida através de uma recuperação na zona C e da manutenção nas zonas A e B.
- Prosseguir com o plano de redução de assimetrias, melhorando as zonas pior servidas e mantendo controlado o risco de degradação das melhor servidas;
- Manter a qualidade de serviço global dentro da zona de incentivos à melhoria da qualidade de serviço;

ao mesmo tempo que promove o aumento da eficiência e contribuindo para o não agravamento da tarifa, mesmo em cenários mais pessimistas consumo.

Impacto e Benefícios dos Investimentos Propostos

A quantificação dos benefícios para o sistema elétrico (redução da energia de perdas e da energia não distribuída ou melhoria dos indicadores de qualidade de serviço), durante a vida útil dos projetos dos principais investimentos previstos, encontra-se discriminada nas fichas do Anexo C.

Nesta análise, por definição, considera-se que a energia não distribuída é a relativa às interrupções de fornecimento de energia por avaria. No entanto, para efeitos de avaliação 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).

O Plano apresentado e respetivos projetos de investimento, com impacto no vetor qualidade de serviço técnica, dão resposta a duas componentes de análise e atuação: uma relativa ao esforço da não degradação da qualidade de serviço e outra relativa ao esforço de melhoria da qualidade de serviço.

Quanto à não degradação da qualidade de serviço, implica o desenvolvimento de projetos que contribuem em média, anualmente, com uma melhoria da qualidade de serviço equivalente à degradação natural da rede, de modo a anulá-la.

Quanto à melhoria da qualidade de serviço, neste Plano, refere-se ao esforço de redução de assimetrias de qualidade de serviço das linhas MT, aumento da resiliência das redes aéreas em zonas mais expostas a eventos meteorológicos excecionais e instalação de pontos de telecomando na rede MT, melhorando as zonas pior servidas.

Na quantificação dos benefícios considerados com impacto no vetor qualidade de serviço, o parâmetro utilizado para a avaliação dos projetos teve em conta os objetivos a atingir, pelo que foram utilizados diferentes indicadores (END, TIEPI MT, SAIDI MT e MAIFI MT).

Globalmente, o benefício associado aos projetos de investimento com impacto no vetor qualidade de serviço representam, no fim do período 2021-2025, ganhos anuais de energia não distribuída, que se apresentam na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Impacto anual dos investimentos no vetor qualidade técnica de serviço da rede na redução de END (GWh)¹⁵

Ano	END (GWh)
2021	0,96
2022	1,00
2023	1,04
2024	1,07
2025	1,10
TOTAL	5,16

O impacto dos investimentos na qualidade de serviço foi estimado com base no mesmo modelo de estimação das necessidades de investimento, desenvolvido em colaboração com uma entidade científica, apresentado em detalhe no sumário executivo do estudo constante do Anexo H.2 e cujos resultados se apresentam no capítulo 3.1.1.2.2.

Considerando a contribuição de todos os projetos, bem como a degradação dos indicadores da qualidade de serviço atrás referida, a evolução estimada para o SAIDI MT é a indicada no gráfico da Figura 3.5. De facto, a redução de SAIDI MT que se prevê obter com a realização do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica será, em grande parte, para compensar a degradação estimada para a rede MT neste período. No período deste Plano, o ganho médio anual líquido de SAIDI MT proporcionado pelo investimento no vetor qualidade de serviço é de 1,68 min/ano, estimando-se uma redução de 8,40 minutos no SAIDI MT no período. Devido

¹⁵ O valor de redução de END é reportado ao ano em que são realizados os investimentos, mas a redução só é efetiva no ano seguinte.

ao agravamento do indicador SAIDI MT no triénio 2017-2019, este ganho permitirá uma recuperação de -3,39 minutos do nível global de qualidade de serviço técnica na RND comparativamente com o valor de referência do anterior PDIRD-E 2018, conforme anteriormente referido.

3.1.1.3 Eficiência da Rede

No âmbito do vetor Eficiência da Rede, pretende-se melhorar os níveis de perdas técnicas na RND.

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas globais nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento dos operadores das redes que permitam alcançar reduções adicionais de perdas. Este mecanismo permite aos operadores de rede serem remunerados adicionalmente pelo seu desempenho, caso consigam reduzir as perdas nas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizados caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

A EDP Distribuição tem vindo a desenvolver vários estudos, em parceria com instituições científicas, subjacentes ao tema das perdas nas redes e sua evolução.

No PDIRD-E 2014 foi apresentado um estudo realizado em colaboração com o IST que demonstrava que as perdas técnicas nas redes AT e MT se encontravam em níveis considerados adequados.

Para o PDIRD-E 2016 foi desenvolvido um novo estudo com o INESC-ID o qual, para além de confirmar que as perdas técnicas na RND se mantinham em níveis adequados, avaliou o impacto da produção distribuída nas perdas. O estudo permitiu concluir que a PRE tem efeitos muito diversos em função do nível de tensão em que se verifica o seu incremento. Assim, quando a injeção se verifica na rede de BT, existe um ganho na rede AT e MT. Quando a injeção se verifica na rede MT, podemos considerar que os ganhos para o sistema são desprezáveis, enquanto que se a injeção se verificar na rede AT, existe degradação nas perdas globais do sistema. Estes efeitos têm um valor mais ou menos expressivo em função do nível de injeção na rede.

No PDIRD-E 2018, com base nos resultados destes estudos e outros, realizados com o INESC TEC, foram estimadas perdas para a rede AT e MT.

Dando seguimento a esta análise com o INESC TEC, pretendeu-se ainda estudar a viabilidade de aplicar balanços de energia para distinguir perdas por nível de tensão e para identificar a parcela correspondente a perdas não técnicas. Os resultados até agora obtidos apontam para valores de perdas alinhados com os padrões esperados na rede AT e na rede MT, enquanto que para a rede BT se afasta dos padrões normais e não está de acordo com a experiência e testes realizados em estudos anteriores.

Complementarmente, estão a decorrer outras análises com o INESC TEC sobre o impacto da produção distribuída nas perdas da rede, cujos resultados preliminares revelam que a mesma

terá um impacto considerável nas perdas, facto particularmente relevante para análises futuras à eficiência da rede e face à elevada penetração de produção distribuída perspectivada nos níveis de tensão da RESP.

Assim, deverão prosseguir-se estes e outros estudos para robustecer conclusões e consideração em futuros PDIRD-E.

Na figura seguinte é apresentada a evolução das perdas técnicas na RND (%) até final do período do PDIRD-E 2020, tendo em conta os valores de investimento, realizado e previsto, no vetor Eficiência da Rede, de acordo com as previsões do modelo de estimação desenvolvido no estudo de impacto do investimento nos vetores realizado com o INESC TEC (Anexo H.2). Este modelo permitiu a desagregação das perdas por níveis de tensão AT e MT e considerando a contribuição da componente de perdas técnicas.

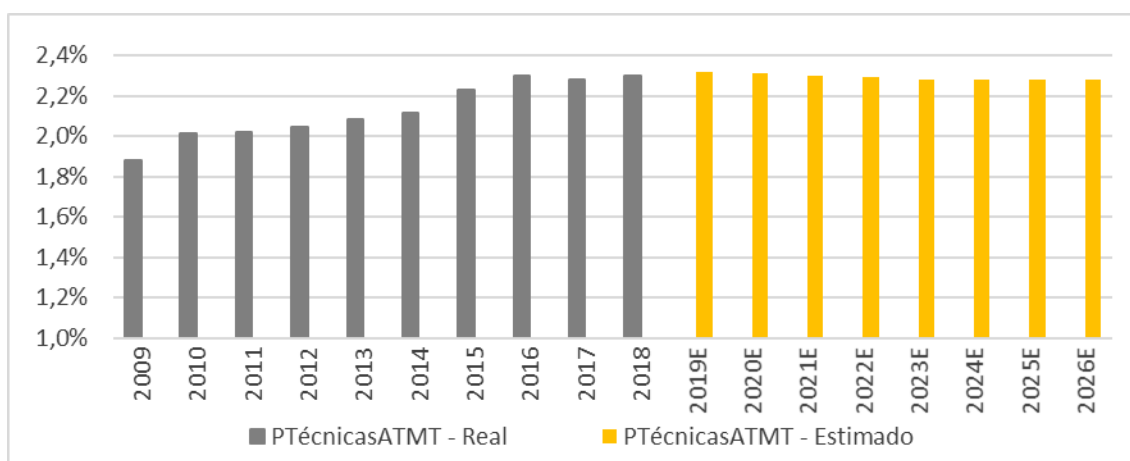


Figura 3.9: Evolução das Perdas Técnicas AT/MT [GWh] e em relação à Energia Distribuída [%].

As projeções da evolução das perdas técnicas na RND apontam para uma estabilização dos valores, em termos percentuais, ao longo do período 2021-2025 e em linha com os anos mais recentes.

Com os investimentos previstos neste Plano para este vetor, as perdas técnicas na RND deverão manter-se em níveis que se consideram adequados, compensando o efeito penalizador do aumento da procura e do aumento da produção distribuída.

Entretanto, conforme já referido, outros estudos sobre o impacto da produção distribuída nas perdas mostram que esta poderá ter um impacto considerável, o que sugere que, no futuro, poderá vir a ser necessário rever os investimentos necessários no vetor Eficiência da Rede.

Monetização dos benefícios do vetor ER

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e

monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no Anexo H.2.

Para o vetor Eficiência da Rede a monetização é dada pela diferença entre a evolução das perdas técnicas com e sem consideração do investimento respetivo.

A figura seguinte apresenta o benefício a longo prazo (horizonte de 30 anos) por investimento na rede (ou seja, o valor das perdas evitadas) e o investimento acumulado ao longo do PDIRD-E 2020.

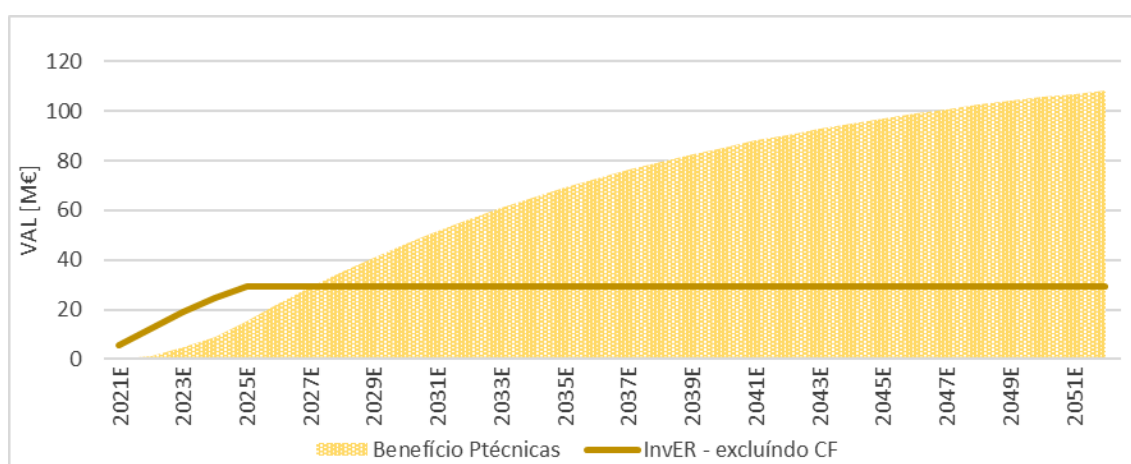


Figura 3.10: Evolução acumulada do benefício em perdas técnicas AT/MT e do valor do investimento em ER.

Como se observa, o benefício derivado do investimento neste vetor tem um retorno bastante célere e elevado, evidenciando a sua racionalidade económica.

Atendendo às conclusões acima referidas, sobre a adequação dos níveis de perdas na RND e a racionalidade económica dos investimentos, com benefícios para a sociedade, considera-se que os valores de investimento considerados neste Plano para o vetor Eficiência de Rede são os adequados às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

Investimento previsto no vetor ER

A EDP Distribuição mantém o objetivo de continuar a melhorar as perdas na rede, tendo neste âmbito identificado um programa de investimento específico (Redução de Perdas Técnicas AT/MT) a incidir, principalmente, no reforço/duplicação de saídas de subestações com maior utilização, no estabelecimento de novas subestações em zonas de maior concentração de carga e na recuperação de redes de secção reduzida.

Verifica-se, entretanto, que o contributo dos vários programas genéricos de investimento para o vetor Eficiência da Rede permitirá per si manter as perdas técnicas em níveis adequados, pelo que no programa específico de Redução de Perdas Técnicas AT/MT apenas serão realizados os projetos de investimento com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade.

A EDP Distribuição continuará a acompanhar ativamente a evolução das perdas técnicas na RND, avaliando a oportunidade de investimento em projetos com uma relação benefício/custo em redução de energia de perdas superior à unidade. Para tal, dará continuidade ao desenvolvimento de modelos para melhor estimação das perdas na rede.

A evolução do investimento no vetor Eficiência da Rede, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Desenvolvimento de Rede, Redução de Perdas Técnicas AT/MT e Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT), é apresentada na figura seguinte. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.

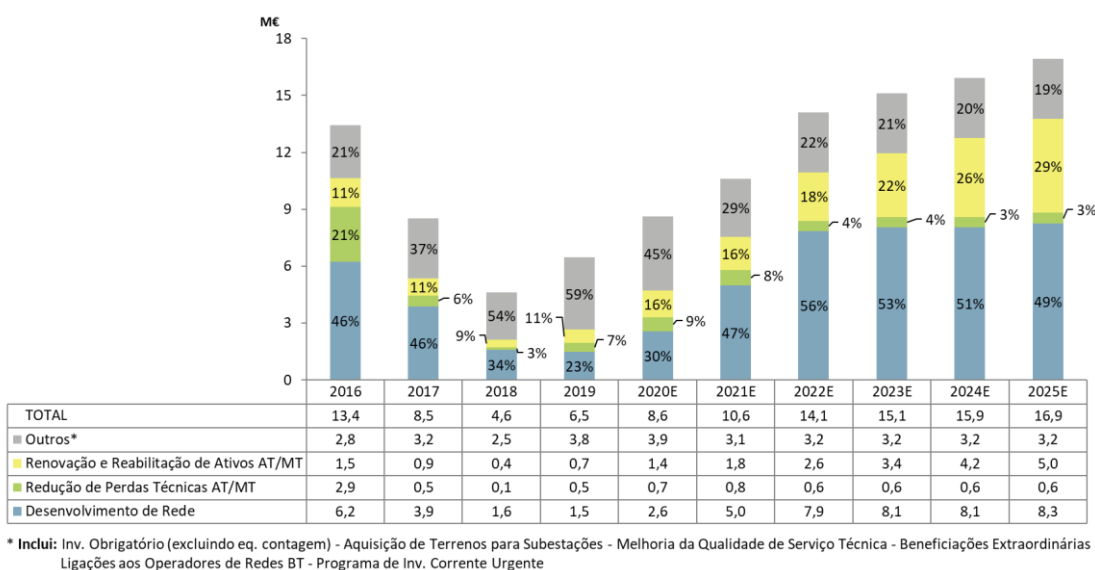


Figura 3.11: Investimento no vetor Eficiência da Rede, 2016-2025

O investimento previsto no vetor Eficiência da Rede na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 72,7 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 14,5 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência da Rede, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo neste vetor é tolerável.

Impacto e Benefícios dos Investimentos Propostos

O impacto na eficiência da rede dos principais projetos de investimento descritos individualmente no Anexo C, medido pelos benefícios anuais médios de redução da energia

de perdas, é avaliado em 29,2 GWh. Estima-se que os restantes projetos previstos no plano contribuam adicionalmente com 91,1 GWh/ano para a redução da energia de perdas.

Assim, os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto no vetor eficiência da rede representam, no fim do período 2021-2025, os ganhos médios anuais em energia de perdas na rede AT e MT apresentados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Impacto anual dos investimentos no vetor eficiência da rede na redução de perdas AT e MT (GWh)
16

Ano	Redução de perdas (GWh)
2021	17,8
2022	23,4
2023	25,0
2024	26,3
2025	27,9
Total	120,3

Os investimentos previstos neste plano para melhoria da eficiência da rede asseguram a compensação do aumento de perdas técnicas resultantes do aumento da procura (no cenário central de evolução dos consumos) e do aumento da produção embebida, estimando-se, ainda, uma pequena redução (0,05 p.p.) do valor relativo das perdas técnicas globais da RND.

3.1.1.4 Eficiência Operacional

No âmbito do vetor Eficiência Operacional, pretende-se priorizar investimentos que potenciem a redução de custos operacionais.

O aumento de ativos na RND, as comunicações e a evolução tecnológica criam desafios de operação, tornando necessário adaptar a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

A quota cada vez mais significativa da PRE, o aumento da utilização de veículos elétricos, a capacidade de armazenamento, a tentativa de harmonizar o diagrama de cargas, entre outros fatores, irá exigir um maior nível de monitorização da rede. Essa monitorização é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

No PDIRD-E 2020 dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes.

Este esforço é particularmente relevante para obter um maior controlo da rede, cuja complexidade deverá continuar a aumentar significativamente nos próximos anos, decorrente

¹⁶ 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.

da Transição Energética e aumento da digitalização, e que se pretende gerir de forma eficiente.

Monetização de Benefícios no vetor EO

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no Anexo H.2.

Os investimentos no vetor Eficiência Operacional têm como objetivo obter benefícios efetivos em termos do custo de operação da RND.

Os benefícios associados a este vetor traduzem-se em ganhos nos tempos de interrupção e em menores gastos com as equipas de manutenção. Assim, considerou-se que os ganhos de eficiência operacional se relacionam com a quantidade de elementos de automatização na rede.

A monetização dos benefícios decorrentes do investimento no vetor Eficiência Operacional incluiu duas componentes estimadas. A primeira refere-se ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI. A segunda componente prende-se com os custos de manutenção (OPEX), relacionado linearmente com a evolução do telecomando na rede MT, ou seja, o benefício desta componente resulta do custo do OPEX/Cliente (em função dos pontos telecomandados), ao ser considerado ou não investimento no vetor Eficiência Operacional.

Na figura seguinte apresenta-se os resultados obtidos, verificando-se que este vetor se caracteriza por uma rápida monetização.

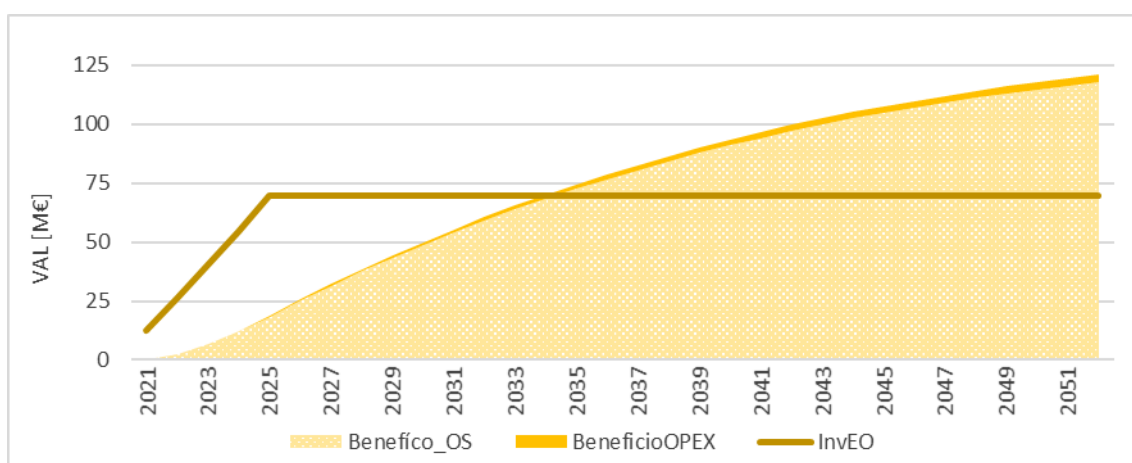


Figura 3.12: Evolução acumulada dos benefícios e do investimento em Eficiência Operacional

Como índice complementar, calculou-se as emissões de CO₂, considerando a evolução dos índices SAIFI e MAIFI com e sem investimento no vetor. No entanto, optou-se por não monetizar as emissões de CO₂, uma vez que a penalização paga é residual quando comparada com os restantes montantes dos benefícios analisados.

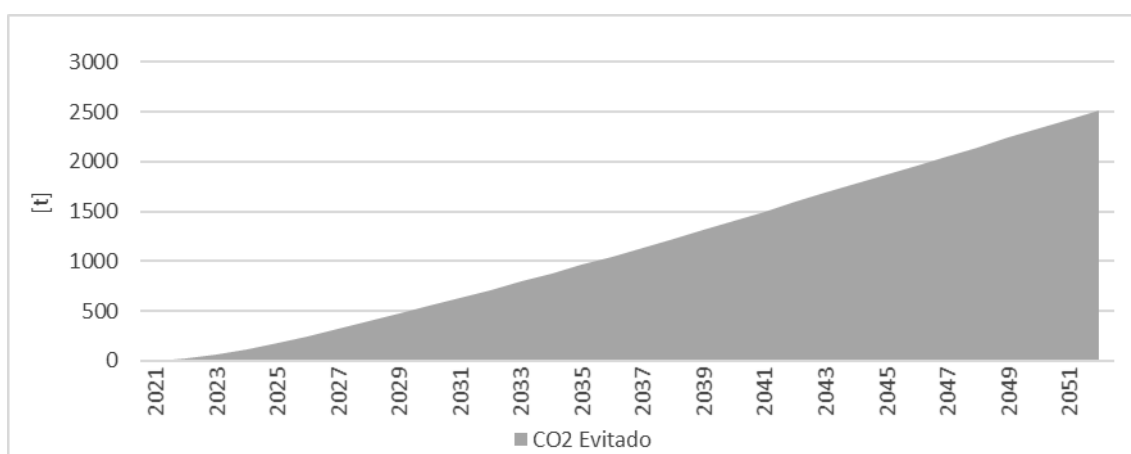


Figura 3.13: Emissões de CO2 evitadas decorrentes do investimento em Eficiência Operacional

Finalmente, no âmbito do vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (86,4M€ no período 2021-2025), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 1,1%/ano nos anos de investimento do PDIRD-E, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção.

Investimento previsto no vetor EO

A evolução do investimento no vetor Eficiência Operacional, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor (Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações ,Programa de Investimento Corrente Urgente, Beneficiações Extraordinárias e Outros), é apresentada na figura seguinte. Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.

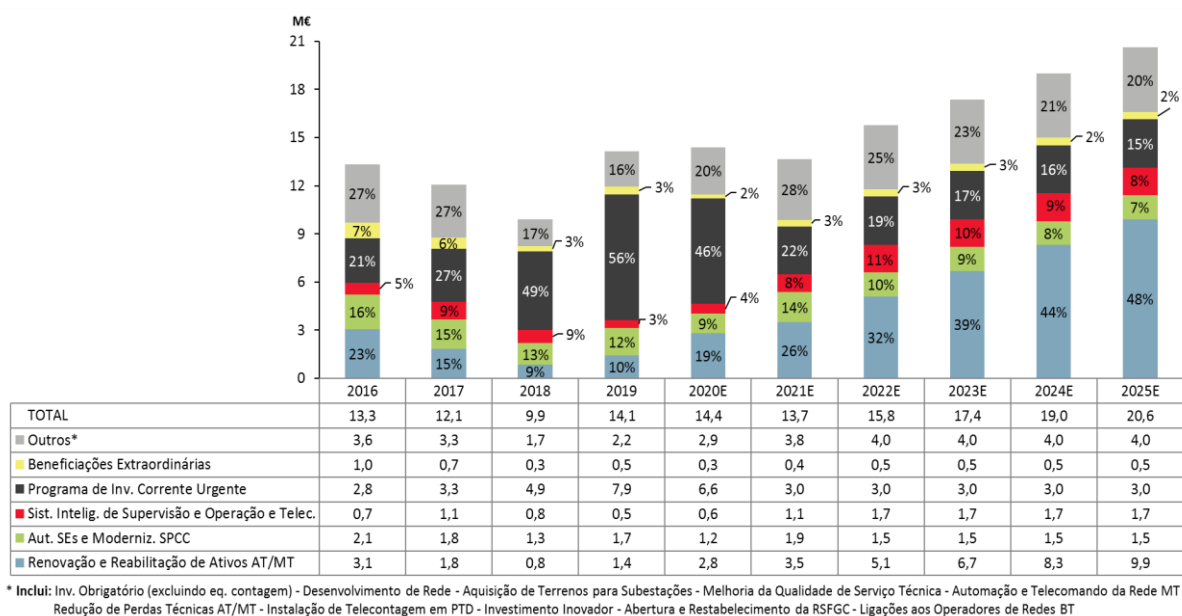


Figura 3.14: Investimento no vetor Eficiência Operacional 2016-2025

O investimento previsto no vetor Eficiência Operacional na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 86,4 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 17,3 M€/ano.

O contributo dos vários programas para este vetor está essencialmente relacionado com a automação e a modernização dos sistemas em subestações, com a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, e com a substituição ou beneficiação dos elementos de rede, permitindo diminuir os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional.

Salienta-se o aumento significativo da contribuição do programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT para este vetor, devido ao forte incremento da verba que se prevê para o mesmo no período deste Plano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento do Plano para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Eficiência Operacional, descritos no capítulo 7, conclui-se que o risco de não cumprimento do objetivo para a eficiência operacional é baixo.

3.1.1.5 Acesso a Novos Serviços

No âmbito do vetor Acesso a Novos Serviços, pretende-se melhorar a capacidade de resposta do ORD, 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.

A transição para uma rede inteligente (*smart grid*) passa por um acréscimo significativo nos níveis de monitorização, automação e controlo na rede, que permitam integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

Os benefícios resultantes do investimento neste vetor estão diretamente relacionados com a instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede bem como sistemas de gestão, os quais permitirão, entre outros, obter mais e melhor informação sobre o estado da rede, efetuar processamento e exercer ações de controlo locais. Assim, os novos serviços não dependem apenas da instalação de dispositivos inteligentes, mas também da implementação de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.

O investimento neste vetor contribuirá para o aumento do nível de monitorização da rede e permitirá o aparecimento de novos serviços que, expectavelmente, induzirão alterações nos consumos, contribuindo para uma gestão mais eficiente e otimizada dos mesmos e impactando na evolução da procura e da ponta na rede, o que por sua vez, poderá induzir em custos evitados pelo adiamento de outros investimentos (por exemplo, no reforço da rede).

Tal deverá permitir, entre outros:

- menor manutenção e melhor aproveitamento das infraestruturas existentes;
- contribuição para o estabelecimento de mercados de energia locais;
- contribuição para estimação de perdas técnicas;
- contribuição para identificação de anomalias de consumo / fraudes;
- exploração de unidades de armazenamento;
- localização de defeitos;
- maior consciencialização dos consumidores sobre os seus consumos;
- etc.

Os desafios atuais do setor impõem uma resposta adequada do ORD, que viabilize a Transição Energética esperada e acompanhe a crescente dependência da economia na Rede Elétrica de Distribuição. Nesse sentido, é inevitável o aumento de investimento neste vetor, para o qual contribuem os programas e respetivos projetos que satisfazem diretamente os novos requisitos previstos para a rede.

Monetização de Benefícios

Atendendo-se às recomendações obtidas em prévias edições de PDIRD-E, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi desenvolvido um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores, e cujo sumário executivo se apresenta no Anexo H.2.

O procedimento adotado para monetizar os benefícios dos investimentos no vetor Acesso a Novos Serviços (ANS), baseia-se no pressuposto de que estes novos serviços induzirão alterações nos consumos, reduzindo a procura (e a ponta), podendo resultar em custos evitados pelo adiamento de investimentos em segurança de abastecimento.

Assim, a monetização dos investimentos neste vetor teve por base o custo com a END, consequente da incapacidade de fornecimento de energia pelos transformadores AT/MT e MT/MT, semelhante ao realizado no vetor de Segurança de Abastecimento. O benefício calculado resulta da diferença de custos com o aumento da capacidade de monitorização da rede derivado do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços.

A Figura 3.15 apresenta o benefício a longo prazo (30 anos) bem como os custos associados ao investimento neste vetor, concluindo-se que os potenciais benefícios ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano 2021-2025.

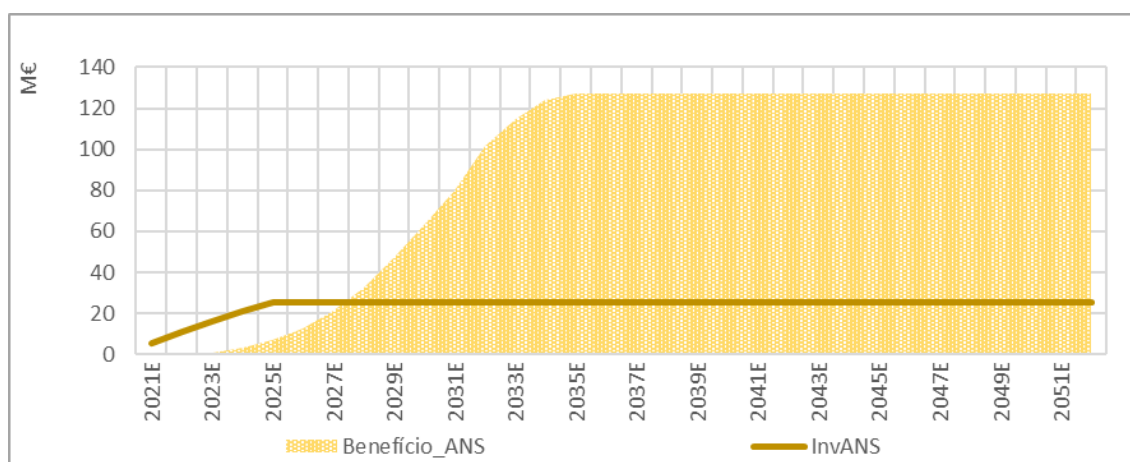


Figura 3.15: Comparação entre a evolução do benefício e o investimento em ANS.

A evolução do investimento no vetor Acesso a Novos Serviços, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, desagregado pelos programas de investimento que contribuem para este vetor (Investimento Inovador e Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), é apresentada na Figura 3.16). Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano Proposto.

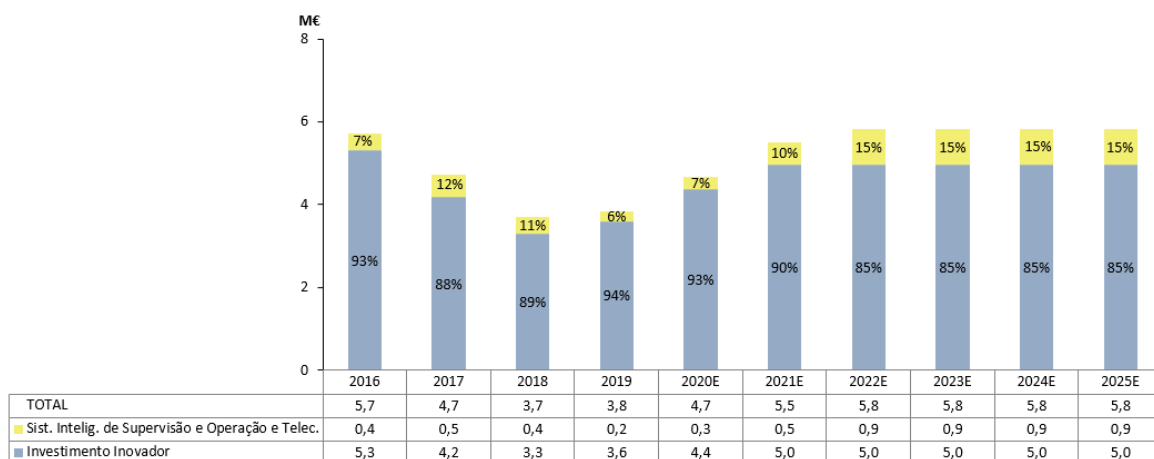


Figura 3.16: Investimento no vetor Acesso a Novos Serviços 2016-2025

Nota: No ano de 2016 realizou-se, ainda, investimento associado ao programa de investimento “Instalação de Telecontagem em PTD” (concluído nesse ano) que, sendo de valor muito reduzido (apenas 0,1M€), não foi individualizado.

O investimento previsto no vetor Acesso a Novos Serviços na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 28,8 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 5,8 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 e apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento para todos os programas.

Com os investimentos previstos nesta proposta de PDIRD-E 2020 e os mecanismos de mitigação do risco associados ao vetor Acesso a Novos Serviços, descritos no capítulo 7 conclui-se que o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor é tolerável.

3.1.1.6 Outros Investimentos

Para além dos investimentos associados aos 5 vetores estratégicos de investimento, atrás descritos, este Plano inclui, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores, sendo incluídos na rubrica designada por “Outros”.

São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Inv. Obrigatório – Equipamento de Contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

No que se refere à Promoção Ambiental, a EDP Distribuição tem vindo a implementar uma série de medidas voluntárias 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;
- Enterramento de linhas aéreas.

Para este último ponto existe um subprograma específico, designado “Integração Paisagística de Redes Aéreas”. Este subprograma tinha como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. No PDIRD-E 2020 propõe-se estender este objetivo à rede AT, indo ao encontro dos novos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infraestruturas de linhas aéreas AT. A ficha respetiva é apresentada no Anexo C.

Mantem-se, ainda, a preocupação acrescida com a abertura e restabelecimento da rede secundária de faixas de gestão de combustível, prevendo-se um reforço de verba em relação ao PDIRD-E anterior, decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

A evolução do investimento na rubrica “Outros”, realizado no período 2016-2019 e previsto no período 2020-2025, apresenta-se na Figura 3.17.

Os valores considerados resultam da aplicação da atual matriz de contribuição dos programas de investimento para os vetores. Os dados apresentados para o período entre 2021 e 2025, correspondem ao Plano proposto.

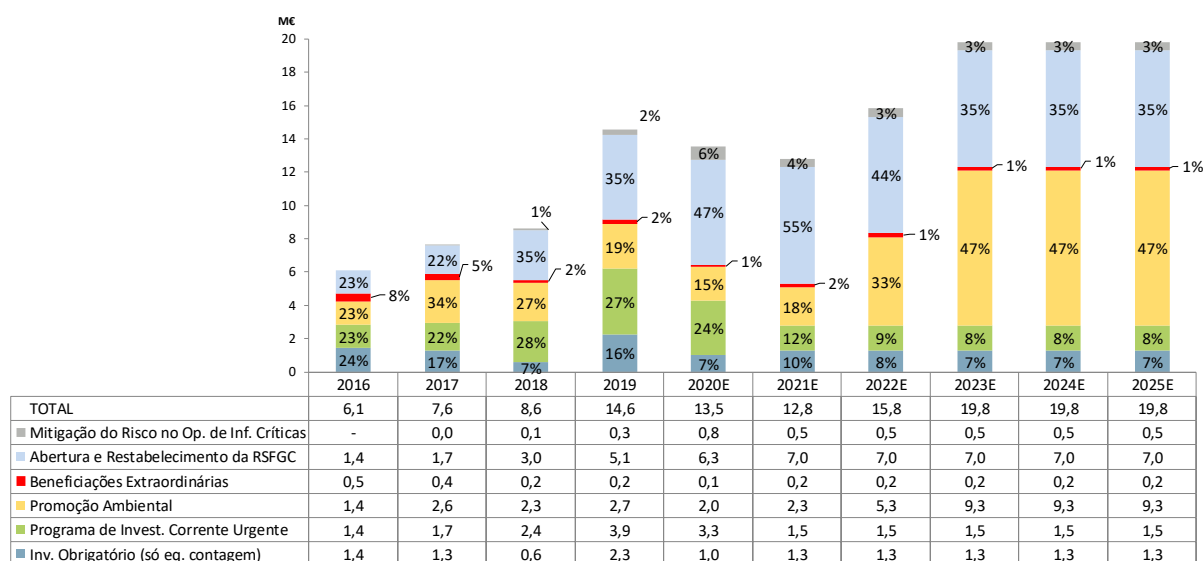


Figura 3.17: Investimento na rubrica “Outros” 2016-2025

Na rubrica Outros Investimentos o valor previsto na proposta de PDIRD-E 2020, no total do período 2021-2025, é de 88,1 M€, que corresponde a um investimento médio anual de 17,6 M€/ano.

No capítulo 3.1.2 encontra-se a descrição de cada um destes programas. Nos capítulos 9.1.1 e 9.1.2 apresenta-se a tabela geral com os valores de investimento para todos os programas.

3.1.2 PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

3.1.2.1 Descrição dos Programas de Investimento

Segue-se a descrição de cada um dos programas de investimento de iniciativa da empresa, bem como do respetivo âmbito.

Desenvolvimento de Rede

Este programa abrange os projetos que têm por objetivo atender ao crescimento natural dos consumos e cargas, melhorar a eficiência da rede e cumprir os padrões de segurança e de qualidade de serviço.

Integra os projetos que suportam a expansão da RND. Esses projetos 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 diminuir as perdas técnicas 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 eletroprodutores à RND, com a ligação de instalações consumidoras que pela sua dimensão obrigam à construção de uma subestação AT/MT nas suas proximidades, sempre que os projetos não sejam classificados como investimento obrigatório, e outros projetos de dimensão significativa, incluindo estabelecimento de novas subestações, aumentos de potência em subestações existentes, reforços de linhas e remodelações profundas. Inclui-se, também, os projetos de constituição de reserva a grandes blocos de carga.

Os projetos que integram este programa decorrem da comparação do mérito de várias soluções alternativas, quantificando os custos e os benefícios em redução da energia de 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 (em que se avalia a sua capacidade de resposta aos problemas identificados e que motivaram o seu estudo), presidindo estes critérios à seleção dos que serão implementados e considerando, também, o risco associado à sua não concretização.

Neste programa foi considerado um reforço de verba relativamente ao previsto no PDIRD-E 2018, para repor a capacidade de receção da RND decorrente do aumento significativo de ligações de produtores e, conseqüentemente, do esgotamento da capacidade de receção em muitas zonas da rede, bem como para dar continuidade ao plano de reserva operacional de

transformadores AT/MT, após revisão das necessidades. Estes subprogramas apresentam-se mais em detalhe na descrição do vetor Segurança de Abastecimento, no capítulo 3.1.1.1.

Este Programa de Investimento, face ao acima descrito, contribui assim para vários vetores de investimento, nomeadamente, a Eficiência da Rede, a Qualidade de Serviço Técnica e a Segurança de Abastecimento.

Aquisição de Terrenos para Subestações

No presente Plano, e conforme já referido no capítulo 3.1.1, a aquisição de terrenos para novas subestações passa a estar incorporada no programa de investimento do projeto de construção da subestação, deixando a partir do ano de 2021 de se considerar a existência deste programa de investimento.

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.

No âmbito deste programa neste Plano, os projetos foram agrupados em subprogramas com objetivos especificamente orientados para a reserva no abastecimento às sedes de concelho, para a reserva de abastecimento à falha de injetores na cidade de Lisboa, e para a melhoria das redes de alimentação a pontos de entrega com pior QST, apresentando-se descritos em mais pormenor no Anexo C.

Este programa engloba, ainda, investimentos associados a zonas em que, de forma global, a qualidade de serviço esteja em níveis adequados face às exigências regulamentares, procurando que esta não se degrade.

A contribuição do Programa Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica incide naturalmente, com peso bastante significativo, no vetor com a mesma designação, contribuindo ainda, embora em menor escala, nos vetores Segurança de Abastecimento, Eficiência de Rede e Eficiência Operacional.

Automação e Telecomando de Rede MT

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a melhoria da QST da RND. Adicionalmente, contribui também para o aumento da flexibilidade de exploração da rede MT. O seu contributo ao nível dos vetores é assim praticamente todo direcionado para o vetor Melhora da Qualidade de Serviço, influenciando também, mas em menor escala, a Eficiência Operacional.

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.

Estão incluídos neste programa os órgãos de corte e telecomando de PT justificados no âmbito de projetos de investimento associados a outros programas.

Tendo em vista a melhoria dos indicadores de continuidade de serviço SAIDI MT e MAIFI MT e a racionalidade técnico-económica, mantêm-se os critérios de instalação de telecomando na rede de média tensão aérea em secções de 31MVA.km. Para as redes subterrâneas, a instalação de um ponto de telecomando é vantajosa a cada 3,5MVA de potência instalada, no pressuposto de que um grande número de instalações venha a ter celas motorizadas.

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

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

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

Na presente proposta de PDIRD-E 2020, dá-se continuidade à estratégia de telecomando do PDIRD-E anterior.

No Anexo C encontra-se mais detalhada a ficha respetiva (Ficha n.º 6).

Promoção Ambiental

Os Planos de Promoção de Desenvolvimento Ambiental (PPDA) de iniciativa da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos tiveram início em 2002 e foram extintos por esta Entidade após a conclusão do último programa que decorreu entre 2009-2011.

Reconhecendo a importância de integração das condicionantes ambientais para um desenvolvimento económico e social sustentável, a EDP Distribuição manteve a implementação de iniciativas voluntárias com mérito ambiental.

Neste âmbito, têm vindo a ser implementadas uma série de medidas voluntárias específicas de natureza ambiental inseridas no programa de Promoção Ambiental, com o objetivo de minimizar os impactes ambientais provocados pela atividade de distribuição elétrica.

Assim, para além das medidas:

- 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

que neste plano se mantêm, está incluído também neste programa de investimento, o subprograma “Integração Paisagística de Redes Aéreas”.

Este subprograma tinha como objetivo a integração paisagística de redes aéreas, procurando minimizar o impacto da rede de distribuição MT em áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas. No PDIRD-E 2020 propõe-se estender este objetivo à rede AT, indo ao encontro dos novos requisitos de compatibilidade eletromagnética, atualmente exigíveis na construção de novas infraestruturas de linhas aéreas AT.

No Anexo C encontra-se mais detalhada a ficha deste subprograma (Ficha n.º 7).

Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas

Este programa inclui dois subprogramas relacionados com a mitigação do risco no operador de infraestruturas críticas, em continuidade ao apresentado no PDIRD-E 2018:

- Fixação Anti-Sísmica de TP;
- Balizagem Diurna de Linhas Aéreas AT e MT.

Após a promulgação do Decreto-Lei n.º 62/2011, de 9 de maio, a Autoridade Nacional de Proteção Civil e o Gabinete Coordenador de Segurança identificaram a EDP Distribuição como operador de Infraestruturas Críticas Nacionais, ficando assim a EDP Distribuição, segundo o artigo 17.º, obrigada a aplicar nessas instalações o disposto no referido decreto-lei, nomeadamente no seu artigo 10.º onde é especificamente referido: (a) - a instalação de meios de deteção, controlo do acesso, proteção e prevenção; (b) - o estabelecimento de procedimentos de alerta e gestão de crises; (c) - a tomada de medidas de controlo e verificação; (d) - a comunicação, sensibilização e formação; (e) - a segurança dos sistemas de informação; e (f) - as medidas de minimização dos danos e impactos e de reposição da normalidade.

Além desta obrigação legal, a Autoridade Nacional de Proteção Civil tem abordado a EDP Distribuição no âmbito da Avaliação Nacional de Risco, onde é realizada a identificação e caracterização dos perigos de génese natural, tecnológica ou mista, suscetíveis de afetar o território nacional, e no âmbito dos Planos Especiais de Emergência de Proteção Civil, no sentido de ser efetuado um esforço de investimento em medidas de mitigação na rede de distribuição, nomeadamente para o risco sísmico.

Os projetos que integram o programa Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas decorrem da análise de risco realizada nos planos de segurança efetuados para as Infraestruturas Críticas Nacionais e da análise aos ativos da EDP Distribuição em zonas de suscetibilidade aos perigos identificados na Avaliação Nacional de Risco, sendo estes projetos hierarquizados pelo mérito na mitigação da concretização dos riscos.

Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo

O principal objetivo do programa Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo é 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.

Este programa tem duas componentes. A primeira componente está associada à substituição de ativos que apresentam uma condição ou desempenho insatisfatórios. A avaliação da condição destes ativos é efetuada através de um método quantitativo, traduzível pelos indicadores Índice de Saúde e Índice de Criticidade. A segunda componente visa assegurar a uniformização funcional dos sistemas existentes, consistindo na realização de atualização e modernização de hardware e software dos SPCC e sistemas de proteções de linha AT e MT. No caso das URTA, a EDP Distribuição tem vindo a optar por substituir por SPCC visto que é uma solução mais completa e integrada.

Os projetos a incluir neste programa estão alinhados com projetos de renovação e reabilitação de ativos incluídos noutros programas de investimento, por forma a garantir a coordenação de intervenções nas mesmas instalações.

O investimento neste programa contribui de forma significativa para o vetor da Qualidade de Serviço Técnica e também para a Eficiência Operacional.

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.

Os subprogramas que constituem este programa de investimento encontram-se descritos no Anexo C.

Ao nível dos vetores de investimento, os Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações influenciam com peso significativo a Qualidade de Serviço, contribuindo também, para a Eficiência Operacional e o Acesso a Novos Serviços.

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 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 superior ao custo, e que estão incluídos neste Plano.

A influência deste programa de investimentos ao nível dos vetores, repercute-se na Eficiência de Rede, Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço e, com menor peso, na Eficiência Operacional.

Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT

Os ativos da rede apesar das ações de manutenção e conservação vão envelhecendo, a sua fiabilidade vai decrescendo e, conseqüentemente, vai aumentando a sua probabilidade de falha. A existência, na rede de distribuição, de ativos com probabilidade de falha superiores ao expectável, leva-nos a considerar a necessidade da sua renovação (substituição ou reabilitação).

Um ativo, independentemente da sua idade, poderá ter índices de indisponibilidade elevados quando comparado com ativos semelhantes. Nesta situação, é possível proceder-se a uma análise económica dos benefícios subjacentes à sua substituição e a intervenção é avaliada no âmbito do programa de Desenvolvimento de Rede.

No entanto, existem ativos com muitos anos de serviço em que é expectável que as suas condições de funcionamento se venham a degradar, caso se mantenham em exploração,

constituindo um elemento de risco na operação da RND. Torna-se, pois, necessário promover a renovação de ativos em fim de vida útil.

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.

Prevê-se para os próximos anos um aumento muito significativo das necessidades de renovação de ativos, tendo em conta o envelhecimento das infraestruturas da rede (nomeadamente, considerando que o pico da eletrificação do país ocorreu nas décadas de 70 e 80), de modo a garantir a sua fiabilidade.

Neste PDIRD-E 2020, dá-se continuidade aos subprogramas do PDIRD-E 2018, e são criados dois novos subprogramas (descritos no Anexo C), decorrentes de um volume significativo de necessidades identificadas nesses âmbitos:

- Renovação de Disjuntores AT/MT
- Renovação de Transformadores AT/MT

Este Programa de Investimento contribui, assim, para vários vetores de investimento (segurança de abastecimento, eficiência da rede e qualidade de serviço).

Beneficiações Extraordinárias

Uma ação de beneficiação extraordinária é motivada pelo desgaste acelerado de determinados componentes constituintes do ativo, visando essa intervenção 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 são determinantes para garantir a boa condição técnica de determinados ativos de forma duradora, evitando o envelhecimento precoce dos mesmos e, conseqüentemente, assegurando níveis de fiabilidade superiores.

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

- Ações previamente definidas e previstas para serem realizadas ao longo do período de vida útil do ativo e que permitem restaurar a condição do mesmo, assegurando que possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil (não há aumento da vida útil).
- Ações que permitem restaurar a condição do ativo técnico, assegurando que o mesmo possa cumprir as funções para o qual foi concebido ao longo da sua vida útil. Esta

intervenção tem as mesmas características das ações do ponto anterior, mas a sua realização não estava prevista inicialmente.

- Ações que permitem restaurar a condição do ativo, aumentando a sua vida útil ou a sua capacidade (*upgrade*). O aumento de vida útil é determinado em função da avaliação técnica efetuada e adaptada em função das subclasses de imobilizado existentes.

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

Os projetos de investimento incluídos no programa Beneficiações Extraordinárias dão resposta a estas necessidades.

A contribuição deste Programa de Investimento ao nível dos vetores, é repartida. Tem maior influência na Eficiência Operacional, impactando a Qualidade de Serviço Técnica, e em menor escala, a Segurança de Abastecimento e a Eficiência da Rede.

Abertura e Restabelecimento da Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível

O Decreto-Lei n.º 124/2006, de 28 de junho, com a nova redação dada pela Lei n.º 76/2017, de 17 de agosto obriga à criação de redes secundárias de faixas de gestão de combustível (RSFGC), nomeadamente as que se desenvolvem sob as linhas de distribuição de energia elétrica de alta tensão (AT) e de média tensão (MT) identificadas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI). Concretizando, no seu art.º 15.º é referido que nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios é obrigatório que a entidade responsável pelas linhas de distribuição AT e MT providencie 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.

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 4 anos.

Ligações aos Operadores de Redes BT

Este programa visa responder a solicitações de desenvolvimento das redes MT relacionadas com a introdução de novos PT para melhoria da eficiência das redes BT e a remodelação de PS associado a PT existentes.

O volume de investimento previsto, atualizado para o PDIRD-E 2020, resulta da análise das necessidades expectáveis de desenvolvimento da rede MT em resposta à satisfação de necessidades de expansão das redes BT. 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 integração entre a função de planeamento das redes BT e da função de planeamento da RND.

Os projetos no âmbito deste programa são selecionados no ano anterior à realização, de entre uma carteira de projetos previamente identificados e de acordo com as necessidades correntes. Como tal, tendo por base as obras realizadas em anos anteriores, 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.

Programa de 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 2020.

Investimento Inovador

Este programa tem como principal objetivo contribuir para a evolução da rede para uma rede inteligente.

No Investimento Inovador são incluídos projetos classificados como tendo um risco tecnológico ou aplicacional elevado (esse risco pode derivar de ser uma tecnologia nova, ou por serem projetos não utilizados anteriormente na atividade corrente da EDP Distribuição) e que impliquem uma redução dos custos ou investimento evitado devido à sua aplicação (tendo por isso uma racionalidade económica associada).

Foram definidas 3 áreas de investimento e assim classificados os projetos: a) componentes avançados; b) monitorização e sensorização da rede; c) inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Na alocação de recursos neste Plano, a investimentos do tipo inovador, procurou-se garantir a escolha de projetos com um potencial de realização elevado e selecionar projetos com elevados ganhos de eficiência.

Assim, os projetos integrados no programa Investimento Inovador são essencialmente projetos-piloto que, após o teste da sua prova de conceito, poderão vir a ser incluídos noutros programas genéricos de investimento quando em fase de implementação generalizada (*roll-out*).

No âmbito deste programa destaca-se o projeto “Instalação de DTC em postos de transformação”, pela sua elevada relevância para a EDP Distribuição no âmbito das redes inteligentes.

3.1.2.2 Drivers para Atribuição dos Programas de Investimento aos Projetos

Os programas de investimento (específico) agregam projetos que visam contribuir para o mesmo objetivo estratégico.

Por seu lado, os projetos de investimento podem contribuir para mais do que um objetivo, no entanto são alocados a um único programa.

A decisão de alocar um projeto a um determinado programa no Plano considera a sua motivação principal, no momento da análise, relacionada com as necessidades de investimento identificadas para a rede e os objetivos a atingir nesse Plano. A motivação do projeto é classificada através de um mobilizador, que designamos por *driver*.

Assim, para a classificação do programa de investimento a atribuir a um projeto de investimento atende-se a 5 (cinco) *drivers*:

- Padrões de Segurança
- Perdas Técnicas na Rede
- Qualidade de Serviço Técnica
- Condição e Desempenho dos Ativos
- Rede Inteligente

Padrões de Segurança

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Garantir os consumos previstos para a zona em estudo em condições técnicas e regulamentares e atendendo aos cenários de previsão de procura, assegurando que os equipamentos e materiais instalados nas redes não ultrapassam os seus valores nominais ou as suas características em regime normal de funcionamento.
- 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 planeamento da RND com o planeamento da RNT, garantindo a coerência entre as suas ligações.
- Garantir a qualidade de energia elétrica fornecida, em conformidade com o disposto no RQS em vigor e recomendações da NP EN 50160.
- Garantir a alimentação às capitais de distrito (Zonas A), no caso de falha total de uma subestação AT/MT.
- Assegurar a reserva a grandes blocos de carga, de forma a não causar perturbações significativas na operação do SEN.

Perdas Técnicas na Rede

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Melhorar o nível de perdas técnicas AT/MT da rede nacional de distribuição.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Eficiência da Rede.

Qualidade de Serviço Técnica

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar o cumprimento dos padrões de QST da rede nacional de distribuição nos termos do RQS em vigor e tendo em atenção as zonas de qualidade de serviço definidas.
- Contribuir para atingir os objetivos estratégicos definidos para o vetor Qualidade de Serviço Técnica.
- Melhorar o desempenho da rede e os indicadores gerais de QST.
- Reduzir as assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões.
- Aumentar a resiliência das redes aéreas localizadas em zonas de maior risco e sujeitas a condições atmosféricas adversas.
- Incrementar o estabelecimento de redes em subterrâneo (em detrimento de aéreo) por forma a reduzir o risco ambiental minimizando as interrupções resultantes de eventos climáticos extremos, como incêndios florestais e temporais.
- Melhorar a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.
- Reduzir o número e duração das interrupções de energia elétrica, através da instalação de equipamentos de telecomando na rede e da modernização de instalações e upgrade de funções de automação, proteção, comando e controlo.
- Garantir o alinhamento com a estratégia definida no âmbito de subprogramas especificamente orientados para os objetivos de melhoria da QST (e.g. Garantia de Reserva N-1 às Sedes de Concelho).

Condição e Desempenho dos Ativos

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar níveis adequados de fiabilidade e o funcionamento adequado dos ativos em exploração na RND.
- Renovar e reabilitar ativos em mau estado de conservação, aferido pelo seu índice de saúde e de criticidade.
- Substituir ativos tecnicamente inadequados ou em fim de vida útil da RND.

- Alinhar os investimentos com as necessidades estimadas de renovação e reabilitação por classes de ativos.
- Garantir que o ativo cumpre as suas funções durante o período de vida útil que lhe é esperado.
- Assegurar a resolução de problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma resolução urgente.

Rede Inteligente

Os projetos a incluir neste *driver* destinam-se a:

- Assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de telegestão, supervisão e operação da rede.
- Melhorar a resiliência dos sistemas, aumentando a sua disponibilidade, operacionalidade e eficácia.
- Promover a ampliação, evolução e adequação da rede de telecomunicações de suporte à operação da rede.
- Desenvolver a segurança cibernética.
- Potenciar a utilização de tecnologias inovadoras na RND, nas áreas de sensorização e monitorização, automação e telegestão, comunicações e cibersegurança e processamento e análise de dados.

Finalmente, existem alguns projetos que, não sendo diretamente motivados pelos 5 drivers anteriormente descritos, são incluídos na rúbrica “Outros” (e.g. projetos que visam cumprir imposições regulamentares e obrigações legais ou a política ambiental da empresa).

A matriz de influência dos drivers dos projetos para os programas de investimento é apresentada na tabela seguinte.

Tabela 3.7: Matriz de influência dos drivers dos Projetos nos Programas de Investimento

Programa de Investimento	Padrões de Segurança	Qualidade de Serviço Técnica	Perdas Técnicas na Rede	Condição e Desempenho dos Ativos	Rede Inteligente	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo eq. de contagem)	X					
Inv. Obrigatório (só eq. de contagem)						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 do Operador de Infraestruturas Críticas						X
Autom. 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
Ligações aos Operadores de Redes BT	X					
Programa de Investimento Corrente Urgente				X		
Investimento Inovador					X	

3.2 RENOVAÇÃO DE ATIVOS

3.2.1 DESCRIÇÃO GERAL

Uma renovação adequada dos ativos de distribuição permite manter os níveis de fiabilidade da rede de distribuição, gerindo o risco de falha associado a esses ativos e garantindo a segurança de abastecimento.

A base de ativos específica da RND que se encontra totalmente amortizada atinge os 33% do total da base de ativos específica (valores de 2018). Destacam-se os ativos de subestações, pela sua importância, em que 40% do total se encontra completamente amortizado.

A EDP Distribuição procede à monitorização do desempenho dos ativos mais críticos da RND – com destaque para os TP AT/MT, onde avalia ainda a respetiva probabilidade de falha no ano N e vida útil restante estimada.

Da avaliação da condição e criticidade dos ativos resulta a identificação de necessidades de renovação individual de ativos. Ao nível mais estratégico, a EDP Distribuição 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 H.4).

Ocorreu um esforço de investimento de expansão muito significativo no início da década de 1980, associado à eletrificação rural do território. Os ativos então constituídos irão ultrapassar os 40 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 a renovação dos ativos de forma sustentável.

A título de exemplo, a Figura 3.18 apresenta o histograma do ano de construção dos TP AT/MT em serviço na RND. A idade média destes TP AT/MT é de cerca de 31 anos, subsistindo 124 TP cuja construção é anterior a 1975. Fica evidenciada a expansão ocorrida durante a primeira metade da década de 1980, no que diz respeito a estes ativos.

De acordo com o modelo de estimativa da vida útil restante dos TP AT/MT (PATH, apresentado no PDIRD-E 2018 e atualizado para este Plano (Anexo H.5), espera-se que 30 TP AT/MT atinjam o final da sua vida ao longo do período 2021-2025 (a que se poderá juntar mais um conjunto de 5 TP AT/MT cujo fim de vida útil é esperado para o presente ano; ou seja, existe um conjunto de 35 TP AT/MT cujo fim de vida é esperado até 2025). O número poderá ser maior, uma vez que o modelo não captura falhas associadas à regulação de tensão em carga nem falhas associadas a eventos externos. As necessidades de renovação deverão aumentar a partir dos últimos anos de vigência do PDIRD-E (18 destas falhas ocorrerão em 2024 ou 2025), mantendo-se essa tendência nos anos subsequentes.

Para os anos de 2024 e 2025 está previsto um investimento de 8 M€ para a substituição de 18 TP AT/MT. Para o ano 2026 prevê-se a falha de 20 TP AT/MT, que nessa data necessitarão de uma substituição indispensável, implicando um investimento de 9 M€. Caso não se proceda a um investimento faseado na substituição dos equipamentos, poderemos ter que equacionar um investimento urgente de 17 M€.

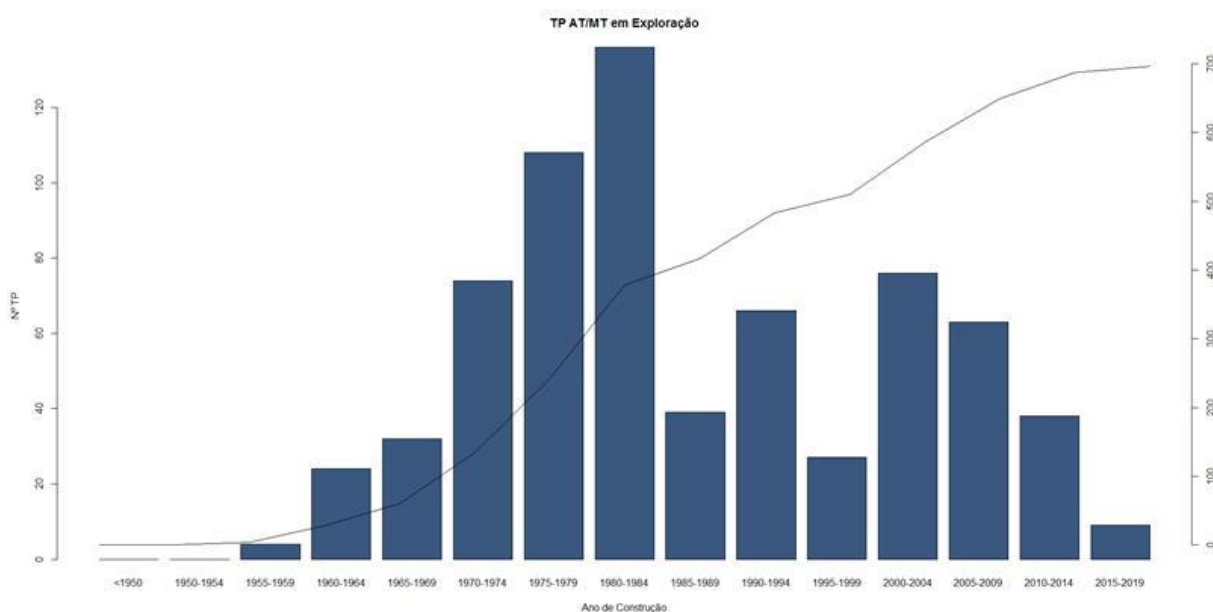


Figura 3.18: Ano de Construção dos TP AT/MT em Exploração

Para a generalidade dos ativos, o envelhecimento traduz-se numa degradação da condição e numa maior probabilidade de falha. A não substituição de ativos em fim de vida útil irá, assim,

resultar na ocorrência dessas falhas, originando a necessidade de proceder à renovação de ativos com carácter de urgência. A título ilustrativo, apresenta-se na Figura 3.19 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.

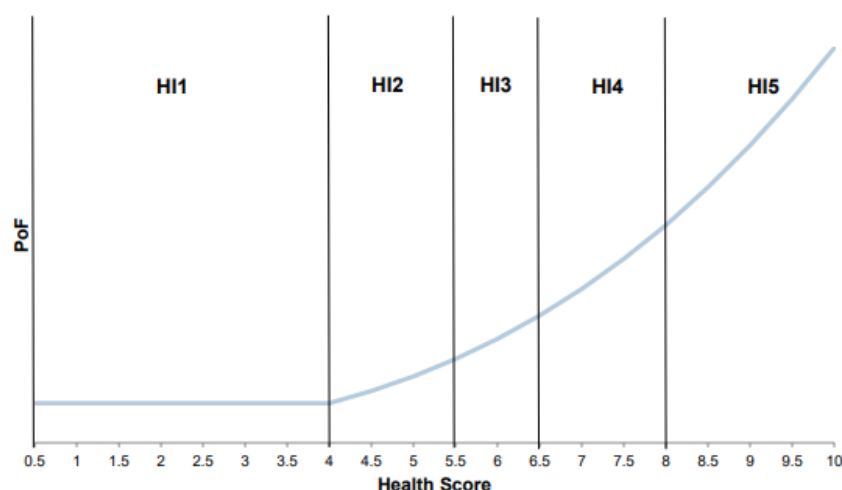


Figura 3.19: Ilustrativo – relação entre saúde e probabilidade de falha (fonte: “DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY”)

As necessidades de renovação foram avaliadas para as principais classes de ativos da RND, resumindo-se em seguida:

a) Redes AT

A idade média dos troços aéreos é de cerca de 27 anos, sendo a idade média dos troços subterrâneos de cerca de 19 anos. A rede AT apresenta um desempenho adequado sendo, contudo, de sublinhar que 11% da extensão de rede aérea é constituída por troços de construção anterior a 1970.

b) Subestações AT/MT

OS TP AT/MT apresentam uma idade média elevada. Ainda que se considere que poderão operar durante cerca de 50 anos, se a sua distribuição por ano de fabrico fosse uniforme, tal levaria a concluir pela necessidade de se substituir anualmente cerca de 14 TP AT/MT. No período de 2014 a 2018 foram adquiridos, em média, 5 TP AT/MT por ano. Subsistem 124 TP AT/MT que concluirão os 50 anos durante o período de vigência do PDIRD-E 2020.

A idade média dos disjuntores AT é de cerca de 24 anos e a dos disjuntores MT é de cerca de 19 anos. O investimento de renovação deverá permitir a substituição dos disjuntores existentes em instalações cuja potência de curto-circuito excede já o poder de corte dos

disjuntores existentes. Também facilitará a progressiva renovação tecnológica, pela substituição gradual de disjuntores a óleo (cerca de 1/3 dos disjuntores AT e 6% dos disjuntores MT em serviço).

Os escalões de baterias de condensadores, ainda que constituam elementos pouco críticos na operação das subestações, apresentam já idades médias elevadas (18 anos, para um período de amortização de 15 anos), o que justifica a necessidade de acautelar a necessidade de proceder à sua renovação, ou de esperar um maior volume de falhas de equipamentos e consequente substituição urgente.

Os sistemas de neutro apresentam uma idade média de 19 anos, sendo um ativo que levanta poucas preocupações, não obstante subsistirem sistemas com mais de 40 anos de idade.

As baterias e alimentadores de corrente contínua são um ativo importante para garantir a fiabilidade de funcionamento das proteções das subestações e postos de corte. Apresentam uma idade média elevada (12 anos, com um período de amortização de 10 anos). A criticidade destes ativos justifica um cuidado especial na sua renovação. A EDP Distribuição desenvolveu um modelo de avaliação da condição de baterias alcalinas (85 % das baterias em serviço) que permite identificar os projetos de renovação destas baterias com mais precisão. Deverão ser renovadas progressivamente as baterias ácidas ainda existentes.

As URT/SPCC apresentam uma idade média elevada (cerca de 12 anos, com um período de amortização de 8 anos). Subsistem 76 unidades com mais de 20 anos. São ativos sujeitos a evolução tecnológica, o que reforça a necessidade de substituição de ativos obsoletos – nomeadamente quando associados à necessidade de se cumprirem os requisitos dos códigos de rede²⁰, relativamente recentes, no que diz respeito aos requisitos relativos às proteções de deslastre de frequência.

c) Redes MT

A idade estimada dos troços MT aéreos em serviço é de cerca de 23 anos, sendo a idade média estimada dos troços subterrâneos de cerca de 17 anos.

Subsistem diversas classes de condutores em redes MT aéreas que, pelas suas características e idade, são particularmente vulneráveis a fatores externos com impacto nas redes (com destaque para condutores de cobre com secções de 10 ou 16 mm², ou de Alumínio-Aço com secções de 20 mm²). Devido à evolução das potências de curto-circuito das redes estes troços, frequentemente, não estão dimensionados para suportarem as correntes a que podem estar sujeitos. Foram identificadas essas situações, de renovação prioritária.

²⁰ Nomeadamente o Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede. Os limiares de capacidade máxima relativos aos módulos geradores a considerar foram aprovados por intermédio do Despacho n.º 7/2018, de 24 de janeiro, da DGEG.

Ainda que a idade média dos cabos MT seja reduzida, existem cabos de construção antiga (290 km instalados até 1970). Verifica-se, adicionalmente, que uma primeira geração de cabos secos (LXHIOV e LEHIOV), instalados a partir dos anos 1980, apresentam vulnerabilidades ao nível da infiltração de água no isolamento, originando defeitos. Esse fenómeno tem-se revelado cada vez mais crítico, originando a necessidade de se proceder à remodelação de troços, bem como daqueles que apresentam reincidência de defeitos. No PDIRD-E 2018 foi criado um subprograma que abrangia os concelhos de Lisboa e Loures, que neste Plano evoluirá para outras localidades cujos cabos instalados apresentam as mesmas vulnerabilidades.

Assim, os investimentos associados à renovação de ativos serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para esta categoria, tendo em conta o âmbito dos mesmos. Podem considerar-se como investimentos contribuindo para a renovação de ativos programas apresentados na Tabela 3.8., de entre os previstos neste Plano, incluindo estimativa do volume desses programas associado à renovação de ativos.

Tabela 3.8. Contributo dos Programas de Investimento para Renovação da RND

Programa de investimento		% investimento para renovação RND
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)		16%
Investimento Estruturante	Desenvolvimento de Rede	15%
	Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	50%
	Automação e Telecomando da Rede MT	40%
	Promoção Ambiental	90%
	Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	90%
	Redução de Perdas Técnicas AT/MT	16%
Investimento Corrente	Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	100%
	Abertura e Restabelecimento da RSFGC	50%
	Beneficiações Extraordinárias	100%
	Programa de Investimento Corrente Urgente	90%

O montante global previsto para o conjunto destes programas em renovação de ativos no período 2021-2025 totaliza 392M€ para o PDIRD-E 2020, distribuídos conforme se apresenta na Tabela 3.9.

Tabela 3.9. Investida em renovação de ativos (M€) – PDIRD-E 2020

Programa de investimento	2021	2022	2023	2024-2025	Total
					2021-2025
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	7,4	7,5	7,6	15,1	37,6
Desenvolvimento de Rede	1,7	2,6	2,7	5,4	12,4
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7,9	8,4	8,4	16,8	41,5
Automação e Telecomando da Rede MT	2,8	2,0	2,0	4,0	10,8
Promoção Ambiental	2,1	4,8	8,4	16,7	32,0
Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	5,7	4,5	4,5	9,0	23,7
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,2	0,2	0,2	0,3	0,9
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	17,5	25,5	33,5	91,0	167,5
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	5,0	5,0	5,0	10,0	25,0
Beneficiações Extraordinárias	1,3	1,5	1,5	3,0	7,3
Programa de Investimento Corrente Urgente	6,8	6,8	6,8	13,5	33,8
Total investimento de renovação	58,3	68,7	80,4	184,9	392,3

3.2.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AO INVESTIMENTO PREVISTO NO PDIRD-E 2020

O Investimento proposto no PDIRD-E 2020, seguindo os pressupostos do estudo “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT” (Anexo H.4), contempla, da base de ativos analisada, a renovação de todos os ativos identificados com índice de criticidade inadmissível ao abrigo da metodologia de avaliação da condição e risco descrita no capítulo 2.1.4. Contempla também a substituição de 45 transformadores de potência AT/MT. Desta forma, é acautelada a substituição de 35 transformadores AT/MT cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final de 2025 e, adicionalmente, em função do número e do risco de falha total poder ocorrer antes de 2026, a substituição de 10 dos 20 TPs cujo fim de vida útil é expectável que ocorra até ao final desse ano.

Ainda ao nível das subestações e tendo em conta a criticidade associada aos Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua, propõe-se no PDIRD-E2020 a substituição destes ativos, de forma a rejuvenescer 1 ano a sua idade média (passando de 12 anos para 11 anos).

Para os Sistemas de Proteção Comando e Controlo, o Plano prevê um volume de investimento nestes ativos que permite a manutenção da sua idade média (12 anos).

O investimento previsto no Plano para a rede MT aérea permite eliminar todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima (cenário Icc 1,5s) e a substituição de todos os troços de rede com condutores em cobre de secção 10 e 16 mm² e alumínio-aço

20mm². Prevê-se o envelhecimento de 1 ano na idade média da rede MT aérea (passando de 23 para 24 anos).

Relativamente à rede MT subterrânea, o Plano permite eliminar todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima (cenário Icc 1,5s) e realizar no período 2021-2025 o subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias”.

Como atrás indicado, o investimento previsto em renovação de ativos no PDIRD-E 2020 é de 392 M€. Procedeu-se à análise de sensibilidade ao valor proposto no âmbito renovação de ativos AT/MT. Para isso fez-se flutuar o investimento em $\pm 20\%$ analisando-se os respetivos impactos.

Variação inferior da análise de sensibilidade

Uma variação de -20% (77M€) ao valor da proposta do PDIRD-E 2020, implica as seguintes alterações:

- É adiada um ano a conclusão de todos os projetos identificados com índice de criticidade inadmissível ao abrigo da metodologia de avaliação da condição e risco;
- Dos 35 TPs AT/MT cujo fim de vida se prevê até 2025 apenas se garante a substituição de 17. Garante-se a substituição dos TPs AT/MT cujo fim de vida se estima até 2023;
- Para os Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua mantém-se a média de idade destes ativos (12 anos);
- Na rede MT aérea prevê-se um envelhecimento médio de 2 anos destes ativos. Não se garante a eliminação de todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima, nem a substituição de todos os troços de rede com condutores em cobre de secção 10 e 16 mm² e alumínio-aço 20mm²;
- Na rede MT subterrânea não se garante a eliminação de todos os troços subdimensionados para a corrente de curto-circuito máxima (Icc 1,5s) e a conclusão do subprograma “Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias” ocorre depois do período PDIRD-E 2020.

Variação superior da análise de sensibilidade

Uma variação de +20% (+77M€) do investimento proposto no PDIRD-E 2020 para renovação de ativos, permite responder de forma mais adequada às reais necessidades da rede, minimizando o risco de falha dos seus ativos. Este nível de investimento possibilita:

- Para além da substituição dos 35 TPs AT/MT cujo fim de vida se prevê que aconteça até 2025, incluir a totalidade dos TPs AT/MT cujo fim de vida se estima em 2026 (20), mitigando-se o risco da falha total antecipada destes TPs;
- Para os Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua, o alcance do rejuvenescimento de 2 anos da idade média destes ativos (passando de 12 para 10 anos), cuja função é crítica para a fiabilidade do funcionamento dos sistemas de proteção das subestações;

- Para os Sistemas de Proteção Comando e Controlo, o rejuvenescimento de 1 ano da idade média destes ativos (passando de 12 para 11 anos);
- Substituição de todos os troços de rede com condutores em cobre de secção 10 e 16 mm² e alumínio-aço 20mm², garantindo para estes o dimensionamento para a corrente de curto-circuito máxima (cenário Icc 3s);

3.3 RESILIÊNCIA DA REDE

3.3.1 DESCRIÇÃO GERAL

A energia elétrica constitui o setor mais crítico considerando a dependência/interdependência de outros setores como os transportes, água, serviços de emergência, telecomunicações. A dependência da rede elétrica é uma interdependência essencial mas, também, 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.

A EDP Distribuição tem vindo a integrar a resiliência nas suas operações e nos ativos principais de negócio, demonstrada com maior ênfase, desde 2015, pela certificação do Sistema de Gestão de Continuidade do Negócio na norma ISO 22301:2012 e, mais recentemente, pela abordagem estratégica à cibersegurança, que inclui a certificação do Sistema de Gestão de segurança da Informação na norma ISO 27001.

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 à resiliência da rede.

As recomendações internacionais para incorporar a resiliência podem ser resumidas em três áreas principais:

1. Diagnóstico e conceção – é essencialmente uma contínua, completa e atualizada avaliação de vulnerabilidades dos ativos e operações e uma clara compreensão do impacto dos riscos sistémicos (multiriscos) para os ativos críticos, por forma a assegurar a sua proteção face a interrupções futuras. O entendimento da linha de base do risco pode ser usado para diagnosticar problemas e prescrever soluções focadas na resiliência.
2. Planear e implementar – integrar medidas de adaptação no planeamento e efetuar uma análise custo-benefício onde seja possível identificar e materializar os riscos internos e externos.
3. Operar e manter – é essencial prover de recursos e dos orçamentos necessários para operar e manter os ativos, sendo essencial acautelar a sua mobilização, quer financeiros quer humanos (internos ou parceiros de negócio) para assegurar a resiliência.

Torna-se, assim, imperativo que o setor elétrico implemente e mantenha mais medidas de resiliência, necessárias para reduzir riscos sistémicos (futuros) e minimizar as perdas de infraestrutura e de serviços.

A abordagem comum ou mais tradicional à resiliência está, normalmente, alinhada com a fiabilidade e segurança do setor.

Recentemente existem outras abordagens das *utilities* à resiliência, considerando um contexto mais amplo que incluiu a proteção dos ativos, a segurança, o envolvimento da comunidade e os impactos operacionais.

Assim, genericamente pode considerar-se que a resiliência da rede elétrica é focada em três elementos - prevenção, recuperação e capacidade de sobrevivência – e relacionando-se essencialmente com eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto.

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, e 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.

A EDP Distribuição continuará a analisar e desenvolver este tema, alinhando com as melhores práticas e soluções de inovação, de modo a tê-las em conta nas decisões de planeamento e investimento a incorporar em futuros PDIRD-E.

No âmbito do PDIRD-E 2020 o tema da resiliência, para além do que mais se relaciona com a qualidade de serviço técnica e com a renovação de ativos (capítulos 3.1.1.2 e 3.2), comporta ainda 2 tópicos a que se dá a seguir o devido destaque, nomeadamente tendo em consideração o impacto estratégico e o aumento do investimento respetivo previsto neste Plano.

Gestão da Vegetação – impacto das linhas aéreas e a opção subterrâneo

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 EDP Distribuição 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 EDP Distribuição 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 resultam relatórios baseados nas leituras por medição laser (LiDAR) de distâncias dos condutores à vegetação. É com base nestes relatórios de inspeção que a EDP Distribuição prioriza intervenções, consoante a urgência de intervenção para reposição das distâncias regulamentares, intervindo com brevidade nas situações críticas (perigo eminente) 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.

De realçar que a rigorosa monitorização e manutenção das distâncias regulamentares pela EDP Distribuição, não anula a problemática da queda de árvores posicionadas fora do limite regulamentar da Zona de Proteção sobre a rede elétrica aérea, motivada, em particular, pela frequente ocorrência de fenómenos atmosféricos adversos e por ocorrências que fragilizam as árvores, nomeadamente pragas e incêndios. Neste âmbito foi lançado pela EDP Distribuição o Projeto Piloto do Lourical, do qual se fez um ponto de situação dos benefícios estimados no PDIRD-E 2016 e cujo relatório de implementação de resultados se inclui neste PDIRD-E 2020 (Anexo H.7). Como indicado no relatório, os resultados da implementação do projeto não foram de encontro ao inicialmente previsto, contudo retiraram-se boas práticas e ensinamentos que serão fundamentais para incorporação em soluções a implementar no futuro neste âmbito, cujo interesse se mantém face à importância e impacto na Resiliência da Rede.

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 -, pelo que a EDP Distribuição tem a responsabilidade de gestão da vegetação sob a rede elétrica de alta e média tensão nos locais definidos pelos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI), constituindo Rede Secundária de Faixa de Gestão de Combustível (RSFGC) 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 7m, para Linhas Aéreas de Média Tensão para cada um dos lados.

No presente Plano prevê-se um reforço do investimento associado ao estabelecimento da RSFGC para 10M€/ano, aumentando assim o valor que já havia sido reforçado na versão final do anterior PDIRD-E 2018 (na altura, de 3,5 para 9M€/ano), decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

A EDP Distribuição foi das primeiras entidades a constituir a RSFGC, mas é hoje reconhecido, por vários estudos técnicos, que este investimento é ineficiente, na medida em que a RSFGC, nos moldes em que se encontra prevista e definida pelo Decreto-lei n.º 124/2006, na sua redação atual, não cumpre a função de redução dos efeitos da passagem de incêndios, na proteção de forma passiva rede elétrica, tendo por essa razão a EDP Distribuição promovido

um debate académico e especializado contínuo para encontrar soluções mais eficientes de DFCI.

A opção de estabelecimento das redes elétricas em subterrâneo (em alternativa a linhas aéreas) para minimizar interrupções durante eventos climáticos extremos é, eminentemente, bastante mais onerosa, podendo implicar investimentos da ordem dos vários milhares de milhões de euros e um período de implementação de várias décadas.

Está em curso um estudo com o INESC ID/IST para o qual já foi efetuado o “Relatório Preliminar Sobre O Impacto Do Enterramento da Rede Elétrica Em Zonas De Elevado Risco Ambiental”. Os resultados evidenciam o enorme esforço de investimento que está em causa, dada a extensão de rede aérea estabelecida em zonas de risco de incêndio e fortemente arborizadas. O estudo será agora aprofundado e serão definidos critérios de prioridade, que poderão passar pela definição de Zonas Prioritárias, no sentido de se obterem valores que possam vir a incorporar Planos de Investimento futuros. Para além da questão financeira esta decisão tem, também, outras implicações de cariz mais técnico e estrutural, nomeadamente no que se refere à adaptação da estrutura da rede de distribuição (emalhada e/ou radial) e às características e dimensionamento dos seus componentes. Como tal, influencia as decisões de planeamento a mais longo prazo e deverá ser amplamente analisada e avaliada previamente.

Entretanto, a fase atual, em que se prevê no curto prazo a necessidade de substituição de um elevado volume de ativos de rede envelhecidos poderá constituir uma oportunidade para avaliar este impacto e considerar essa alternativa.

Neste PDIRD-E prevê-se um aumento significativo do investimento em renovação de ativos, crescente ao longo do período e mais acentuado nos últimos anos do Plano. Tal tem por base o pressuposto de que uma parte considerável dessa renovação poderá passar pela substituição de redes aéreas envelhecidas e pelo estabelecimento de redes renovadas em subterrâneo. Por outro lado, esta estratégia terá de ser complementada pelo estabelecimento das novas redes também em subterrâneo, de modo que a percentagem de rede aérea vs. rede subterrânea na RND vá diminuindo progressivamente.

No entanto, e conforme já referido, tal implica alterações mais profundas ao nível da estrutura da rede bem como das decisões de investimento (p.ex. estudando e justificando nos projetos de investimento, alternativas em rede subterrânea, muitas das vezes com maior investimento associado, em detrimento de soluções de rede aérea), pelo que será ainda necessário consolidar os objetivos estratégicos, a reavaliar para o ciclo do próximo PDIRD-E 2022, tendo a EDP Distribuição em curso já alguns estudos neste âmbito.

Tecnologias de comunicações e informação

As tecnologias de comunicações e informação (TIC), associadas à evolução do telecontrolo, automação e gestão de equipas que teve lugar nos últimos 30 anos, com significativo impacto na melhoria da eficiência e da qualidade de serviço da RND, são agora também centrais à transição energética e às redes inteligentes, viabilizando as condições tecnológicas necessárias aos novos modos de negócio e de operação do Sistema Elétrico, suportando um ambiente de transações energéticas coordenadas, de natureza renovável, distribuída e variável.

Desta forma, a exploração da RND depende hoje fortemente da disponibilidade de um conjunto de aplicações especializadas e críticas: ADMS, SCADA, OMS, ...; que implicitamente incorporam e utilizam infraestruturas de computação, de acondicionamento e alimentação (Data Centers), de comunicações e de cibersegurança.

A falência destas aplicações e infraestruturas, que consubstanciam uma plataforma digital de suporte à exploração da RND, remetem a RND para um estado de contingência, comprometendo significativamente a segurança, a qualidade e garantia do abastecimento.

Consciente desta realidade e à semelhança das suas congéneres, a EDP Distribuição promove um importante e criterioso investimento nas infraestruturas e serviços digitais, privativos e adquiridos em mercado, disponibilizando à RND ambientes funcionais, com performance e resiliência diferenciados, de melhor resposta à missão crítica do fornecimento de um serviço essencial.

Eventos extremos com afetação transversal das infraestruturas nacionais comprovam o retorno de uma engenharia criteriosa que, por conceção, atende à necessária resiliência da plataforma, conforme evidencia a resposta destas infraestruturas da RND (Aplicações, Fibras Óticas, Rede de comunicações, Data Center, Sistemas auxiliares, Rede Móvel VHF, ...) ao assegurarem a continuidade no suporte à exploração AT, MT e WFM em contraste com as falhas severas e reiteradas dos serviços suportados em Redes de mercado, fruto de uma resiliência insuficiente, que reflete a orientação ao *mass market*, num quadro de forte concorrência, margens estagnadas e necessária rentabilidade de curto prazo.

A importância da eletricidade na economia e sociedade a par da sua maior exposição digital, acarretam também um crescente risco ciber-físico, com o sistema elétrico e a RND a constituírem-se como alvo de referência para um conjunto de atores de motivação diversa, exigindo-se conseqüentemente uma proteção e gestão de risco, traduzidos numa abordagem holística, da conceção à operação, que procura assegurar níveis adequados de prevenção, mitigação, deteção e de resposta a eventuais incidentes e impactos.

É neste contexto, de crescente importância das TIC para a transição energética e Redes Inteligentes, que a EDP Distribuição incorpora a resiliência na sua estratégia de desenvolvimento da plataforma digital da RND, refletida na arquitetura e na conceção dos seus principais ativos TIC (Data Center, Aplicações, Comunicações, ...), incluindo o permanente incentivo ao mercado de serviços no sentido da melhoria das suas características, do compromisso técnico e na inovação de modelos de adoção (exemplo: Projeto Comunicações / Operador Móvel Virtual em multi-Rede) que contribuam para a resiliência e segurança.

O Plano proposto prevê, para o quinquénio 2021-2025, um aumento considerável do investimento em sistemas inteligentes de supervisão e operação e telecomunicações em relação ao anterior PDIRD-E (incremento em mais 60% no investimento médio anual neste programa de investimento), contribuindo assim para um aumento da resiliência da rede relacionada com a gestão dos sistemas, a cibersegurança, a segurança ciber-física e as telecomunicações.

3.3.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AO INVESTIMENTO PREVISTO NO PDIRD-E 2020

Face aos desafios atrás descritos, torna-se evidente a criticidade da aposta numa infraestrutura de rede cada vez mais resiliente, que suporte a crescente dependência da sociedade na mesma.

Nesse âmbito, a proposta de investimento do PDIRD-E 2020 prevê no seu portfólio os investimentos que atendam com particular atenção:

1. aos fenómenos atmosféricos extremos que Portugal tem vindo a sofrer, nomeadamente nos últimos anos, tais como fogos e tempestades;
2. à crescente frequência e perigosidade de ataques cibernéticos e à importância e papel dos sistemas na operação da rede.

Conversão de rede aérea em rede subterrânea

A resposta ao ponto 1 acima, consubstancia-se em boa parte na conversão de rede aérea em rede subterrânea, sendo que o volume de investimento contemplado no PDIRD-E 2020, permite o estabelecimento de mais de 1500 km de rede subterrânea AT/MT. Destes, 1000 km correspondem a rede renovada, e o restante, a nova rede a estabelecer. Na componente de renovação de rede, prevê-se a conversão de 300 km de rede aérea em rede subterrânea. Pretende-se assim iniciar um caminho de convergência com as congéneres europeias no que diz respeito ao rácio de extensão da rede subterrânea sobre a extensão da rede total.

Ainda assim e tendo em consideração o peso atual da rede aérea na extensão total da rede (~82%) fica clara a distância ainda a percorrer, a que corresponderá necessariamente um esforço de investimento muito significativo. Na Figura 3.20 apresenta-se o rácio rede subterrânea/rede total para vários países europeus.

O investimento previsto no PDIRD-E 2020 em nova rede subterrânea é de 96 M€.

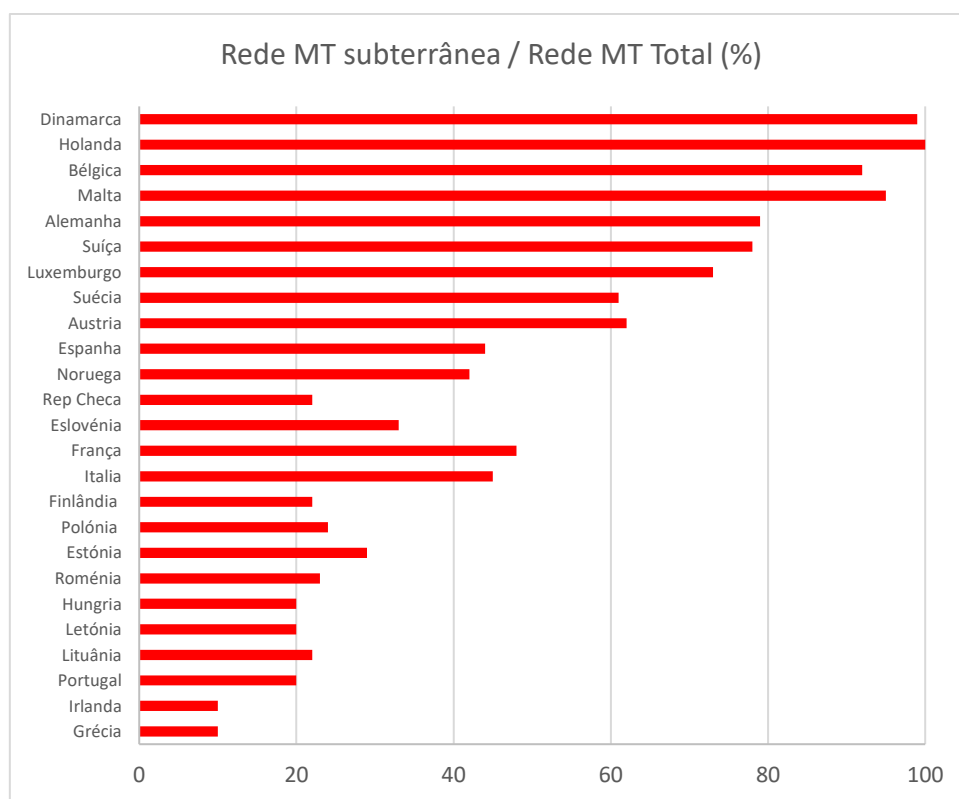


Figura 3.20: CEER Benchmarking Report 6.1 – Continuity of Electricity and Gas supply 26-07-2018

Variação inferior da análise de sensibilidade

Valores de investimento inferiores aos da proposta do PDIRD-E 2020, comprometem significativamente a possibilidade de conversão de rede aérea em subterrânea e consequentemente, por essa via, a possibilidade de se aumentar a resiliência da rede. Ao mesmo tempo dificilmente se altera o peso da extensão da rede subterrânea sobre a extensão da rede total, não se convergindo para o objetivo de aproximação à média Europeia deste indicador.

Variação superior da análise de sensibilidade

O alcance de um patamar de maior resiliência, implica maior esforço de investimento. Um investimento adicional de +83% (+80M€) face à proposta do PDIRD-E 2020, aliado a uma estratégia orientada para a criação de resiliência através da conversão de rede aérea em subterrânea, permite o estabelecimento de um total 2500 km de rede subterrânea, dos quais 1000 provêm da conversão de rede aérea.

Aumenta-se em mais 10% a extensão da rede subterrânea, face ao valor atual, sendo possível atingir o rácio de rede subterrânea sobre rede total de 20%.

Apesar do investimento adicional, mantém-se a distância para a média das congéneres Europeias no rácio rede subterrânea sobre rede total, ficando evidenciadas as necessidades de investimento futuras que a convergência para a melhoria deste indicador irá acarretar.

Sistemas e segurança da rede

Para resposta ao ponto 2, a Proposta do PDIRD-E 2020 prevê o reforço dos sistemas de gestão e operação da rede, bem como da infraestrutura de comunicações. Adicionalmente implementar-se-ão medidas e controlos preventivos no ambiente tecnológico da organização e o desenvolvimento da capacidade de monitorização, deteção e resposta a ataques cibernéticos.

O investimento previsto em Sistemas e Segurança da Rede no PDIRD-E 2020 é de 35 M€ e provém dos programas de investimento “Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações” e “Investimento Inovador”.

Variação inferior da análise de sensibilidade

Com valores de investimento inferiores aos da proposta do PDIRD-E 2020, obter-se-ão resultados que ficarão muito aquém daquilo que se entende como mínimo exigível, deixando a rede de distribuição mais exposta aos crescentes desafios colocados ao ORD e menos preparada para a resposta operacional que a crescente exigência do seu desempenho vai exigir. É crítico preparar a rede para um maior nível de digitalização, bem como para a resposta a crescentes ameaças cibernéticas que o passado recente tem revelado.

Variação superior da análise de sensibilidade

Aos desafios de mudança já mencionados que englobam a transição energética, impactada pela crescente eletrificação dos consumos, soma-se também um maior nível de digitalização das redes de distribuição. O alcance de um patamar desejável de maior resiliência ao nível das redes de comunicação de suporte da RND, implica um investimento mais significativo +91% (+32M€), por forma a evoluir o sistema de comunicações de apoio à condução e manutenção da rede de distribuição, em situações de forte perturbação e falência das redes públicas. Dá-se seguimento ao modelo técnico da Rede de Acesso Fase 1 (Fichas n.º 103 e 104), evoluindo-se para a utilização de novos serviços disponibilizados pelo mercado, numa arquitetura flexível, capaz de capitalizar na evolução tecnológica 4G e 5G e no contributo das Redes públicas nacionais. Este investimento permitirá o alargamento da instalação da rede LTE e terminais, garantindo que a rede de acesso privada possa convergir para uma cobertura nacional a 80% dos ativos (Ficha n.º 172 - Extra).

3.4 REDE INTELIGENTE

3.4.1 DESCRIÇÃO GERAL

No contexto atual da transição energética, em linha com os objetivos da política energética nacional (designadamente o PNEC 2030 e o RNC 2050) e as diretrizes europeias (Clean Energy Package), é expectável a proliferação de recursos distribuídos ligados à rede de distribuição, bem como uma participação mais ativa do consumidor no setor elétrico. Assim, associados a uma crescente aposta em tecnologias renováveis, à eletrificação da economia, ao autoconsumo e ao desenvolvimento de novos serviços centrados nos consumidores

(designadamente relacionados com a gestão da procura e a promoção da eficiência no consumo), surgem novos desafios à operação da rede de distribuição.

As redes inteligentes respondem aos desafios colocados pelo desenvolvimento de mercados internos de energia, melhorando a disponibilização de informação aos consumidores, sendo fundamentais para o desenvolvimento de novos serviços de energia aos consumidores, para a promoção de eficiência energética e redução de emissões de gases com efeito de estufa e ainda para o aumento da eficiência na gestão e operação de redes. Facilitam a integração de situações emergentes associadas ao setor energético, como a produção distribuída ou o carregamento de veículos elétricos (por exemplo). Os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas complementares de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede.²¹

Na resposta a estes desafios, o conceito de “rede inteligente”, configura-se como a capacidade de a rede elétrica integrar de forma eficiente, comportamentos e ações de todos os recursos a ela ligados, contribuindo para um sistema elétrico económico e sustentável, com perdas reduzidas e elevados níveis de qualidade de serviço, segurança no abastecimento e segurança de pessoas e bens.

Embora esta definição enfatize os benefícios esperados das redes inteligentes, o conceito de “rede inteligente” encerra a ideia de transformação da rede elétrica pela aplicação generalizada de tecnologias digitais à operação e gestão da rede e à interação com os diferentes agentes de mercado, contribuindo assim para a melhoria de eficiência e desempenho da rede de distribuição e para uma maior dinamização do mercado.

Em linha com estas ideias, a EDP Distribuição acredita que a concretização gradual do paradigma das redes inteligentes se constitui como uma das respostas mais adequadas aos desafios atuais do setor. Esta visão da EDP Distribuição é hoje amplamente partilhada pela grande maioria das empresas e instituições afetas ao setor.

Neste sentido, a EDP Distribuição tem em curso, no âmbito do Inovgrid 2030, a implementação de um *roadmap* tecnológico com o intuito de coordenar o esforço de inovação e integração de todas as tecnologias afetas ao desenvolvimento das redes inteligentes.

Para o desenvolvimento e implementação do paradigma das redes inteligentes, consideram-se os projetos que contribuam para:

- maior observabilidade sobre os ativos e operação da rede de distribuição através do aumento da capacidade de recolha e tratamento de informação
- uma exploração da rede com maior nível de otimização através da incorporação na operação de tecnologias de análise de informação
- maior resiliência da rede de distribuição, incorporando maiores níveis e novos mecanismos de automação e telegestão

²¹ Conforme especificado mediante o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (ERSE), publicado no DR n.º 147/2019, Série II de 2019-08-02.

- maior facilidade de introdução de novos mecanismos de mercado, modelos de negócio e participação do cliente, através da capacidade de tratamento e disponibilização flexível de grandes volumes de informação

Neste sentido, a EDP Distribuição considera genericamente como investimentos em redes inteligentes os projetos que se enquadram nas seguintes quatro categorias:

a) Sensorização e Monitorização

Neste âmbito, pretende-se dotar a rede de uma maior capacidade de sensorização e monitorização, obtendo-se cada vez mais informação sobre os ativos e operação da rede, com maior fiabilidade. A recolha de maior volume de informação constitui-se como a base para uma operação mais inteligente da rede, sendo potenciada por uma crescente capacidade de sensorização e de comunicação.

b) Automação e Telegestão

Esta área tem como foco a automatização e a gestão ativa da rede, atuando sobre os seus diversos ativos e mecanismos de flexibilidade existentes, permitindo assim uma maior adequação da exploração da rede às condições operacionais tanto dos ativos desta como dos recursos distribuídos a ela conectados.

c) Comunicações e Cibersegurança

As comunicações e a sua evolução são uma peça fundamental na evolução das redes de distribuição. Todos os processos associados à monitorização, à automação e a uma gestão ativa da rede, encontram-se dependentes da rápida, fiável e segura troca de informação. Associado ainda à crescente digitalização da operação, é necessário garantir elevados padrões de cibersegurança, contribuindo assim para uma maior resiliência da rede de distribuição.

d) Processamento e Análise de Dados

A evolução do paradigma das redes inteligentes prevê o desenvolvimento da capacidade de deteção, avaliação e resolução relativamente autónoma de múltiplas situações que necessitem de atuação. O seu desenvolvimento, sendo de elevada complexidade, só é possível através do aumento da capacidade de processamento e análise de elevados volumes de dados.

Adicionalmente, a facilitação de introdução de novos mecanismos de mercado e modelos de negócio, exigem o tratamento e disponibilização fiáveis de grandes volumes de informação.

Assim, os investimentos associados ao desenvolvimento de uma rede inteligente serão realizados no âmbito dos programas de investimento existentes no Plano que contribuem para estas categorias, tendo em conta o âmbito dos mesmos.

Com base na definição anterior e nas 4 categorias designadas, podem considerar-se como investimentos em redes inteligentes os seguintes programas, de entre os previstos neste Plano 2021-2025:

Tabela 3.10: Programas com investimentos em redes inteligentes.

Programas de Investimento / Categorias	Sensorização e Monitorização	Automação e Telegestão	Comunicações e Cibersegurança	Processamento e Análise de Dados
Automação e Telecomando da Rede MT	x	x		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	x	x		
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações		x	x	x
Investimento Inovador	x	x	x	x

O montante global previsto para o conjunto destes programas corresponde ao investimento considerado em rede inteligente no período 2021-2025, que totaliza 122,3M€, distribuídos conforme se apresenta na Tabela 3.11.

Tabela 3.11: Investimento considerado em rede inteligente no período 2021-2025.

Programa	2021	2022	2023-2025	Total 2021-2025
Automação e Telecomando da Rede MT	7,0	5,0	15,0	27,0
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	6,3	5,0	15,0	26,3
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	5,4	8,6	25,8	39,8
Investimento Inovador	5,8	5,8	17,4	29,2
Total Investimento Rede Inteligente	24,5	24,4	73,2	122,3

3.4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE AO INVESTIMENTO PREVISTO NO PDIRD-E 2020

O investimento em rede inteligente proposto no período do PDIRD-E 2020, 122,3 M€ (investimento médio anual de ~25M€, correspondendo a um incremento de cerca de 25% em relação ao previsto no PDIRD-E anterior no período 2019-2023), procura assegurar o desenvolvimento adequado do paradigma das redes inteligentes na rede de distribuição, considerado essencial pela EDP Distribuição como resposta aos desafios atuais do setor.

Estes investimentos são essenciais para a concretização do *roadmap* de transformação digital que a EDP Distribuição está a empreender, nomeadamente pelo contributo que dão na 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.

A estratégia preconizada está alinhada com as melhores práticas europeias, num contexto de transição energética, onde o papel dos operadores de rede de distribuição tem vindo a ser cada vez mais central pelo que a EDP Distribuição necessita de garantir passos sólidos na sua transformação digital evoluindo os indicadores de maturidade digital, de modo a dar um importante contributo para que as metas propostas quer a nível europeu, quer a nível nacional sejam atingidas.

No Plano proposto considerou-se um nível de investimento em rede inteligente constante ao longo do período respetivo, reservando-se para a revisão do próximo PDIRD-E um eventual aumento das necessidades para o período seguinte.

Variação inferior da análise de sensibilidade

Com valores de investimento inferiores ao proposto no PDIRD-E 2020, obter-se-ão resultados que ficarão aquém daquilo que se entende como mínimo exigível para a modernização e digitalização da rede de distribuição. Adicionalmente a consideração de um menor número de DTC no plano, colocaria em causa a comunicação de várias EBs e não permitiria a participação ativa dos consumidores e a inclusão no sistema dos novos serviços centrados nestes, critério fundamental para a implementação do paradigma das redes inteligentes

Variação superior da análise de sensibilidade

O alcance de um patamar ambicioso de resposta integral a este novo paradigma das redes, implica um investimento mais significativo na modernização e digitalização da sua infraestrutura. Com uma variação de +46% (+54M€) face à proposta:

- É acelerada a componente de inteligência de rede nas suas diferentes categorias através da conclusão antecipada do roll-out de DTC (antecipação de dois anos) no período 2021-2025 e incrementada a modernização dos sistemas de proteção comando e controlo;
- Aposta-se na transformação de rede elétrica pela aplicação generalizada de tecnologias digitais (Inteligência Artificial Aplicada, Analítica Avançada, Machine Learning, ...) para melhorar a sua eficiência e desempenho.

3.5 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

Entende-se por investimento não específico todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis 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 composto essencialmente por sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos.

Sistemas informáticos

No contexto da transição energética, estão em curso mudanças profundas no setor elétrico, que colocam novos desafios à atividade do ORD. A superação dos desafios que a EDP Distribuição enfrenta atualmente exige uma evolução tecnológica acelerada em diferentes domínios de atividade da empresa.

A EDP Distribuição tem em curso uma grande diversidade de iniciativas e projetos em sistemas informáticos, acompanhando assim o processo de digitalização da economia e a alteração de paradigma tecnológico (automação, Big Data, gestão de ativos, migração para a cloud, etc.),

com o objetivo de dar uma resposta eficaz às novas exigências regulatórias e às expectativas dos agentes de mercado.

A EDP Distribuição aposta significativamente na eficiência dos seus processos de negócio, na modernização dos seus sistemas de informação, na aproximação aos seus vários stakeholders e no desenvolvimento de projetos com forte cariz tecnológico como resposta aos grandes desafios que se colocam ao sector energético.

Por forma a alcançar os objetivos de modernização descritos anteriormente, a EDP Distribuição prevê efetuar um conjunto significativo de investimentos nos seus sistemas informáticos que dão suporte a um conjunto de funções estruturadas em torno de 4 pilares: Gestão de Cliente e Mercado, Gestão e Serviço aos Ativos, Transição Energética e Plataforma Digital, e Funções e Serviços Corporativos.

Foi feita uma alteração aos subprogramas descritos no PDIRD-E 2018, tendo-se procedido à sua renomeação, conforme a seguinte tabela de correspondência:

Tabela 3.12: Correspondência subprogramas PDIRD-E 2018 vs. PDIRD-E 2020

Subprograma PDIRD-E 2018	Subprograma PDIRD-E 2020
Big Data & Analytics	<i>Analytics 4 Distribution</i>
Segurança e Risco	<i>Data Hub</i>
	Plataformas, Segurança e Risco
Corporativos & Transversais	<i>Digital Efficiency</i>
Gestão Comercial	<i>Markets</i>
Gestão de Energia	
Gestão da Rede	<i>Smartgrids</i>
	<i>Network Operations</i>
Gestão de Ativos	<i>Assets</i>
Gestão de Mobilidade	<i>Field Services</i>
Iniciativas Digitais	<i>Selfcare & Channels</i>
	<i>Digital Platforms</i>
Regulatórios	[integrados nos diversos subprogramas]
Aquisições Diretas	Aquisições Diretas

Edifícios e outras construções

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

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

De ressaltar a construção do *Digital Energy Center* em Lisboa. Este investimento decorre da necessidade de comandar, conduzir, coordenar e supervisionar uma rede cada vez mais complexa e inteligente e como tal geradora de um volume de dados cada vez maior. Afigura-se, assim, necessário gerir um número crescente de equipamentos, sensores e recursos distribuídos e garantir a recolha de dados e informação associados, correlacionando-os com o maior número de fontes possível, de modo a disponibilizar informação que assegure a melhor condução da rede, combate à fraude e manutenção dos ativos. O complexo nível de coordenação existente, bem como a necessidade da operação em tempo real, exige que estas atividades ocorram num edifício isolado com níveis acrescidos de segurança e redundância e que deverá concentrar várias unidades operativas diferentes da EDP Distribuição, obtendo-se assim ganhos em termos de performance da rede e de eficiência operacional.

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, km 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.

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.

O valor considerado para o PDIRD-E 2020 diz respeito aos investimentos a realizar na RND e resulta da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT.

O conjunto de intervenções consideradas no investimento não específico, para a rede de AT e de MT, no período 2019-2023, corresponde a um investimento global de cerca de 86,3M€.

4 PONTOS DE ENTREGA DE ENERGIA

4.1 PONTOS DE ENTREGA DA RNT

No final de 2020 prevê-se que a RND esteja fisicamente ligada à RNT em 66 Pontos de Entrega (abreviadamente PdE), divididos em 65 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. No ano antecedente ao período abrangido pelo PDIRD-E 2020 não ocorreu a entrada ao serviço de novos PdE, nem tão pouco saídas de serviço.

Para satisfação das necessidades de abastecimento de novos consumos e melhoria do desempenho do sistema, durante o período abrangido pelo PDIRD-E 2020 está prevista a entrada em serviço de dois novos PdE da RNT:

- VILA NOVA DE FAMALICÃO
- DIVOR

Ambos os projetos foram descritos no PDIRD-E 2018, mantendo-se válida a motivação para os mesmos. O primeiro, VILA NOVA DE FAMALICÃO, decorre da necessidade de satisfação do crescimento dos consumos verificados no eixo Porto – Póvoa de Varzim, para a qual foi previsto um novo PdE. Este PdE esteve previsto entrar em exploração em 2019, prevendo-se agora que as primeiras ligações à RND ocorram 2021. O segundo novo PdE, DIVOR, decorre do plano de desenvolvimento da RNT, consistindo na abertura de um novo ponto de entrega na região de Évora, o PdE REN – DIVOR. De acordo com o concessionário da RNT, a data de entrada em serviço do PdE REN - DIVOR está prevista para 2021.

Integrado no plano de desenvolvimento da RNT, foi prevista a abertura de um novo ponto de entrega na região de Pegões, o PdE REN - PEGÕES. A necessidade deste ponto de entrega estava relacionada com projetos de investimento que iriam aumentar o consumo de energia e requeriam elevada fiabilidade de abastecimento, como o Novo Aeroporto de Lisboa e a Plataforma Logística Multimodal do Poceirão. Face à decisão de adiamento destes investimentos, foi, de comum acordo com o concessionário da RNT, adiada a data de entrada em serviço deste novo PdE para depois de 2025. Mantendo-se essa data, as obras de ligação à rede AT iniciar-se-ão depois do período abrangido pelo PDIRD-E 2020.

Para além de novos PdE, estão previstas, no período abrangido pelo PDIRD-E 2020, novas ligações a pontos de entrega existentes e que necessitam de painéis nos PdE da RNT:

- PdE CASTELO BRANCO – painel TALAGUEIRA II
- PdE ESTREMOZ – painel MARANHÃO
- 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.

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 2019

Em 31 de Dezembro de 2019 a RND tinha ligada aproximadamente 5.188MVA (5.013MW) de produção distribuída, potência dividida entre 4.614MVA (4.561 MW) relativa a 667 instalações de PRE e 574MVA (452MW) de potência relativa a 14 instalações de PRO.

No período entre 31 de dezembro 2017 e 31 de dezembro de 2019 o aumento da potência ligada na RND foi de 298MVA, valor superior ao enunciado no PDIRD-E 2018 (41MVA) mas em linha com períodos passados. O valor d aumento foi devido à ligação de 24 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, 55% da potência ligada na RND, verificando-se novamente que a tecnologia com maior variação relativa é a fotovoltaica com um crescimento de 36% (103MVA) entre 2017 e 2019, porém mantendo a menor representação de potência ligada em PRE na RND, 8%. No valor da contribuição eólica, inclui-se a Central Eólica *Offshore* Windfloat Atlantic, com a consequente injeção de 25MVA na subestação da RND, Monserrate.

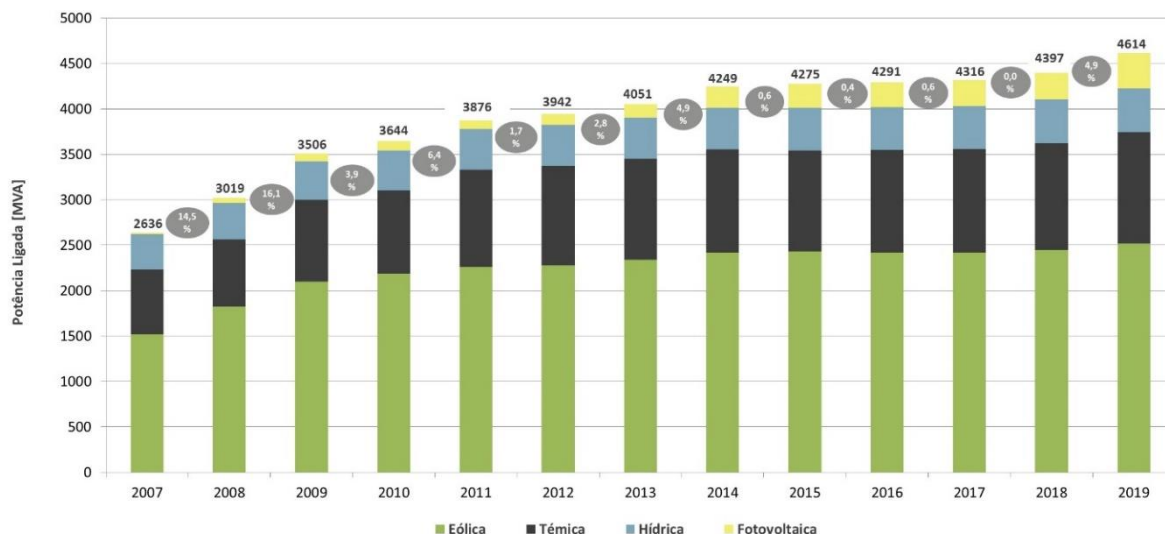


Figura 4.1: Evolução da PRE ligada na RND

4.2.2 PROCESSOS EM CURSO E COMPROMETIDOS

Sobre a potência ligada na RND em 31 de dezembro 2019 acrescem 633 MVA de potência de ligação relativa a 34 promotores que iniciaram a ligação junto do ORD e previsivelmente encontram-se a construir as centrais ou ligá-las-ão até final 2021. A esmagadora maioria da potência de centrais com ligação em curso é devida por centrais de fonte solar, 90% da potência, aproximadamente 571MVA, ocupando agora a fonte eólica apenas 8%, 53MVA. A efetivação da totalidade desta potência elevará a potência ligada de PRE na RND para 5.247 MVA (coluna (a) no gráfico seguinte).

Adicionalmente, sobre os processos em curso, estão ainda comprometidos ligar na RND aproximadamente 4.946 MVA de potência. Este valor divide-se entre 1.655MVA de produtores com Licenças de Produção ou Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) válidos, e 3232MVA 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 eletroprodutor 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.

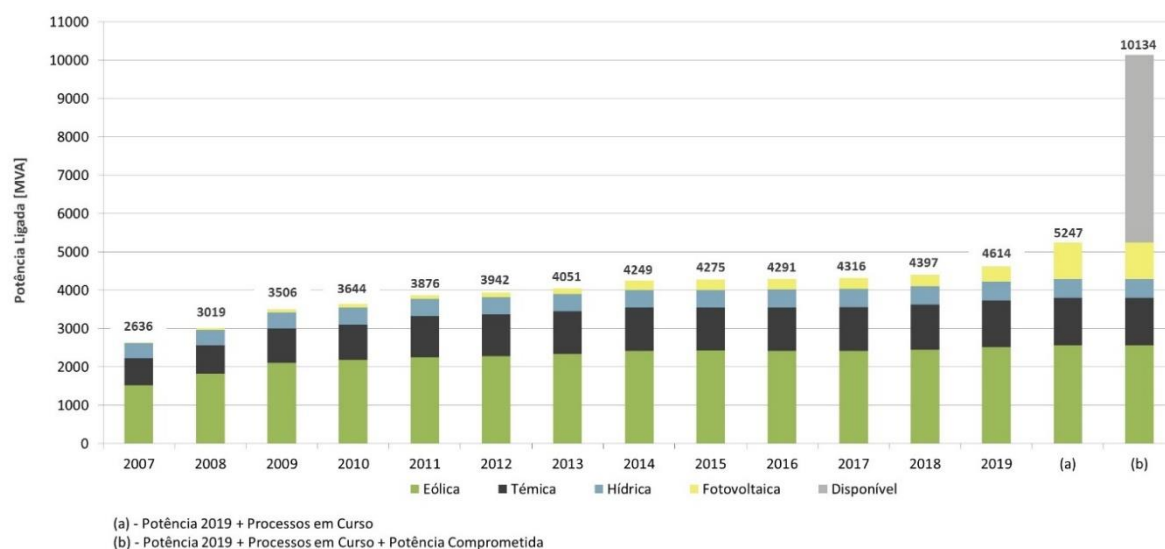


Figura 4.2: Evolução da PRE ligada na RND com processos em curso e comprometida

Sobre os 10.134 MVA de potência ligada e comprometida na RND (PRO+PRE) avalia-se que em 2020 a RND disponha de 6.639 MVA de capacidade de receção para outros centros electroprodutores, evidenciando uma elevada disponibilidade da RND para satisfazer futuras ligações de produção. Face ao anterior PDIRD-E, observa-se um significativo aumento de potência comprometida por ligar na RND, de 1.079MVA no PDIRD-E 2018 para 4.946MVA PDIRD-E 2020, aumento consequente de Licenças de Produção emitidas na redação anterior do Decreto Lei 312/2001, a potência em UPP, a potência de Títulos de Reserva de Capacidade e a potência comprometida ao abrigo de leilões de capacidade.

Relevante observar que, apesar do significativo acréscimo de capacidade comprometida na RND, a capacidade disponível na RND declarada entre PDIRD-E 2018 (7.835MVA) e o PDIRD-E 2020 (6.639MVA), reduziu de apenas 1.196MVA. A redução da capacidade disponível é inferior ao aumento de potência comprometida, porque parte da potência comprometida foi o em nova rede e também porque o ORD reviu a capacidade da RND à luz da flexibilidade imposta aos produtores, resultante da transposição para a regulamentação nacional do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de Abril de 2016.

No final de 2025 a capacidade de receção da RND aumenta para 7.667 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

Com a promulgação do Decreto-Lei 76/2019 foi alterado o modelo de ligação à RESP. No novo enquadramento a emissão de Licença de Produção é precedida de emissão de Título de Reserva Capacidade ou de Acordo para criação de capacidade, ou no caso de Unidades de Pequena Produção, de consulta ao operador de rede para emissão de parecer de conformidade de ligação. Para efeito de acompanhamento das expectativas de ligação à RND, foi incluída na tabela de capacidade prevista em 31.12.2020 (Anexo B.3.1.1), a informação de potência comprometida (efetiva e em fase de confirmação) agregada por subestação AT/MT

e também a informação de potência rejeitada pelo ORD, quer fundamentado por limitações da própria rede, quer fundamentado por parecer negativo do Gestor Global do SEN (GGSEN). A potência rejeitada ligar na RND por limitações da própria rede totaliza 1.437MVA, enquanto a potência rejeitada ligar na RND por parecer negativo do GGSEN totaliza 17.807MVA (este valor inclui não só rejeições de ligações nas instalações RND constantes da tabela, como de rejeições de ligações à RND realizada em painéis 60kV em instalações da RNT).

Página em branco

5 EVOLUÇÃO DE CONSUMOS E CARGAS

No presente capítulo caracteriza-se a previsão de consumos e cargas para o período do PDIRD-E 2020 (2021-2025), fazendo-se ainda uma análise breve à recente evolução histórica.

5.1 PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE (EDP)

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 2020-2027” desenvolvido pela EDP Distribuição para o período 2020-2027 e que se apresenta no Anexo A²². Estes valores consideram os efeitos previstos das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

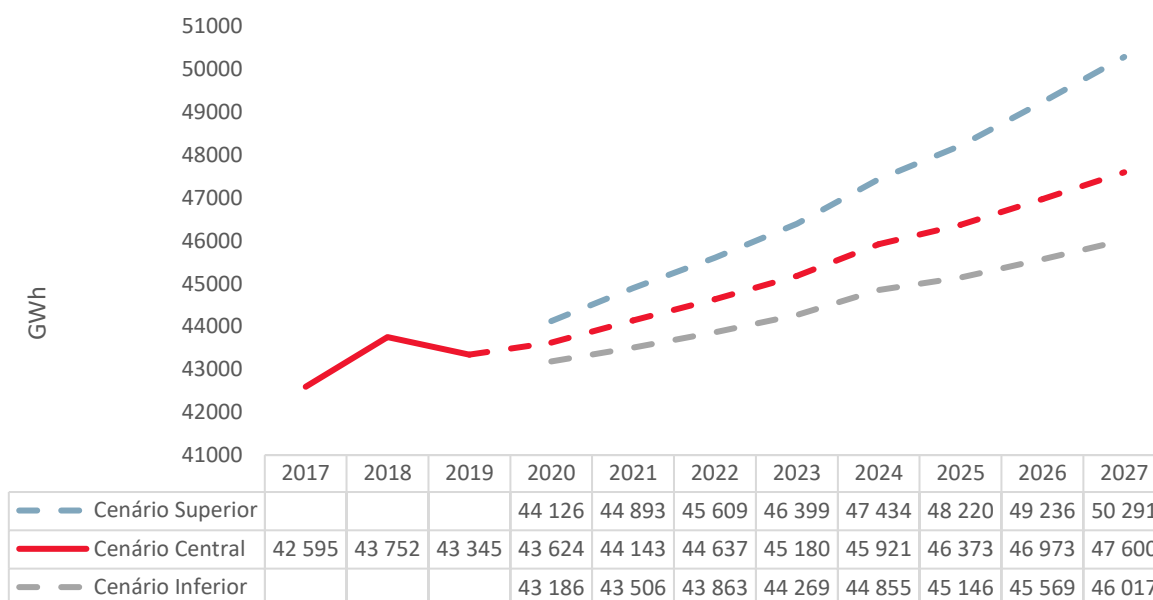


Figura 5.1: Energia Entrada na RND sem considerar consumo MAT (previsão EDP).

5.2 COMPARAÇÃO COM AS PROJEÇÕES DO RMSA DO SEN

O cenário macroeconómico central subjacente às projeções de consumo apresentadas no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E-2019), já aprovado, apresenta uma taxa de variação anual de 2019 (ainda previewal, à data de elaboração do RMSA) mais baixa quando comparada com o valor real registado pelo INE.

²² Estudo elaborado em março de 2020, com dados reais de consumo até fevereiro de 2020.

Conforme ilustrado no gráfico que se segue, depois de um crescimento real de 2,1% no ano de 2019 (INE), as projeções adotadas pela EDP Distribuição, baseadas na média das projeções macroeconómicas das diversas fontes consultadas²³, são idênticas às consideradas no RMSA-E 2019 até ao ano 2023 e ligeiramente menos otimistas para o período 2024-2027.

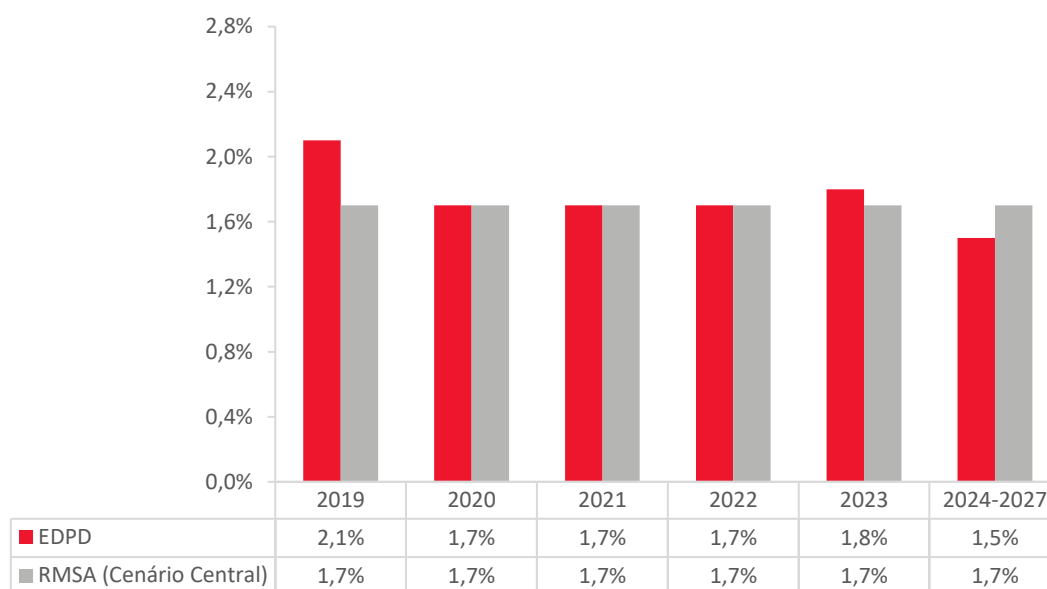


Figura 5.2: Taxas de Variação Anual do Produto Interno Bruto (%)
(Comparação de Estimativas EDP e RMSA)

Fonte histórico – valores de 2019 (EDP Distribuição): INE- Contas Nacionais Trimestrais, Inquérito ao Emprego e IPC

O estudo efetuado pela EDP Distribuição para o período 2020-2027 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 2019, 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 2017-2027. Enquanto que o estudo de previsão de consumos realizado pela EDP Distribuição considera 3 cenários de consumo (Inferior, Central e Superior), o RMSA-E 2019 considera cinco cenários possíveis para o consumo de energia elétrica: cenário inferior continuidade; cenário central continuidade; 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.

²³ Ministério das Finanças | Banco de Portugal | Comissão europeia | OCDE | FMI

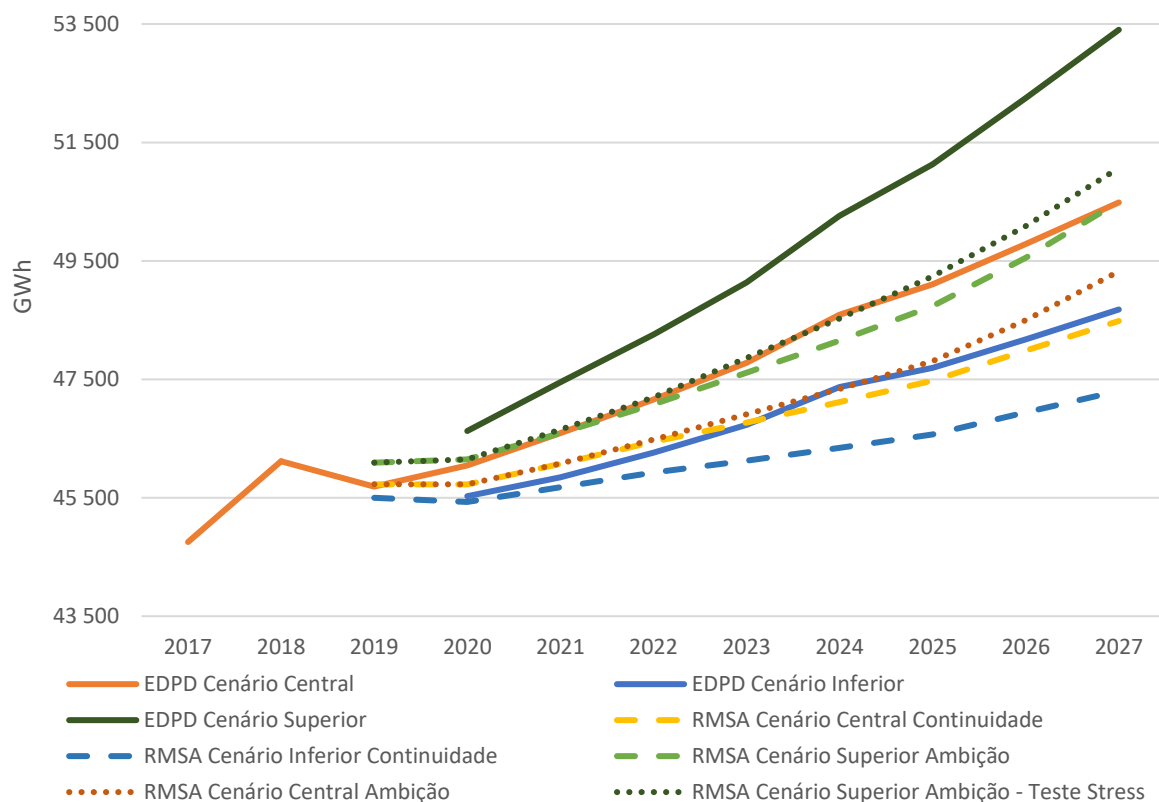


Figura 5.3: Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Tabela 5.1. Comparação das previsões de consumo pelas estimativas da EDP Distribuição e RMSA

Consumo (GWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
EDP Cenário Inferior				45 527	45 844	46 262	46 734	47 368	47 696	48 176	48 679
EDP Cenário Central ⁽¹⁾	44 753	46 118*	45 688*	46 046	46 594	47 161	47 782	48 592	49 105	49 783	50 487
EDP Cenário Superior				46 627	47 452	48 255	49 139	50 262	51 132	52 249	53 402
RMSA Cenário Inferior Continuidade			45 498	45 429	45 678	45 928	46 127	46 340	46 571	46 941	47 304
RMSA Cenário Central Continuidade ⁽²⁾			45 727	45 725	46 071	46 446	46 772	47 115	47 479	47 984	48 485
RMSA Cenário Central Ambição			45 727	45 727	46 079	46 485	46 910	47 338	47 808	48 499	49 323
RMSA Cenário Superior Ambição			46 093	46 146	46 591	47 075	47 611	48 152	48 739	49 551	50 498
RMSA Cenário Superior Ambição – Teste Stress			46 093	46 146	46 652	47 198	47 859	48 526	49 240	50 086	51 068

* Valores de 2018 e 2019 do Cenário Central EDPD reportado, com inclusão de cerca de 40 GWh e 53 GWh, respetivamente, de energia recuperada referente a fraude (não considera correções de impactos de temperatura e calendário)

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

⁽¹⁾ Consumo Final EDP = Energia Entrada na RND - Perdas na RND

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

Analisando os resultados verifica-se que as previsões de consumo assumidas no RMSA-2019 são menos otimistas que as previstas no estudo da EDP Distribuição, o que é explicado em

certa medida pelo facto de a data de projeção para o consumo do ano 2020 ser anterior à das estimativas da EDP Distribuição e este último assumir um valor superior ao estimado no RMSA-E 2019. Por este motivo, as projeções dos três cenários apresentados no estudo da EDP Distribuição apresentam consumos mais elevados relativamente ao valor do consumo previsto no cenário central do RMSA.

Assim, apesar do RMSA-2019 apresentar taxas de crescimento inferiores, no PDIRD-E 2020 foram adotadas as projeções de consumo do estudo da EDP Distribuição tendo em conta que este estudo utiliza dados mais recentes, quer das previsões da atividade económica quer do consumo verificado. Dos três cenários da EDP Distribuição, o cenário de consumo adotado para este Plano é o cenário central.

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 2016-2019, correspondendo às vendas de energia no mercado regulado e livre, centrais do grupo EDP e consumos próprios da EDP Distribuição.

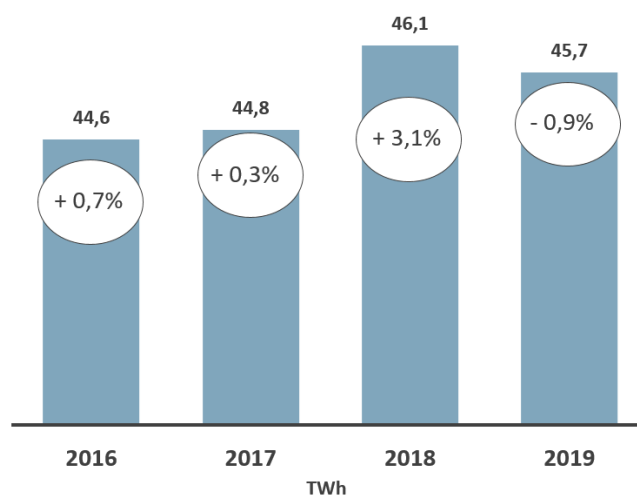


Figura 5.4: Evolução da energia elétrica distribuída, 2016-2019

Após um período de quebra acentuada entre 2011 e 2014, verificou-se um crescimento dos consumos a partir de 2015, com um crescimento muito acentuado de 2017 para 2018. Em 2019 o consumo desceu ligeiramente quando comparado com 2018, mas mesmo assim ficando 0,9TWh acima do consumo verificado em 2017. De facto, a taxa média de crescimento anual (TMCA) no período 2016-2019 é de +0,8%, igual à verificada no período 2014-2017, o que permite afirmar que se observa uma leve, mas constante retoma desde 2014.

Em 2019, os consumos de energia elétrica por nível de tensão tiveram a distribuição que se apresenta na Figura 5.5.

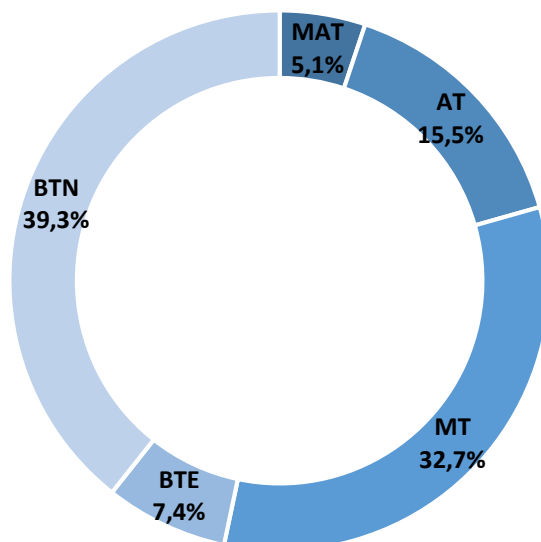


Figura 5.5: Distribuição de consumos por nível de tensão, ano 2019

Da análise da figura anterior conclui-se que cerca de 47% dos consumos se verificaram na baixa tensão.

A Figura 5.6 apresenta a distribuição por tipo de uso.

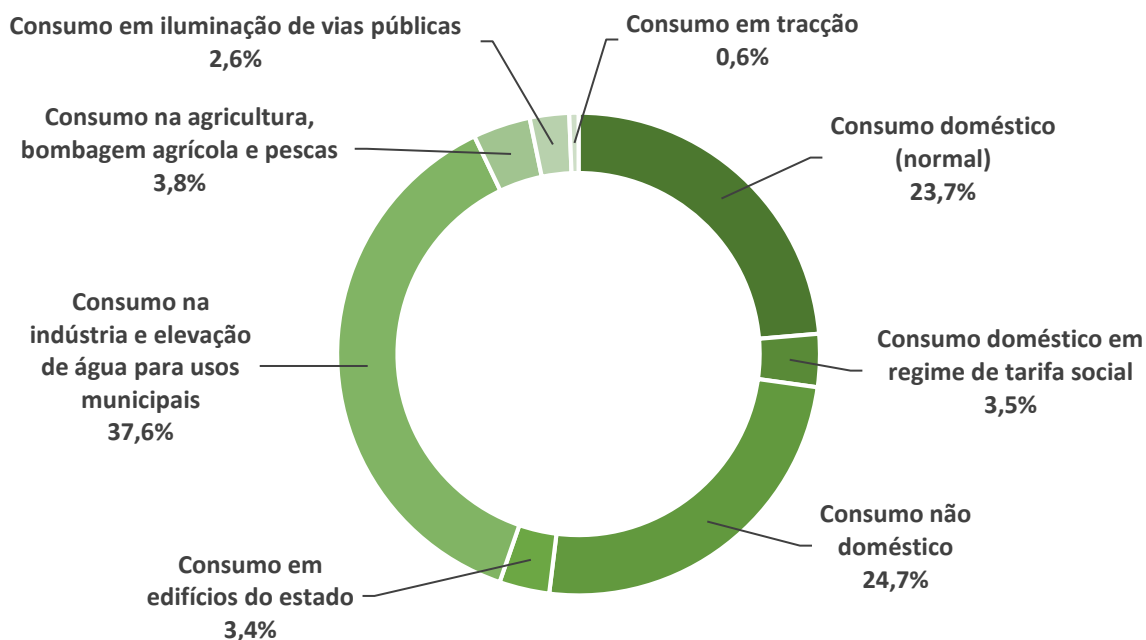


Figura 5.6: Distribuição de consumos por setor, ano 2019

Da análise da figura anterior constata-se que a maior fatia de consumo se verifica na indústria. Os consumos por setor mantêm-se em consonância com os dados do PDIRD-E anterior.

Apresenta-se na Figura 5.7 um mapa com as densidades de consumos MT+BT para cada concelho de Portugal Continental (os consumos MT+BT são determinantes para o dimensionamento das subestações AT/MT da RND).

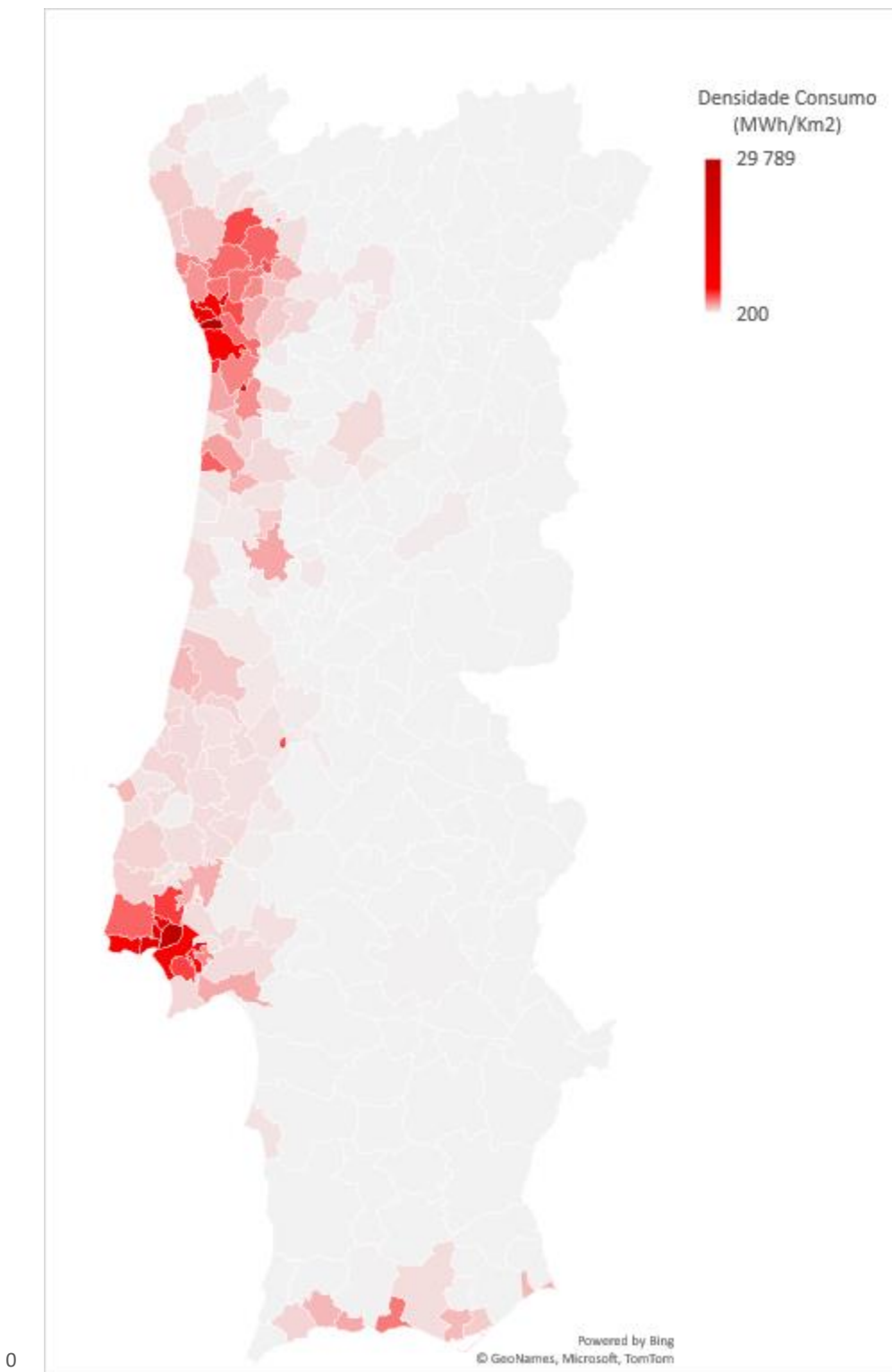


Figura 5.7: Distribuição de classes de densidade de consumos MT+BT por concelho, ano 2019.

Uma análise genérica ao mapa permite concluir que a grande maioria dos consumos de eletricidade estão concentrados na faixa litoral e nos grandes centros urbanos.

5.4 HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DAS CARGAS

A evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição nos anos de 2016 a 2019 é representada na Figura 5.8.

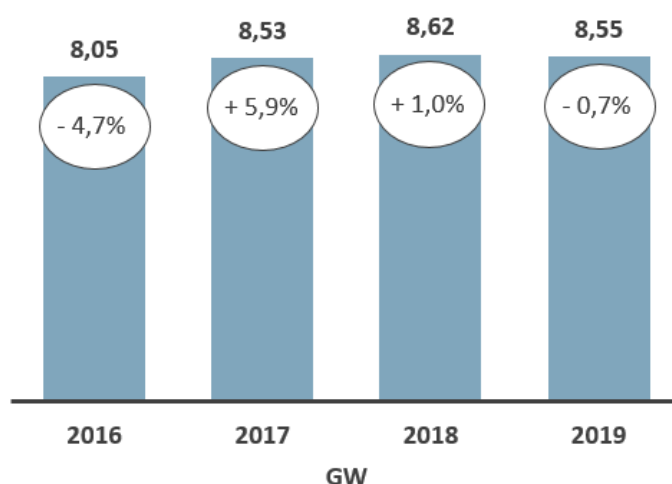


Figura 5.8: Evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, 2016-2019

Relativamente à evolução da ponta síncrona da EDP Distribuição, e tendo em conta o seu histórico, verifica-se um crescimento entre 2016 e 2018 e uma ligeira descida em 2019, mesmo assim para um valor superior ao de 2017. A TMCA, no período 2016-2019, foi de +2,0%, superior à verificada no período 2014-2017, que foi de 1,4%.

A evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da RND é a que se apresenta na Figura 5.9.

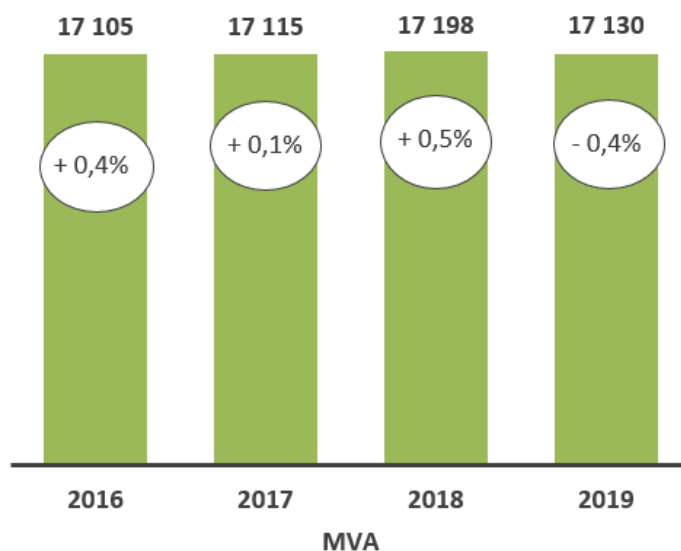


Figura 5.9: Evolução da potência instalada nas subestações AT/MT da EDP Distribuição, 2016-2019

Verifica-se que a potência instalada tem evoluído a um ritmo ajustado à evolução da carga no período 2016-2019. 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 PREVISÃO DE CONSUMOS E PONTAS

5.5.1 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

Conforme atrás referido, para fundamentação da previsão dos consumos tida em conta no presente Plano inclui-se no Anexo A o estudo elaborado pela EDP Distribuição, considerando os consumos verificados até fevereiro de 2020, as previsões à data de março de 2020 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

Unidade: GWh

Ano	Energia Entrada na RND	Perdas na RND	Energia Distribuída pela RND	Taxa de Crescimento da Energia Distribuída pela RND
2017	49 004	4 251	44 753	0,3%
2018	50 263	4 146	46 118	3,1%
2019	49 805	4 117	45 688	-0,9%
2020	50 181	4 135	46 046	0,8%
2021	50 672	4 079	46 594	1,2%
2022	51 246	4 085	47 161	1,2%
2023	51 879	4 098	47 782	1,3%
2024	52 714	4 122	48 592	1,7%
2025	53 271	4 166	49 105	1,1%
2026	54 003	4 220	49 783	1,4%
2027	54 759	4 273	50 487	1,4%

A TMCA, no período 2021-2025, é de +1,3%. A energia distribuída anualmente pela RND deverá atingir 49,1 TWh em 2025, prevendo-se para 2023 um valor próximo do 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)

Unidade: GWh

Energia Distribuída pela RND	Verificado			Previsto							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MAT + AT	9 042	9 402	9 415	9 609	9 668	9 820	9 984	10 152	10 303	10 472	10 642
Variação anual	3,60%	3,97%	0,14%	2,06%	0,61%	1,57%	1,67%	1,68%	1,49%	1,64%	1,62%

Tabela 5.4: Previsão de Consumos (MT+BTE+BTN+IP)

Unidade: GWh

Energia Distribuída pela RND	Verificado			Previsto							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
MT + BTE + BTN + IP	35 710	36 716	36 273	36 437	36 926	37 341	37 798	38 440	38 802	39 311	39 845
Variação anual	-0,40%	2,82%	-1,21%	0,45%	1,34%	1,12%	1,22%	1,70%	0,94%	1,31%	1,36%

5.5.2 CENÁRIO DE EVOLUÇÃO DAS PONTAS

A evolução prevista da ponta síncrona na RND, para o período de 2008-2027, é a que se apresenta na Figura 5.10.

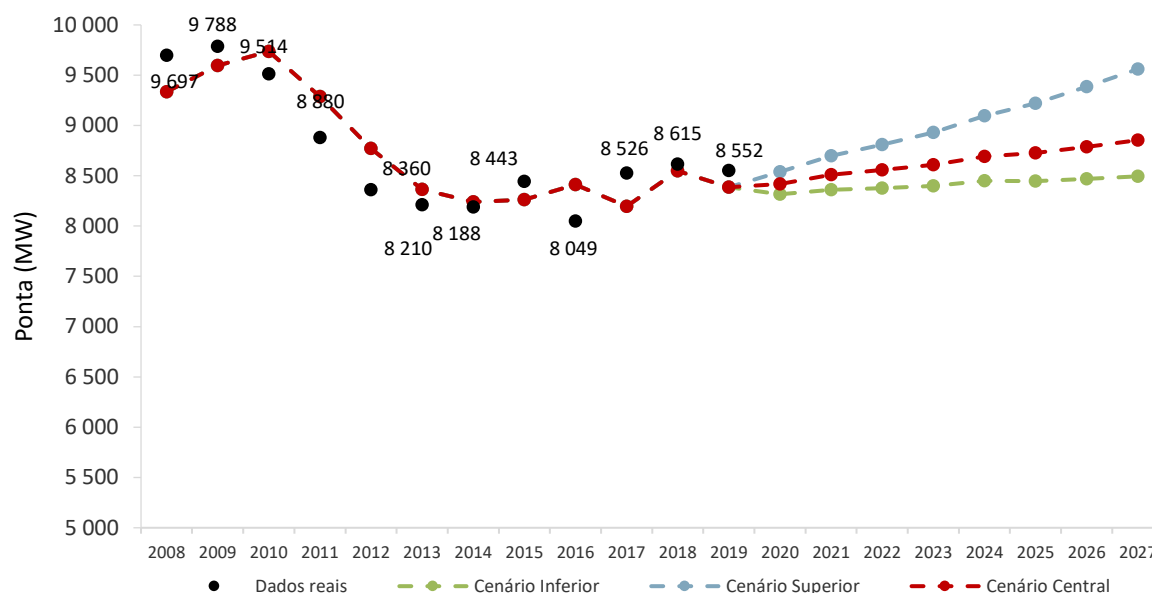


Figura 5.10: Evolução prevista para a ponta síncrona da EDP Distribuição, 2020-2027

No gráfico encontram-se assinalados os valores de ponta máxima registados nos anos de 2008 a 2019 (dados reais). Para os anos de 2020 a 2027 são apresentados três cenários de previsão de ponta síncrona em função dos três cenários previstos da energia entrada.

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.

5.5.3 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.

Assim, manteve-se neste PDIRD-E 2020 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.

Com vista a futuros Planos, está a decorrer um estudo com uma instituição científica para aprofundar este tema.

5.5.4 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 2020, considerando os investimentos da EDP Distribuição que se encontram em curso, com data prevista de conclusão no ano de 2020, 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 2025, ou seja, após a realização dos investimentos previstos neste Plano.

A projeção das pontas nas subestações foi efetuada com base na taxa de crescimento de consumo anual prevista para os concelhos, nos níveis de tensão MT e BT.

5.5.5 FOCOS DE DESENVOLVIMENTO DE CARGAS

O contacto com diversas Entidades e os vários meios que a EDP Distribuição 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.

Página em branco

6 QUESTÕES SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DA ATIVIDADE

6.1 INTRODUÇÃO

O PDIRD-E é um plano de investimento da rede elétrica de distribuição em Alta e Média Tensão (AT e MT), revisto e atualizado em cada dois anos. O PDIRD-E 2020 mantém a estratégia de investimento de ciclos anteriores e apresenta um portfólio de projetos, metade dos quais já constavam do portfólio do PDIRD-E 2018.

Em 2018 foi realizada uma avaliação ambiental estratégica (AAE) do PDIRD-E 2018, referente ao ciclo de investimento 2019-2023, que conduziu uma avaliação ambiental com duas componentes:

- Uma componente estratégica, correspondente a uma avaliação ambiental estratégica realizada de acordo com a metodologia do Guia de AAE publicado pela Agência Portuguesa de Ambiente em 2012²⁴.
- Uma componente operacional, correspondente a uma avaliação ambiental prévia da carteira de projetos de investimento.

Concluiu-se que a avaliação ambiental, componente estratégica, deverá permanecer válida até que ocorra uma alteração de estratégia de investimento, enquanto a rotina procedimental de avaliação operacional justifica-se em qualquer caso, com ou sem alteração da estratégia do PDIRD-E, em cada ciclo de planeamento.

Para concretizar a avaliação ambiental, componente operacional, que se passou a designar por avaliação ambiental prévia, aplicou-se um mecanismo para avaliação ambiental de projetos de investimento desenvolvido a partir de mecanismos de avaliação ambiental já existentes na EDP Distribuição.

Esta prática é, aliás, coerente com o previsto nos termos do nº 2, art.º 6º da legislação em vigor, em que a AAE deve ser complementada, sempre que relevante, por outros instrumentos mais adequados para avaliar consequências ambientais de projetos e assim evitar a duplicação da avaliação.

²⁴ Partidário, M.R. (2012). “Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE”, Lisboa. Agência Portuguesa do Ambiente / Redes Energéticas Nacionais.

6.2 JUSTIFICAÇÃO DA NÃO NECESSIDADE DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DO PDIRD-E 2020

A Avaliação Ambiental Estratégica deve ser coerente com o conceito estratégico da avaliação e com a dinâmica do ciclo de planeamento do PDIRD-E, revisto a cada dois anos, e ser aplicada apenas quando exista justificação estratégica.

No relatório ambiental elaborado para o ciclo de investimentos de 2019-2023, constante do PDIRD-E 2018, ficou estabelecido que a AAE então elaborada “acompanhará os futuros ciclos de planeamento do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição Elétrica (PDIRD-E) 2018, com início no ciclo de 2019-2023, até que se verifique uma alteração na estratégia do PDIRD-E” (pg. 9 da versão final do relatório).

A AAE do PDIRD-E 2018 foi metodologicamente desenvolvida com uma natureza contínua para assegurar a coerência com a ciclicidade do PDIRD-E e por forma a dar cumprimento aos requisitos para avaliação ambiental de planos e programas nos termos do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho, com a redação atual.

O PDIRD-E 2020 corresponde a um novo ciclo de planeamento, no período de 2021-2025, que mantém a estratégia relativamente ao ciclo anterior. Mantém-se os objetivos estratégicos do plano (p. 11 – 13 da versão final do relatório ambiental do PDIRD-E 2018), bem como os eixos estratégicos e as opções estratégicas (OE) então avaliadas e que se reproduzem na Tabela 6.1:

A única diferença reside na consideração do Plano Nacional de Energia e Clima 2030, que acresce ao Quadro de Referência Estratégico. A diferença introduzida é pequena – significa que na OE5, relativamente à segurança do abastecimento, se deve considerar não apenas a evolução da procura, mas também a evolução da produção. Esta alteração não tem implicações na definição do quadro problema nem no quadro de avaliação, e respetiva identificação de Fatores Críticos de Decisão e de critérios de avaliação, que se mantêm.

Tabela 6.1: Opções estratégicas – Descrição

Opção Estratégica	Descrição
OE 1	Melhorar a QST nas zonas pior servidas e mais expostas a eventos meteorológicos extremos, admitindo uma ligeira degradação da QST nas zonas melhor servidas
OE 2	Aumentar a resiliência às alterações climáticas das linhas aéreas existentes e novas através de: <ul style="list-style-type: none"> a. Substituição das linhas aéreas existentes em fim de vida útil por cabos subterrâneos em espaço público, nas zonas onde a QST deva ser melhorada, onde haja condições para tal, dando prioridade às zonas urbanas e ao número de utilizadores e a zonas onde a rede esteja exposta a risco de incêndio muito elevado; b. Intervir em zonas de risco para a infraestrutura fora das faixas de proteção da infraestrutura em áreas com ocupação florestal através do corte, abate e/ou reflorestação com espécies autorizadas; c. Atender, na fase da conceção e projeto das novas linhas aéreas aos planos de ordenamento florestal e do território, adequando as características técnicas da linha à ocupação do solo.
OE 3	Reforçar a automação da gestão e controle operacional da rede e criar condições infraestruturais de suporte a redes inteligentes em todo o território (instalação de DTC, automação de Subestações, modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, criação de alimentação alternativa e aposta em Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação)
OE 4	Renovar, substituir ou reabilitar ativos AT/MT, em fim de vida útil, com base na criticidade do ativo (desempenho, estado de conservação do ativo, utilizadores afetados, existência de clientes prioritários ²⁵ , segurança de pessoas e bens e impacte ambiental) suportada numa análise de risco
OE 5	Adequar o desenvolvimento da infraestrutura garantindo a segurança de abastecimento, atendendo à evolução da produção e da procura, dos padrões de consumo, dos principais pólos de consumo e da sua distribuição territorial.
OE 6	Realizar projetos de investimentos orientados para a redução de perdas técnicas

Face ao exposto, apresenta-se no capítulo seguinte a avaliação ambiental da componente operacional, designada como avaliação ambiental prévia, do portfolio de projetos constantes do PDIRD-E 2020.

²⁵ Regulamento de Qualidade de Serviço (Regulamento nº 3/2017 da ERSE)

6.3

6.3 AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA DA CARTEIRA DE PROJETOS DO PDIRD-E 2020

De acordo com o procedimento assumido, decorrente da AAE do PDIRD-E 2018, a avaliação ambiental prévia da carteira de projetos do PDIRD-E 2020 estruturou-se em três fases:

- Fase A: Verificação dos Critérios A;
- Fase B: Verificação dos Critérios B;
- Fase C: Consulta às entidades competentes.

A verificação dos Critérios A isenta o projeto de qualquer outro tipo de avaliação. Pelo contrário, a sua não verificação obriga a passar à Fase B. Os Critérios A são os indicados na Tabela 6.2: Critérios A.

Tabela 6.2: Critérios A

A1	O projeto consiste em alterações ou modificações de linhas aéreas existentes , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A2	O projeto consiste em alterações ou modificações de linhas subterrâneas existentes , sem alterações no corredor de implantação das mesmas.
A3	O projeto consiste em alterações ou modificações numa subestação existente , sem alterações no perímetro e nível de tensão da mesma.

Para os projetos que passam à Fase B, ou seja, para os projetos que não se encontram nas condições descritas nos critérios da Fase A, são verificados os critérios de localização constantes na Tabela 6.3: Critérios B.

Tabela 6.3: Critérios B

B1	O projeto localiza-se em Zonas de Proteção Especial (ZPE) (Rede Natura 2000).
B2	O projeto localiza-se em Sítios de Importância Comunitária (SIC) ou Zonas Especiais de Conservação (ZEC)* (Rede Natura 2000).
B3	O projeto localiza-se em áreas da Rede Nacional de Áreas Protegidas
B4	O projeto localiza-se em bens imóveis do património cultural classificado ou em vias de classificação
B5	O projeto localiza-se em áreas consideradas como Geomonumentos
B6	O projeto localiza-se em Reserva Ecológica Nacional (REN)
B7	O projeto localiza-se em Reserva Agrícola Nacional (RAN)

Sempre que um dos critérios B seja verificado, os projetos serão alvo de uma consulta prévia às entidades cujo parecer é incorporado na elaboração dos respetivos projetos de execução.

Os resultados da Avaliação Ambiental Prévia da carteira de projetos do PDIRD-E 2020, constituída por 137 projetos de Investimento encontra-se resumida na Tabela 6.4:.

Tabela 6.4: Resultados da Avaliação Ambiental Prévia dos Projetos de Investimento do PDIRD E-2020

Critérios	Nº Projetos
(Com Alteração Traçado)	51
Sem condicionantes	10
Só condicionante RAN	1
Só condicionante REN	23
Condicionantes REN+RAN	10
Condicionante REN+SIC/ZEC	2
Condicionante REN+Área protegida	1
3 ou mais condicionantes	4
(Sem Alteração Traçado)	86
NA	86
Total	137

A aplicação da Avaliação Ambiental Prévia à carteira de projetos do PDIRD-E 2020 permitiu identificar constrangimentos ambientais numa fase preliminar do desenvolvimento dos projetos e, sempre que necessário, proceder atempadamente aos pedidos de parecer ou comunicações prévias. Os pareceres das entidades consultadas serão o mecanismo eficaz para tomar as medidas de mitigação consideradas necessárias.

Tendo em conta os resultados da Avaliação Ambiental Prévia efetuada conclui-se que a carteira de projetos propostos não é suscetível de provocar impacto significativo no ambiente, em função da sua localização, dimensão ou natureza.

No Anexo K apresenta-se o Relatório de Avaliação Ambiental Prévia efetuada em colaboração com uma entidade científica. As recomendações produzidas serão consideradas no melhoramento do processo de Avaliação Ambiental Prévia e no desenvolvimento dos projetos.

Página em branco

7 ANÁLISE DE RISCO AO PDIRD-E 2020

A análise de risco à proposta final do PDIRD-E 2020, agora apresentada, compreende cinco 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 vetores de investimento;
- ii. 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;
- iii. Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- iv. Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas (descrito no capítulo 2.3);
- v. 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 2.3).

Seguidamente, descreve-se a análise de risco relativa às três primeiras dimensões.

7.1 ANÁLISE DE RISCO DE NÃO CUMPRIR OS OBJECTIVOS DO PDIRD-E

A análise de risco a esta proposta avalia o risco da estratégia de investimento na RND não garantir a satisfação dos objetivos enunciados para os diferentes vetores 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.

Os investimentos previstos no PDIRD-E 2020 respondem às necessidades dos vetores de investimento:

- Segurança de Abastecimento – visa garantir o abastecimento de todos os clientes, de acordo com os padrões de segurança e regulamentares.
- Qualidade de Serviço Técnica – visa garantir o cumprimento dos objetivos para a QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço. Este vetor dá resposta à estratégia de evolução da QST considerada nesta proposta do Plano.
- Eficiência da Rede – visa garantir a manutenção de um nível adequado de perdas técnicas na RND.
- Eficiência Operacional – visa garantir a redução de custos operacionais.
- Acesso a Novos Serviços – visa facilitar o acesso a novos serviços de rede.

Descreve-se de seguida a análise de risco realizada relativamente ao não cumprimento dos objetivos de cada um dos vetores considerados no presente PDIRD-E.

7.1.1 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No âmbito do vetor Segurança de Abastecimento, garante-se o dimensionamento adequado de todos os componentes da RND para que estes permitam satisfazer a procura de energia elétrica.

O objetivo relativamente a este vetor é o de garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares.

O risco associado a este vetor é:

- Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares;
- Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente do Investimento Obrigatório e dos programas Desenvolvimento de Rede, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT e Ligação aos Operadores de Redes BT.

As necessidades de investimento obrigatório são estimadas com base em modelos que utilizam *inputs* relacionados com a atividade da distribuição e *inputs* macroeconómicos. Sendo este investimento compensado parcialmente por intermédio de participações financeiras, o investimento realizado neste âmbito tem um impacto reduzido no CAPEX e, como tal, nas tarifas do uso de redes de distribuição.

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.

O programa Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT permite garantir a renovação (substituição ou reabilitação) de ativos envelhecidos da rede e cuja probabilidade de falha tende a aumentar. Os investimentos realizados no âmbito deste programa contribuem para o aumento da fiabilidade dos ativos associados à RND. A análise dos projetos incluídos neste programa avalia as condições de operação da rede atual e prevista, encontrando a alternativa mais adequada que garanta a Segurança de Abastecimento, a Qualidade de Serviço Técnica e a Eficiência da Rede em que estarão inseridos.

As necessidades de investimento associadas à Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

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.

A preocupação com a renovação sustentável dos equipamentos associados à RND, garantindo o seu desempenho adequado, conduz a um aumento do investimento associado ao programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT associado ao PDIRD-E 2020. Essa necessidade é reforçada pela existência de um grande número de ativos críticos estabelecidos no início da década de 1980 (eletrificação rural), e de ativos anteriores a esses ainda em serviço, que se encontram em fim de vida e que requerem um esforço na sua renovação e reabilitação a concretizar no decurso dos próximos 10 anos.

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.

A possibilidade de se proceder a sobreinvestimento ou subinvestimento neste vetor é mitigada da seguinte forma:

- As necessidades de investimento associadas a investimento obrigatório são estimadas com base em indicadores estatísticos que produzem uma previsão das necessidades associadas a novas ligações. No entanto, esses valores apenas são realizados perante o aparecimento dos respetivos pedidos de ligação ou de reforço de potência. Desta forma, garante-se que apenas se investe o efetivamente necessário, ainda que este possa ser diferente do inicialmente previsto;
- O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, 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;
- Os ativos da rede, apesar das ações de manutenção e conservação, vão envelhecendo e a sua fiabilidade vai decrescendo, aumentando a probabilidade de falha (a idade média de muitas das diferentes classes de ativos tem vindo a aumentar e apresenta agora valores elevados quando comparados com a respetiva vida útil esperada). O programa Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT é dotado de uma verba determinada em função de uma análise do desempenho e da idade dos ativos mais críticos para o desempenho da RND, sendo realizada uma análise criteriosa dos projetos de investimento associados ao programa, que se baseia numa análise dos riscos de falha dos ativos, e garantindo uma renovação sustentada da RND.

O investimento realizado neste programa tem resultado num aumento da vida útil média dos ativos da RND, o que se poderá traduzir, a prazo, num impacto negativo da sua fiabilidade. O PDIRD-E é revisto de 2 em 2 anos, o que permite fazer uma reavaliação regular do desempenho dos equipamentos em serviço na RND, adequando o investimento associado a este programa em função dessa avaliação. O

subinvestimento em renovação de ativos poderá traduzir-se, a prazo, numa degradação do desempenho da rede elétrica, com aumento do número de falhas e dos custos associados a intervenções de investimento de natureza corrente urgente e de manutenção corretiva.

A avaliação da rede, na zona de implementação de cada projeto, para cenários de evolução da procura mais exigentes e de reduzida probabilidade de ocorrência, surge como uma medida adicional de mitigação do risco de não garantia da alimentação de 100% da procura. Verifica-se, no entanto, que existe algum risco de não alimentação de cargas em situação de contingência N-1 para os projetos avaliados para o PDIRD-E 2020 (ver capítulo 3.1.1.1). Na alternativa adotada para a segurança de abastecimento, não se prevê, no final do Plano, a existência de potência não garantida em regime N, enquanto que em regime N-1 se prevê uma potência não garantida de 190 MW não simultânea para a totalidade da RND.

De acordo com o estudo realizado pelo INESC TEC, “Estimação do impacto do PDIRD-E 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios”, cujo sumário executivo é apresentado no Anexo H.2, os custos associados com potência cortada associada a um eventual subinvestimento são substancialmente superiores aos valores de investimento que evitam essa potência cortada. Pode-se concluir pela importância de manter o investimento neste vetor em níveis adequados evitando situações de eventual incapacidade de fornecer a energia solicitada, o que permite concluir que o risco de se concretizar um nível de investimento diferente das necessidades neste vetor é assimétrico, sendo maior o risco associado a subinvestimento do que o risco associado a sobreinvestimento.

Os mecanismos de mitigação do risco garantem a realização dos montantes de investimento, associados ao vetor Segurança de Abastecimento que se revelem efetivamente necessários.

Estes mecanismos de mitigação permitem concluir que o risco associado quer à realização de níveis de investimento não adequados, quer quanto ao não cumprimento dos critérios de planeamento, é negligenciável.

7.1.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No âmbito do vetor Qualidade de Serviço Técnica, dá-se resposta às exigências estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço, com enfoque na redução das assimetrias e aumento da resiliência das redes.

Os objetivos para a evolução da qualidade de serviço para o período 2021-2025 são apresentados no capítulo 3.1.1.2.2.

O risco associado a este vetor é:

- Não se atingirem os objetivos de qualidade de serviço técnica estabelecidos.

Os investimentos associados a este vetor decorrem essencialmente dos programas Melhoria de Qualidade de Serviço Técnica, Automação e Telecomando da Rede MT, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT, Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações e ainda Abertura e Restabelecimento de RSFGC.

Os investimentos previstos pela EDP Distribuição e associados a este vetor contribuem para os objetivos descritos no capítulo 3.1.1.2.2, tendo sido selecionados com base numa análise que permite avaliar o seu contributo para a evolução da qualidade de serviço técnica nesta proposta de PDIRD-E 2020.

Refira-se que este objetivo aponta para a melhoria global da qualidade de serviço em relação aos níveis de referência atuais, conseguida através da redução de assimetrias entre regiões (recuperação na zona C e manutenção nas zonas A e B do RQS).

Tratando-se de valores estimados, correspondem aos valores que se espera que ocorram na RND num ano médio. As condições meteorológicas verificadas em cada ano podem originar diferenças entre esses valores médios e os verificados. Particularmente relevante, relativamente a esses desvios, será a ocorrência de fenómenos atmosféricos extremos.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

Para este Plano fez-se a avaliação do desempenho de ativos críticos para o desempenho da RND no que diz respeito à sua fiabilidade, avaliando-se os investimentos de renovação necessários à manutenção do desempenho desses equipamentos em níveis adequados.

O risco de não cumprimento dos objetivos de qualidade de serviço é também mitigado pelo disposto no artigo 9º. Do RQS. Este artigo estabelece, na alínea b) do seu n.º 4, que a classificação de um evento como excepcional permite *“que o contributo do evento para os indicadores de qualidade de serviço não seja tido em consideração para efeitos de comparação com os respetivos padrões.”*

Não obstante, a EDP Distribuição promove, por intermédio dos seus planos de investimento e de manutenção (onde se promove a rigorosa monitorização e manutenção das distâncias regulamentares à vegetação), o aumento da resiliência da RND perante fenómenos extremos, incluindo associados a incêndios florestais. Adicionalmente, e a exemplo de outros ORD, as intervenções para aumento da resiliência poderão estar associadas à renovação de redes aéreas, promovendo a sua passagem a subterrâneo em zonas mais expostas a eventos extremos

Conforme ilustrado no capítulo 3.1.1.2.2, os investimentos realizados na RND têm proporcionado melhorias de qualidade de serviço registando-se no último quinquénio uma tendência de manutenção dos indicadores, que permitem estabelecer uma relação entre esse esforço de investimento e os resultados assim obtidos. A experiência acumulada pela EDP Distribuição, apoiada no modelo de avaliação de impacto do investimento em QST desenvolvido com o INESC TEC permite, dentro de uma margem de incerteza adequada, estimar a relação futura entre os investimentos a realizar e a evolução esperada da qualidade de serviço.

Não obstante a existência dos mecanismos de mitigação descritos, é possível não se atingir o objetivo definido para este vetor, na proposta do PDIRD-E 2020. Admite-se, contudo, que o risco residual de não cumprimento do objetivo, para a banda de incerteza apresentada no capítulo 3.1.2.2., é tolerável.

7.1.3 EFICIÊNCIA DA REDE

No âmbito do vetor Eficiência da Rede pretende-se adequar os níveis de perdas na RND.

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 2019, esse valor foi estimado em 0,73% da energia entrada na rede AT e 1,38% da energia entrada na rede MT.

Num estudo apresentado em 2016 pelo INESC-ID, “Avaliação do Comportamento da Rede de Distribuição Face ao Crescimento da Produção Distribuída”, conclui-se que o aumento da pequena produção nas redes BT origina uma redução das perdas verificadas na RND. Ao contrário, a produção distribuída diretamente ligada à RND tem tendência a aumentar o valor das perdas. O sumário executivo desse estudo foi apresentado no PDIRD-E 2016.

Um novo estudo, elaborado pelo INESC TEC em 2019, “Estimação do impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição”, analisando redes AT e MT, suporta a conclusão de que um aumento da produção distribuída em AT e MT deverá traduzir-se num aumento das perdas técnicas verificadas nesses níveis de tensão (no caso da rede AT o estudo conclui que aquelas que tem um nível elevado de produção distribuída apresentam um volume de perdas percentuais que é o dobro do das redes sem produção distribuída).

O risco associado a este vetor é:

- Desempenho da RND, no que diz respeito ao valor das perdas técnicas, não adequado face ao esperado. Este risco poderá estar associado às condições meteorológicas verificadas em cada ano (nomeadamente no que diz respeito à produção de energia eólica), bem como ao ritmo de aparecimento de novos PRE.

Os investimentos associados a este vetor decorrem, essencialmente dos programas Investimento Obrigatório, Desenvolvimento de Rede, Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, Redução de Perdas Técnicas AT/MT, Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT e Ligações aos Operadores de Redes BT.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

As perdas técnicas dividem-se em duas componentes, uma das quais fixa (não varia com a procura e corresponde às perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT e consumos próprios de SE, sendo de cerca de 145 GWh anuais), e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule). Estas últimas variam aproximadamente com o quadrado da energia transitada²⁷, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

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

²⁷ 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.

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.

Esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD-E que, ocorrendo de dois em dois anos, permite proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Os projetos incluídos neste Plano 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 2023, que a energia distribuída na RND (sem consumos MAT) será de 44,269 TWh. O cenário superior prevê que essa energia será de 46,399 TWh, uma diferença de 5,2%. Essa diferença quanto à energia entrada na rede traduz-se numa alteração semelhante da percentagem de 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.

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 PRE ligada à RND, em 2019, atingiu já 4.614 MVA. Esta PRE já 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. Prevê-se que a PRE ligada às redes de distribuição seja, em 2025, de 7.251 MVA.²⁸

Os valores de investimento previstos nesta proposta do PDIRD-E 2020, associados a este vetor, permitirão 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 2020 nos vetores de investimento e monetização dos benefícios”, o benefício de longo prazo por investimento na rede ultrapassa largamente o custo de investimento associado.

Sendo o valor das perdas técnicas verificadas na RND relativamente baixo, pode-se considerar que o risco de se verificarem níveis de desempenho pouco adequados neste vetor é tolerável.

²⁸ O PNEC 2030 aponta para um objetivo de potência instalada associada a fontes de energia renovável de 26-29 GW em 2030, o que terá impacto ao nível da potência instalada associada à RND.

7.1.4 EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Este vetor contempla investimentos que potenciam a redução de custos operacionais, ainda que possa não ser esse o objetivo principal que justifica a sua realização.

O risco associado a este vetor é:

- Os investimentos realizados não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional.

Os investimentos recaem sobre duas categorias, investimentos destinados a garantir a renovação de ativos em fim de vida útil e investimentos destinados a melhorar o nível de automação da rede.

As necessidades de Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT são estimadas tendo presente o desempenho da RND, sendo esse desempenho monitorizado. Considera-se a necessidade de se realizar uma renovação adequada, a qual garanta a sustentabilidade dos atuais níveis de desempenho e de 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 dessas ações – 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.

As necessidades de investimento associadas à renovação e reabilitação de ativos da RND foram analisadas por intermédio de um estudo cujo resumo se apresenta no Anexo H.4.

A automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional. Também pode contribuir para melhorar a eficiência operacional se conduzir a um menor número de intervenções físicas (por substituição por operações remotas) ou a uma mais rápida deteção do local de ocorrência de defeitos (minimizando o tempo de deteção de elementos avariados por inspeção das redes).

Os investimentos em automação da rede, com contributo mais significativo para a Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica, também apresentam benefícios para a Eficiência Operacional.

O aumento dos níveis de automação da rede traduz-se em benefícios que são analisados previamente à decisão de investimento e que se suportam no conhecimento das características dos equipamentos e na introdução de mecanismos de automação.

Assim, pode-se concluir que o risco de os investimentos não contribuirão para a melhoria da eficiência operacional é baixo.

7.1.5 ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

Este vetor contempla investimentos que possibilitam o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.

Os investimentos na RND mais relevantes estão associados ao programa InovGrid. Também se destacam os projetos no âmbito do programa Investimento Inovador.

Os projetos inovadores apresentam risco tecnológico ou aplicativo elevado (tecnologia nova ou projetos nunca implementados na atividade corrente).

As três áreas de investimento inovador são: componentes avançados; monitorização e sensorização da rede; e inteligência e gestão ativa e integrada da rede.

Os projetos associados a monitorização, inteligência e gestão ativa e integrada da rede criam potencialidades facilitadoras do desenvolvimento de novos serviços que os comercializadores poderão oferecer aos seus clientes.

Os projetos inovadores, pela sua natureza, possuem um risco tecnológico. Esse risco é considerado tolerável, tendo em conta a monitorização e acompanhamento mais pormenorizado desses projetos. No que diz respeito aos sistemas aplicativos, o risco tecnológico é mitigado pelo desenvolvimento de arquiteturas resilientes, fault tolerant e com redundância. Adicionalmente, estes projetos são avaliados em pilotos, de âmbito mais reduzido, mitigando o risco associado à implementação dessas tecnologias. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas (caso dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

7.1.6 CONCLUSÃO

O resultado da análise de risco realizada para os cinco vetores analisados é resumido na Tabela 7.1.

A consulta desta tabela permite concluir que, atendendo-se aos riscos identificados e depois de ajustados os objetivos de QST, o nível de risco de não cumprimento dos objetivos deste Plano, mantém-se no nível tolerável.

O vetor de investimento com maior incerteza associada é o de Qualidade de Serviço Técnica, cujo desempenho depende de fontes de risco – nomeadamente de natureza meteorológica – que não são controláveis.

Tabela 7.1: Resultado da análise de risco realizada para cada vetor de investimento

Vetor	Identificação do Risco	Análise do Risco	Avaliação do Risco	Tratamento do Risco
Segurança de Abastecimento	Não se garantir a alimentação de 100% da procura, observando-se os padrões de segurança regulamentares. Ultrapassagem do valor de investimento associado a este vetor.	Verificação de procura muito acima dos níveis previstos, fazendo com que os valores de investimento previstos se revelem insuficientes para responder a essa procura.	As previsões de evolução de consumos apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo, é elevado. Consideram-se probabilidades de não excedência da evolução da procura associada a cada projeto de 90%.	O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta. O benefício acumulado com o investimento neste vetor ultrapassa largamente o valor de investimento realizado. O risco é negligenciável.
Qualidade de Serviço Técnica	Não se atingirem os objectivos de Qualidade de Serviço Técnica estabelecidos.	Ocorrência de fenómenos climatéricos extremos ou incêndios que deteriorem os resultados de QST. Degradação do desempenho dos ativos da RND.	Ocorrência de tempestadas com impacto significativo a nível de QST com frequência elevada. Os investimentos para melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença desses fenómenos, não previnem completamente. Perigo de ocorrência de incêndios de grandes dimensões, causando danos significativos aos ativos da RND. Investimento reduzido em renovação de ativos pode conduzir a um aumento do número de incidentes.	Projetos de investimento tendo por objetivo o aumento da resiliência da RND nas zonas mais expostas. O Regulamento de Qualidade de Serviço estabelece que o contributo dos eventos excepcionais não é tido em consideração para efeitos de comparação com os padrões de QST estabelecidos para as redes de distribuição. Níveis de investimento em Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT não assegurando a necessária renovação de ativos degradados, condicionando o desempenho futuro da RND. O risco de não cumprimento dos objetivos de QST é tolerável.
Eficiência da Rede	O desempenho da RND não ser adequado face ao esperado.	As perdas técnicas na RND atingirem valores elevados, decorrentes de um aumento da procura muito acima do previsto ou de um contributo da PRE para as perdas acima do previsto.	As previsões de evolução de consumos e produção apresentam algum grau de incerteza. Contudo, o grau de confiança nessas previsões, no curto prazo e avaliando-se a globalidade do sistema, é elevado (probabilidade de 95% da procura agregada se encontrar entre os cenários inferior e superior considerados no PDIRD-E). O nível de eficiência da RND no que diz respeito às perdas é elevado.	O PDIRD-E é revisto de dois em dois anos, permitindo adequar o plano de investimentos em função da procura verificada. A incerteza na previsão da procura, para esse horizonte temporal, é diminuta. O risco é tolerável.
Eficiência Operacional	Os investimentos realizados não contribuírem para a melhoria da Eficiência Operacional.	Não se atribuir um volume de investimento de renovação das redes que garanta a substituição adequada de ativos em fim de vida, obrigando à realização de mais ações de manutenção. O investimento em automação contribui para a redução de custos operacionais, podendo os projetos realizados não gerarem benefícios significativos associados a este vetor.	Os ativos em fim de vida útil tendem a gerar uma maior necessidade de intervenções de manutenção. A não renovação adequada desses ativos traduz-se num aumento das necessidades de operações sobre a rede. A automação contribui para a melhoria da eficiência operacional. Sendo os projetos avaliados antes da sua realização, o risco analisado será o de não gerarem benefícios significativos a nível de eficiência operacional (sendo estes projetos destinados sobretudo à melhoria da QST).	Foi realizada uma análise das necessidades de investimento associadas à renovação da RND, cujas conclusões contribuíram para a definição do investimento de renovação considerado no PDIRD-E. A avaliação dos projetos é realizada tomando-se como base a experiência passada associada ao incremento dos níveis de automação da rede. O risco de não se atingirem os objetivos de um portfólio de investimentos é reduzido, esperando-se que a realização de um grande número de projetos de automação propicie benefícios relativamente à eficiência operacional em linha com os valores esperados de contributo por vetor dos programas de investimento. O risco de os investimentos não contribuírem para a melhoria da eficiência operacional é baixo. O risco de degradação da eficiência operacional devido ao envelhecimento dos ativos é tolerável, ainda que esse risco aumente a partir de meados da década.
Acesso a Novos Serviços	Risco tecnológico.	Não se atingirem os objetivos pretendidos para os projetos inovadores, de teledividida e de acesso remoto.	O investimento inovador inclui projetos com investimento tecnológico ou aplicativo elevado (tecnologias novas ou projetos nunca implementados pela EDP-Distribuição). A teledividida e acesso remoto visa possibilitar o acesso a novos serviços de mercado no relacionamento entre entidades comercializadoras e clientes finais.	Os projetos inovadores merecem um acompanhamento próximo, analisando-se previamente a tecnologia, os objetivos e acompanhando-se os seus resultados. São projetos limitados no orçamento, sendo o seu desempenho avaliado previamente a decisões sobre disseminação das tecnologias testadas. O risco é tolerável. Relativamente aos projetos que se baseiam em tecnologias já amadurecidas, os seus benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

7.2 ANÁLISE DE RISCO DE PROJECTOS E PORTFÓLIOS DE INVESTIMENTO

7.2.1 ANÁLISE DE RISCO DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

A seleção de investimentos resulta da opção pelas melhores alternativas a implementar entre as diversas, mutuamente exclusivas, que concorrem para um mesmo objetivo.

Sendo as propostas avaliadas com base numa estimativa das necessidades de investimento associadas e dos benefícios a recolher, o valor do projeto surgirá condicionado pelas incertezas associadas a essas 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”.

Esse estudo permitiu desenvolver uma metodologia de análise de risco de projetos de investimento incluídos no presente Plano.

Foi realizada uma análise de sensibilidade à evolução da procura para os projetos com investimentos previstos para o PDIRD-E, que incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos, a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários. Essa calendarização também tem em conta a avaliação do risco de surgimento de constrangimentos na rede em cenários com baixa probabilidade de serem excedidos, mencionada em 2.3.

A análise de sensibilidade dos restantes projetos considerados neste Plano incluiu a avaliação dos indicadores económicos para três cenários de evolução da procura distintos e a calendarização mais adequada de realização do projeto para esses cenários.

7.2.2 ANÁLISE DE RISCO DE CONJUNTOS DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

Esse trabalho permite concluir que, 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.

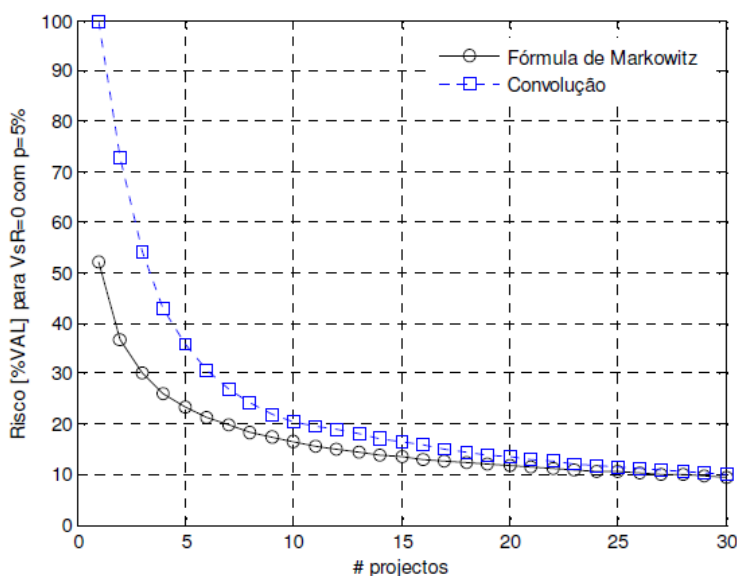


Figura 7.1 : Evolução do risco com o número de projetos iguais

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. Contudo, atendendo a que os planos de investimento são revistos de dois em dois anos, garante-se 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 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.

8 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, e por razões de limitações de espaço, 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 EDP Distribuição 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 INVESTIMENTOS A REALIZAR NA REDE

Neste capítulo procede-se à caracterização genérica dos principais investimentos a realizar no período de 2021 a 2025. 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 conjunto²⁹.

Nas fichas, os investimentos são apresentados a custos totais³⁰ e com a calendarização proposta neste Plano, sendo também referido o respetivo valor total previsto a custos primários.

Nas listas constantes dos Anexos F e G 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. Os valores constantes destes anexos são apresentados a custos primários.

A configuração da rede AT resultante da realização dos projetos propostos, até ao final do ano 2025, encontra-se representada no Anexo B.1.1.

Os projetos considerados para o Plano podem, assim, 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 2020. Os

²⁹ 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.

³⁰ Os custos totais nas fichas apresentadas dos projetos e subprogramas consideram valores médios para as componentes AT, MT e Eq. Acessórios, com base em investimentos já realizados.

custos financeiros estão considerados no Plano, sob a forma de saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras, tendencialmente nulo. Investimentos deste tipo são frequentemente executados por administração direta do promotor, passando as infraestruturas a integrar a RND, após a sua construção.

Durante o ano de 2020, prevê-se concluir a ligação de 4 novas instalações de consumo em AT (todas na sequência de aumentos de potência de instalações existentes, ligadas em MT) e concluir as infraestruturas de aumento de potência de 3 instalações de consumo existentes, já ligadas em AT. Em 2021, prevêem-se ligar mais 2 novas instalações de consumo AT. No total, estas instalações representam um aumento de potência requisitada na rede AT de 180 MVA.

Consequência da ligação dos novos consumidores e dos aumentos de potência, a RND passará a integrar mais 6 postos de corte AT e cerca de 33 km de linhas aéreas e 4 km de cabos subterrâneos. Cada vez mais, as novas instalações na rede AT são ligadas através de um posto de corte inserido numa linha passante nas proximidades, reduzindo o impacto da construção de linhas AT mais compridas, com ocupação de novos traçados.

A falta de previsão para ligações após 2021 explica-se porque a adjudicação formal da ligação ocorre normalmente com um ou dois anos de antecedência face à data pretendida para a ligação. Só desde 2018 houve cerca de 15 pedidos de viabilidade de aumentos de potência, ou de condições de ligação de instalações na rede AT, representando um aumento global da potência requisitada de 334 MVA e que à data não tinham formalizado a adjudicação.

Relativamente às instalações de produção, em ano de 2020, encontravam-se em construção para ligação à rede AT 16 novos centros electroprodutores (13 centrais fotovoltaicas, 1 parque eólico, 1 central de biomassa e 1 central hídrica), com a potência total de ligação de 434 MVA. Em consequência destas ligações, serão integrados na RND mais 8 postos de corte AT e cerca de 51 km de linhas aéreas e 1 km de cabo subterrâneo AT. Infraestruturas de outros centros eletroprodutores encontram-se em construção para ligação à rede MT.

Nos próximos anos, prevê-se um aumento significativo de ligações de novas instalações de produção à RND. Após a vigência do DL n.º 76/2019, de 3 de junho, que suspendeu os processos pendentes, encontra-se atribuída ou reservada a potência de ligação na RND de cerca 3700 MW/MVA, maioritariamente em centrais fotovoltaicas. Tendo por base as disposições legais do licenciamento das instalações, o prazo expectável de concretização das ligações destes empreendimentos é de 2 a 4 anos.

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 F.1 resumidamente em forma de lista. Dos 8 projetos apresentados, 6 já se encontram coordenados com o ORT. As novas SEs 60/30kV de Castro Verde e Ourique têm data de conclusão para além do período deste PDIRD-E e, por isso, é intenção do ORD coordenar esses projetos com 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 da capacidade de recção 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 anos do período serão oportunamente reavaliados nas subsequentes revisões do PDIRD-E, a efetuar de dois em dois anos, podendo sofrer alterações ou surgirem novos investimentos.

8.3 SITUAÇÃO PREVISTA EM 2020 E APÓS A CONCLUSÃO PLANO

Apresenta-se, na Tabela 8.1, uma caracterização geral das redes AT e MT para a situação em 31.12.2020.

Tabela 8.1: Situação das Redes de Distribuição em 31.12.2020

Caraterização da Rede em 31.12.2020			
Subestações AT/MT:	Nº Subestações		395
	Nº TP AT/MT		670
	Potência Instalada	[MVA]	17.143
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações		28
	Nº TP MT/MT		51
	Potência Instalada	[MVA]	395
Rede AT:	Aérea	[km]	8.935
	Subterrânea	[km]	517
Rede MT:	Aérea	[km]	58.516
	Subterrânea	[km]	14.468

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 (tomado como referência para o vetor segurança de abastecimento, conforme descrito no capítulo 3.1.1.1) 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 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.2 representa-se o grau de utilização da rede de distribuição AT em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.1.4 é apresentada a caracterização individual da rede AT, mais pormenorizada em 31.12.2020 e 31.12.2025.

No Anexo B.2 é apresentada a caracterização individual da rede MT, mais pormenorizada.

Apresenta-se, na Tabela 8.2, a caracterização geral das redes AT e MT para a situação prevista em 31.12.2020 e 31.12.2025, bem como a sua variação relativamente a 2020.

Tabela 8.2: Situação Prevista da RND em 31.12.2020 e 31.12.2025

Caraterização da Rede		2020	2025	Variação 2020-2025	
Subestações AT/MT:	Nº Subestações	395	413	18	4,6%
	Nº TP AT/MT	670	683	13	1,9%
	Potência Instalada [MVA]	17.143	17.640	498	2,9%
Subestações MT/MT e TP MT/MT: (inclui TP MT/MT em subestações AT/MT)	Nº Subestações	28	26	-2	-7,1%
	Nº TP MT/MT	51	48	-3	-5,9%
	Potência Instalada [MVA]	395	373	-22	-5,6%
Rede AT:	Aérea [km]	8.935	9.038	103	1,1%
	Subterrânea [km]	517	623	106	20,6%
Rede MT:	Aérea [km]	58.516	n.d	n.d	n.d
	Subterrânea [km]	14.468	n.d	n.d	n.d

Da análise da tabela, verifica-se que o crescimento do número de subestações AT/MT para o quinquénio 2020-2025 se situará nos 4,6%, com um aumento da potência instalada de 2,9%.

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 no que diz respeito à garantia de alimentação às cargas localizadas nas capitais de distrito (zona A), e pontos de entrega com pior qualidade de serviço, 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. Para algumas destas subestações está prevista a passagem a subestação AT/MT, à medida que se vão convertendo as redes que são alimentadas por essas subestações para o nível de tensão MT predominante.

Relativamente à rede AT, o crescimento previsto no quinquénio 2021-2025 situa-se em 2,2% (o saldo indicado na Tabela 8.2 não contempla as situações de substituição de condutores).

Refere-se que o crescimento previsto na rede subterrânea AT é significativo (20,6%), tal facto deve-se aos investimentos previstos essencialmente no subprograma Integração Paisagística de Redes Aéreas, cuja descrição mais detalhada se encontra no Anexo C.

Relativamente à rede MT, não foram projetados valores para 2025 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, surgirão durante este Plano, num total de 21 novas subestações a

construir. Em 2021, está prevista a desativação da subestação São Julião cuja carga passará a ser alimentada pela subestação Vila Robim, em 2023 a subestação Sabugueiro será substituída pela nova subestação Manteigas e em 2025 a atual subestação Marvão será substituída por uma nova subestação no mesmo local. Assim, o saldo final do número de subestações AT/MT referido na Tabela 8.1 é de 18 subestações.

Das 21 novas subestações previstas para o período, duas prendem-se especificamente com a melhoria da qualidade de serviço técnica, nove com a reposição da capacidade de receção da RND e uma no âmbito do dimensionamento dos ativos AT e MT para as correntes de curto-circuito. As novas subestações AT/MT a estabelecer no parque industrial de Beja e em Bragança inserem-se na estratégia que tem vindo a ser seguida, de existência de pelo menos duas subestações AT/MT para apoio na alimentação das cargas localizadas nas capitais de distrito (zonas A), no caso de falha total de uma subestação.

A execução da nova subestação de Portalegre, prevista para a reposição da capacidade de receção da RND, cumpre também o objetivo de alimentação às cargas das capitais de distrito (zona A) assim no período deste Plano prevê-se concluir o objetivo de criação de dupla alimentação às cargas localizadas nas capitais de distrito.

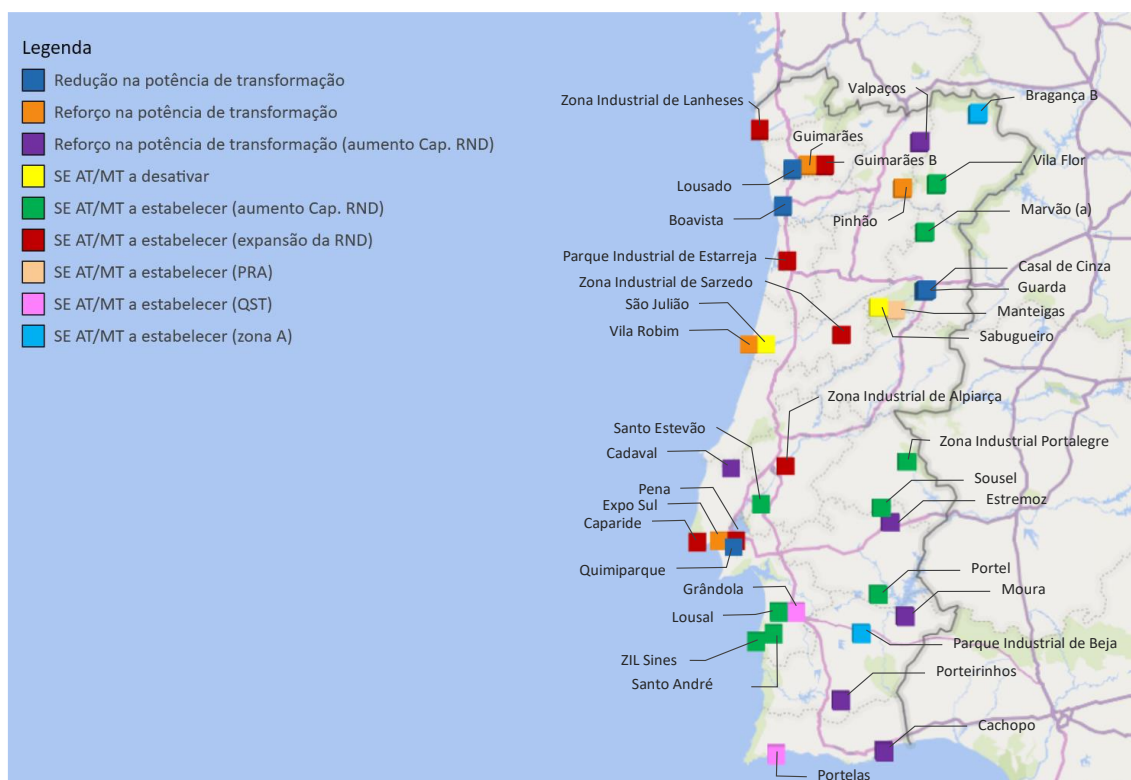


Figura 8.1: Distribuição de subestações AT/MT por concelho, 2020-2025

(a)-Nova SE AT/MT Marvão em substituição da atual.

Nos capítulos seguintes apresentam-se as condições de funcionamento da rede para o cenário de consumo considerado no Plano.

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 31.12.2020 e 31.12.2025.

Tabela 8.3: Utilização da Rede AT em 31.12.2020 e 31.12.2025

Utilização [%]	2020		2025	
	[km]	[%]	[km]	[%]
Ut ≤ 70	9.279	98,2	9.503	98,4
Ut > 70	173	1,8	158	1,6

Embora se tenha verificado um abrandamento dos consumos nos últimos anos, que se reflete na utilização da capacidade das linhas AT, verifica-se que ainda persistem situações com utilizações acima dos 70% em 31.12.2020.

No final do Plano, e para o cenário de consumo considerado, verifica-se um ligeiro desagravamento da utilização da capacidade da rede AT, diminuindo a percentagem de linhas com utilização superior a 70% relativamente a 2020.

Verifica-se que, para o cenário de consumo considerado, existem três linhas de AT com utilização da sua capacidade superior a 90%.

Em duas das linhas, tal, é devido à forte componente de geração. 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 terceira linha, a utilização elevada está associada à reduzida intensidade admissível no verão, dado ter sido projetada antes do Decreto Regulamentar 1/92, de 18 de fevereiro. Assim, não se prevê a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

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 1.1.1, 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 31.12.2020 e 31.12.2025.

Tabela 8.4: Utilização da Potência Instalada nas Subestações AT/MT em 31.12.2020 e 31.12.2025

Utilização [%]	2020		2025	
	[nº]	[%]	[nº]	[%]
Ut ≤ 70	365	92,4	378	91,5
70 < Ut ≤ 90	27	6,8	33	8,0
Ut > 90	3	0,8	2	0,5

Em 2020 a utilização da potência instalada do conjunto das subestações AT/MT da RND é cerca de 50% 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, daí decorrendo a identificação de necessidades de investimentos contemplados no período abrangido pelo mesmo.

No final deste Plano, para o cenário de consumo considerado, prevê-se que duas subestações AT/MT tenham uma utilização superior a 90%. Dado que os consumos associados a estas subestações se fazem, normalmente acompanhar de produção de energia, eólica, a probabilidade de sobrecarga nestas subestações é muito baixa. Assim, não se previu a realização de investimento específico neste Plano para redução da utilização respetiva, prevendo-se a monitorização da evolução da sua ponta.

Na Tabela 8.5 apresenta-se a utilização de potência instalada nas subestações AT/MT, por área geográfica da EDP Distribuição, para os anos de 2020 e 2025 e respetiva variação.

Tabela 8.5: Potência instalada e utilização nas subestações AT/MT por área geográfica

AA	2020		2025		Δ Pot. Inst. 2020-2025 [%]
	Pot.Inst. (MVA)	Utilização [%]	Pot.Inst. (MVA)	Utilização [%]	
Douro	2.621	55	2.725	55	4,0
Porto	3.584	56	3.606	58	0,6
Mondego	1.796	42	1.812	45	0,9
Tejo	2.536	46	2.626	48	3,5
Lisboa	4.653	49	4.693	49	0,9
Alentejo e Algarve	1.954	46	2.180	44	11,6
TOTAL	17.143	50	17.640	51	2,9

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 51%, 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 satisfação dos consumos em condições técnicas adequadas e para a reposição da capacidade de receção da RND.

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 31.12.2020

Situação em 31.12.2020			
Nível Tensão [kV]	N. Saídas média/SE [un.]	Compr. médio/saída [km]	Carga média/saída [MW]
30	6	41	2,2
15	7	19	2,4
10	16	5	1,4
6	13	1	0,2

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 EDP Distribuição 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 31.12.2020 prevê-se que existam na rede MT cerca de 8.060 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 31.12.2020, não estando caracterizada para 2025 pelos motivos anteriormente referidos.

Neste Plano, atende-se aos critérios para instalação de pontos telecomandados nas redes MT descritos no Anexo C 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 DTC Cell em 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.

Então, como o tempo máximo necessário para a atuação das proteções nas redes MT da EDP Distribuição 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.

No Anexo B.1.3 é apresentada a caracterização individual das subestações AT/MT, mais pormenorizada.

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 2, na situação da rede prevista para 31.12.2020, para o cenário de consumos considerado neste Plano. 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 2020 que cerca de 87% 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 2025, cerca de 85% 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.

O PDIRD-E 2020 inclui 3 subestações AT/MT que garantem a alimentação às capitais de distrito (zonas A), a SE Parque Industrial de Beja, Bragança e Portalegre. Assim, no período deste Plano, prevê-se concluir o objetivo de criar dupla alimentação às capitais de distrito.

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.

8.3.5.3 Variações de Tensão

As ações de monitorização da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) que a EDP Distribuição 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.

Monitorização da QEE na EDP Distribuição

No artigo 27º do RQS é apresentada a metodologia de verificação da QEE onde se define que esta verificação tem por objetivo permitir a caracterização nacional da qualidade de serviço técnica prestada e a identificação de eventuais áreas de melhoria. Esta caracterização será realizada através de ações de monitorização permanente e campanhas periódicas, de acordo com os planos de monitorização definidos.

É definido que os operadores das redes devem desenvolver planos de monitorização da QEE que permitam proceder a uma caracterização do desempenho das respetivas redes e verificar o cumprimento dos limites estabelecidos para as diferentes características da onda de tensão.

A monitorização da QEE pode ser realizada através de monitorização permanente ou campanhas periódicas, devendo a seleção dos pontos a monitorizar considerar uma distribuição geográfica equilibrada e garantir a cobertura dos clientes identificados pelos operadores das redes como sendo mais suscetíveis a variações das características da tensão.

No Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS) do setor elétrico, mais concretamente no procedimento n.º 7 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.

Evolução da Monitorização da QEE na EDP Distribuição

Conforme proposta aprovada pela ERSE, a EDP Distribuição monitorizou a QEE nas instalações previstas no Plano de Monitorização da Qualidade da Energia Elétrica para o biénio 2018-2019.

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, 2018-2019

Ano	Monitorização permanente		Monitorização periódica - anual	
	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT	N.º de Subestações AT/MT	N.º de Barramentos MT
2018	68	104	30	58
2019	75	115	30	57

Os resultados das ações de monitorização, efetuadas em cada instalação, encontram-se disponíveis no *site* da EDP Distribuição.

Numa análise global, os resultados obtidos permitem classificar como de nível elevado a QEE observada nos pontos de medida, salientando-se a percentagem muito elevada de semanas conformes.

As situações não regulamentares encontram-se devidamente caracterizadas e sob acompanhamento continuado, procurando-se corrigir e prevenir situações tipificadas a partir de casos anteriores analisados. Na maior parte dos casos o impacto é resolvido ou mitigado por ações de configuração da rede.

Tendo em consideração as disposições do RQS no que se refere a eventos excepcionais, no âmbito da QEE, foram excluídos os dados registados durante o evento excepcional associado, em 2018, aos incidentes de grande impacto resultantes das tempestades *Emma*, *Gisele* e *Leslie*, bem como ao incidente resultante do “Tornado no Algarve”, e, em 2019, aos incidentes de grande impacto resultantes das tempestades *Helena* e *Elsa+Fabien*. 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 2018-2019, 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.

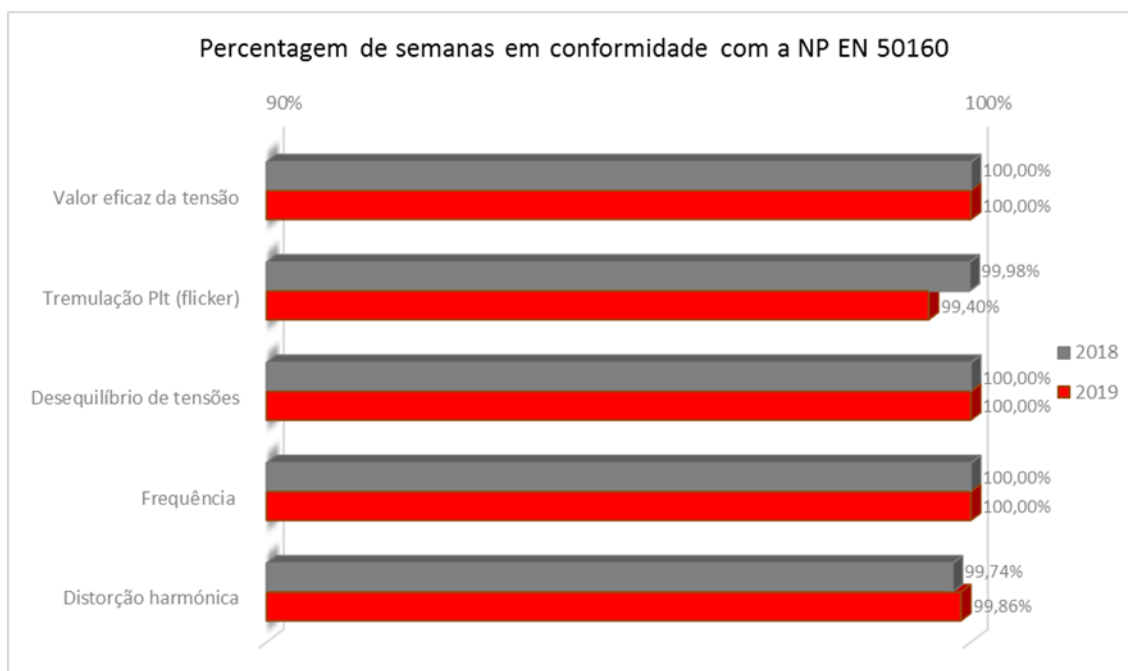


Figura 8.2: Evolução da conformidade de tensão nos barramentos MT no período 2018-2019

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 2018

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	51,3	5,6	5,0	0,5	0,0
$80 > u \geq 70$	14,4	2,3	1,7	0,1	0,0
$70 > u \geq 40$	15,0	3,2	1,9	0,2	0,0
$40 > u \geq 5$	4,1	1,3	0,5	0,1	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 2019

Tensão residual u (%)	Duração t (ms)				
	10 ≤ t ≤ 200	200 < t ≤ 500	500 < t ≤ 1000	1000 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	42,3	5,4	4,1	0,4	0,0
80 > u ≥ 70	12,8	1,5	1,8	0,1	0,0
70 > u ≥ 40	13,2	2,8	1,8	0,1	0,0
40 > u ≥ 5	3,5	1,4	0,5	0,1	0,0
5 > u	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Refira-se que cerca de 90%, em 2018 e 89% em 2019, 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 2018

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	0,0	0,0

Tabela 8.11: N.º médio anual de sobretensões por barramento MT monitorizado, em 2019

Tensão de incremento u (%)	Duração t (ms)		
	10 ≤ t ≤ 500	500 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
u ≥ 120	0,0	0,0	0,0
120 > u > 110	0,2	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 2020 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 da melhoria da qualidade de serviço técnica, 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.

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 2025.

Página em branco

9 PLANO DE INVESTIMENTO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA 2021-2025

O presente capítulo apresenta o investimento total a realizar pela EDP Distribuição Energia, S.A. (EDP Distribuição) nesta proposta de PDIRD-E 2020. 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).

Os investimentos são apresentados a custos primários, adicionando-se nas tabelas finais, apresentadas no ponto 9.3 deste capítulo, os encargos diretos, transversais e financeiros, resultando nos custos totais.

Encargos de Investimento Capitalizáveis

Na EDP Distribuição, os 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.

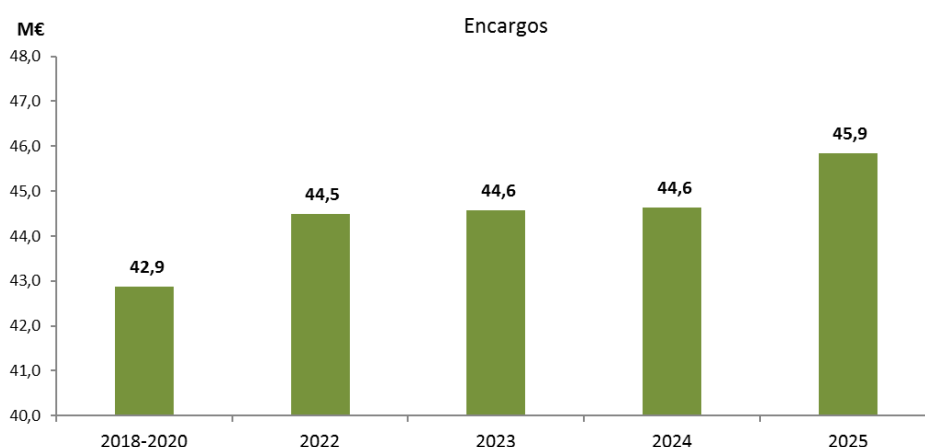


Figura 9.1. : Evolução dos Encargos

No PDIRD-E 2016 foi incluído um anexo com informação detalhada dos vários tipos de encargos associados aos investimentos. Para esta proposta de PDIRD-E 2020 a EDP Distribuição manteve a metodologia apresentada, tendo entretanto 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.

9.1 INVESTIMENTO ESPECÍFICO

As obras de Investimento Específico em redes de distribuição podem, de acordo com a sua motivação principal e oportunidade, classificar-se em duas naturezas:

- *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 estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios.

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 ligações MT ou BT.

- *Investimento de Iniciativa da Empresa* – engloba as obras de investimento inerentes à manutenção e melhoria das condições de funcionamento da rede.

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.

O expectável aumento da produção distribuída nos próximos anos faz com que se seja essencial, nas análises efetuadas, considerar não só a evolução prevista dos consumos mas também da produção, para o correto dimensionamento da capacidade dos diversos componentes da rede. É igualmente relevante a sinalização de zonas de crescimento localizado de consumo e de produção, de forma a adequar os níveis de utilização das instalações e equipamentos, com melhoria da eficiência da rede.

Destas análises pode concluir-se pela necessidade de criação de novas instalações ou o aumento de capacidade das existentes.

Neste âmbito incluem-se os aumentos de capacidade existente, através do aumento de secção dos cabos, construção de novas subestações, o aumento de potência ou a construção de novas infraestruturas, assim como a reconstrução de instalações que se encontram desadaptadas face às exigências técnicas atuais.

Adicionalmente, a melhoria da qualidade de serviço é determinante para a definição dos investimentos necessários na rede, considerando o aumento da resiliência das redes, a redução das assimetrias e a qualidade da onda de tensão.

Acresce, também, o envelhecimento natural dos equipamentos e instalações como fator a considerar na elaboração dos planos de investimento, que deverão incluir as necessidades de renovação dos ativos que, tendo sofrido o natural desgaste causado pelo passar dos anos, já não satisfazem as especificações para que foram concebidos.

Os investimentos são previamente sujeitos a uma análise técnico-económica avaliando, por um lado, o comportamento da rede resultante das solicitações previsíveis no futuro, quer em termos de perdas quer em termos de qualidade de serviço e, por outro, a necessidade de recursos financeiros envolvidos. Complementarmente, é efetuada uma análise de risco e sensibilidade à evolução da procura.

O Investimento Específico a realizar nas redes de distribuição engloba as naturezas Investimento Obrigatório e Investimento de Iniciativa da Empresa, os quais serão analisados em seguida mais pormenorizadamente.

9.1.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

São diversos os fatores potencialmente influentes na variação dos montantes de investimento obrigatório a realizar em cada ano. Entre estes podem ser referidos fatores relacionados com o nível de atividade económica (ex: redução da atividade no sector industrial ou da construção civil), alterações de condições locais (ex: implantação de unidade industrial, nova urbanização) que possam determinar a necessidade de alterar a rede já existente, ou até alterações de regulamentação (ex: as condições comerciais de ligação, tratadas no Regulamento de

Relações Comerciais do Setor Elétrico, contêm regras que determinam fortemente os custos de ligação e as suas regras de participação).

Para estimar os montantes de investimento obrigatório para o período 2021-2025, foi adaptado o modelo desenvolvido pelo INESC TEC, integrando-se os efeitos previstos pela entrada em vigor da Diretiva n.º 10/2019, que aprovou os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica.

Na Figura 9.2 é apresentado o valor médio anual no período 2018-2020³¹ e a evolução prevista nesta proposta de PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025 do investimento obrigatório na RND (excluindo investimento em equipamento de contagem).

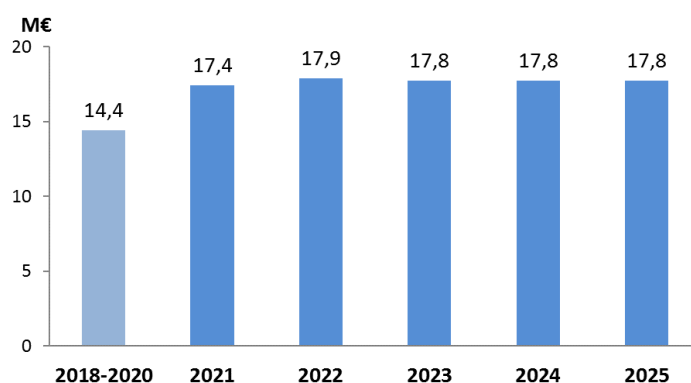


Figura 9.2: Investimento Obrigatório (excluindo equipamento de contagem) realizado e previsto realizar pela EDP Distribuição na RND, 2018-2025

A evolução apresentada na Figura 9.2 sugere um aumento deste tipo de investimento nos próximos anos, face ao histórico recente.

Na Figura 9.3 é apresentada a evolução das participações financeiras nos mesmos períodos.

³¹ Com base nos valores verificados em 2018 e 2019 e previstos para 2020.

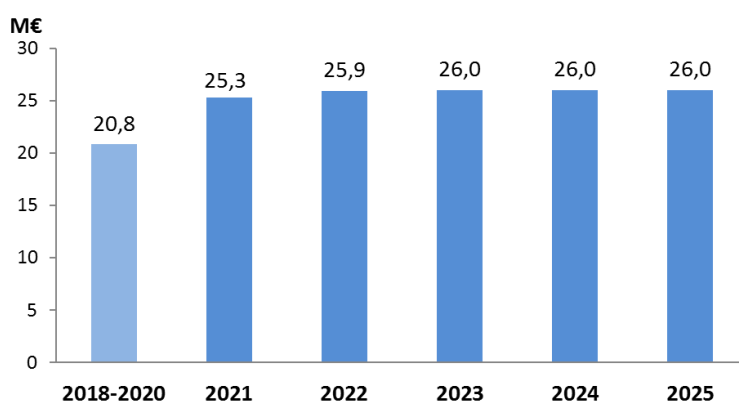


Figura 9.3: Comparticipações financeiras, 2018-2025

Os valores previstos para as comparticipações financeiras nos próximos anos sugerem uma subida relativamente ao período anterior, incorporando o impacto esperado da Diretiva nº10/2019.

Tabela 9.1 apresenta-se de forma resumida o investimento específico obrigatório de realização EDP Distribuição, incluindo os equipamentos de contagem, bem como as comparticipações financeiras, previstos para o período 2021-2025. Apresenta-se ainda, como referência, o valor médio dos 3 anos anteriores³².

 Tabela 9.1 Investimento Específico Obrigatório previsto no período 2021-2025³³

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021 - 2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)	14,4	17,4	17,9	17,8	17,8	17,8	88,6
Redes AT	2,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	23,1
SE's + Redes MT	12,0	13,1	13,3	13,0	13,0	13,0	65,4
Eq. Contagem AT + MT	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	6,5
Contadores	0,9	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	3,9
Eq. Acessórios	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	2,6
Inv. Específico Obrigatório EDP Distribuição	15,7	18,7	19,2	19,1	19,1	19,1	95,1
Comp. Financeiras AT + MT	20,8	25,3	25,9	26,0	26,0	26,0	129,1
AT	11,4	14,7	15,2	15,6	15,6	15,6	76,5
MT	9,4	10,6	10,7	10,4	10,4	10,4	52,6

Nota: custos primários

Assim, prevê-se, para o período deste Plano, um aumento das ligações à rede com o crescimento do investimento obrigatório a realizar. Prevê-se, também, um aumento significativo do valor das comparticipações financeiras em relação a anos anteriores, tendo em conta o aumento da ligação de produção distribuída na rede, para incorporação de energias renováveis e cumprimento das metas de descarbonização, em linha com o PNEC 2030.

³² Com base nos valores verificados em 2018 e 2019 e previstos para 2020.

³³ CAPEX EDP Distribuição = Total Realização EDP Distribuição – Comparticipações Financeiras

Refira-se que os segmentos de consumidores de energia elétrica de alta e média tensão já se encontram totalmente em telecontagem, pelo que os investimentos previstos realizar no âmbito do equipamento de contagem AT+MT resultam, essencialmente, de novas ligações e substituição de equipamentos por avaria ou campanhas de modernização de ativos.

9.1.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

O planeamento das redes de distribuição assegura a existência de capacidade disponível nas redes 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. 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.

O PDIRD-E 2020 foi naturalmente adaptado à evolução das dinâmicas da rede, de forma a dar resposta aos desafios que a crescente eletrificação da economia lhe colocam. Introduziram-se três fatores-chave que norteiam a estratégia adotada:

- **Transição Energética e Expansão de Rede;**
- **Controlo da Rede e Novos Serviços;**
- **Resiliência da Rede** (com Renovação de Ativos que suporta a aposta na Qualidade de Serviço).

Garante-se assim o alinhamento com a política energética nacional (PNEC 2030 e RNC 2050) e as diretrizes europeias ambientais, preparando-se a rede para proliferação da geração distribuída renovável e apostando-se na inteligência da mesma para suportar as alterações esperadas e o conjunto de novos serviços relacionados com a gestão da procura e promoção da eficiência do consumo, que posicionarão o cliente num patamar de intervenção cada vez mais preponderante.

Uma rede cada vez mais complexa requer níveis superiores de digitalização e automatização, que permitam a sua eficiente operação e gestão. Terá também necessariamente de ser dotada da robustez necessária para suportar a crescente dependência do seu serviço, pelo que, se aposta neste plano no incremento da sua Resiliência. Tal passa pela sua proteção contra ataques cibernéticos, criação de redundâncias ao nível dos sistemas e das comunicações, bem como pela proteção da infraestrutura física contra fenómenos atmosféricos extremos.

Será também imprescindível renovar o parque de ativos da rede, que, função dos picos de eletrificação em décadas passadas, em muitos casos se aproxima do final da sua vida útil.

Renovação dos Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente (descritos nos capítulos 3.2 a 3.4), são por isso três pilares fundamentais que sustentam a estratégia do PDIRD-E 2020.

Simultaneamente mantém-se a aposta na Qualidade de Serviço Técnica, para a qual se prevê uma melhoria global, mantendo-se o objetivo de redução das assimetrias entre regiões, canalização investimento para zonas pior servidas.

O Investimento de Iniciativa da Empresa reúne as verbas despendidas na persecução destes objetivos e é dividido em diversos Programas de Investimento, cada um deles com um âmbito específico, e enquadrado num ou mais dos 5 Vetores de Investimento definidos para o Plano: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional e Acesso a Novos Serviços. Outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nestes vetores são incluídos na rúbrica “Outros” (e.g. relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares).

A relação entre os programas e os vetores de investimento encontra-se discriminada na Tabela 3.1 (Capítulo 3.1.1).

No capítulo 3.1.2 são descritos os programas de investimento. E os drivers para alocação de projetos aos programas de investimento.

A verba contemplada neste Plano os programas de investimento de iniciativa da empresa, é apresentada na tabela seguinte:

Tabela 9.2 Investimento de iniciativa da empresa previsto para o período 2021-2025, por Programa de Investimento

Programas de Investimento (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021-2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
Desenvolvimento de Rede	4,2	11,1	17,5	17,9	17,9	18,4	82,7
Aquisição de Terrenos para Subestações	0,3	-	-	-	-	-	0,0
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7,6	15,8	16,8	16,8	16,8	16,8	83,0
Automação e Telecomando da Rede MT	3,4	7,0	5,0	5,0	5,0	5,0	27,0
Promoção Ambiental	2,3	2,3	5,3	9,3	9,3	9,3	35,5
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,8	6,3	5,0	5,0	5,0	5,0	26,3
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	3,2	5,4	8,6	8,6	8,6	8,6	39,8
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,8	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	5,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	8,4	17,5	25,5	33,5	41,5	49,5	167,5
Beneficiações Extraordinárias	0,9	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	5,6
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	6,9	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	50,0
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	10,0
Programa de Investimento Corrente Urgente	16,1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	37,5
Investimento Inovador	4,4	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	29,2
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	65,6	93,7	111,6	124,1	132,1	140,5	602,1

Nota: custos primários

Relativamente ao ano de 2021 (primeiro ano do Plano) procurou-se, sempre que possível, manter os valores de investimento da proposta final do PDIRD-E 2018, para acautelar a continuidade dos projetos que vêm do período anterior e acomodar a janela temporal apropriada para a aprovação deste novo PDIRD-E. No programa de Desenvolvimento de Rede, aumentou-se o valor de investimento para acomodar os subprogramas Reserva Operacional de TP AT/MT e Reposição da Capacidade de Receção. O programa Abertura e Restabelecimento de Rede Secundária de Faixas de Gestão de Combustível sofreu também um ajuste superior do valor de investimento, decorrente do aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados. Nos programas Investimento Inovador, Ligações

aos Operadores de Redes BT e programa de investimento Corrente Urgente, as verbas previstas foram também ajustadas, adequando-as em função das necessidades do presente Plano.

9.2 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico tal como foi referido anteriormente deve entender-se como todas as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis 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 não específico tem impacto em todos os níveis de tensão, sendo considerados no PDIRD-E 2020 os investimentos a realizar na RND e que resultam da aplicação de uma chave de repartição por nível de tensão à rede de AT e MT³⁶.

Os valores considerados no PDIRD-E 2020, para a rede AT e MT, num total de 86,3 M€, distribuem-se da seguinte forma pelas rubricas descritas em mais detalhe no capítulo 3.5 :

Tabela 9.3: Investimento não específico AT/MT por rúbrica (M€)

Rubricas (milhões de euros)	Média Anual	PDIRD 2021-2025					Total
	2018-2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Investimento Não Específico	17,5	17,8	19,6	19,9	14,5	14,5	86,3
Edifícios e Outras Construções	1,7	4,3	6,9	6,9	1,9	1,9	22,0
Equipamento de Transporte	2,0	2,6	2,5	2,5	2,6	2,6	12,8
Sistemas Informáticos	12,7	9,9	9,2	9,4	9,0	8,9	46,4
Outros	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	5,2

Nota: custos primários

Os valores médios anuais considerados no triénio anterior (2018-2020) correspondem a 17,5 M€, estimando-se uma ligeira redução dos valores médios anuais, para cerca de 17,3 M€, na presente proposta de PDIRD-E 2020.

Importa destacar que, no que toca à rúbrica Sistemas Informáticos, o investimento previsto para os anos de 2021, 2022 e 2023 foi revisto em alta relativamente ao previsto na versão final do PDIRD-E 2018, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Implementação do *roadmap* de desenvolvimento tecnológico associado à concretização do plano estratégico Visão 2025 elaborado em 2019;
- Maior visibilidade do âmbito da renovação dos sistemas OMS e GIS, com impacto no subprograma Gestão de Rede;

³⁶ Uma vez que este tipo de investimento é transversal às redes de AT, MT e BT, é utilizada uma chave de repartição para atribuição do investimento por nível de tensão. Esta chave é divulgada anualmente no relatório das contas reguladas reais preparado pela EDP Distribuição para a ERSE, está suportada nos parâmetros definidos de acordo com a repartição das atividades dos recursos humanos por cada um dos níveis de tensão (valores globais: AT –17%, MT – 34% e BT – 49%.)

- Implementação da metodologia *agile* na criação e desenvolvimento de produtos informáticos o que resulta numa maior capacidade de entrega de soluções;
- Reforço das iniciativas de aceleração digital;
- Reforço da convergência entre IT e OT.

9.3 PLANO DE INVESTIMENTO 2021-2025

Neste ponto apresenta-se o resumo dos investimentos totais contemplados no Plano, bem como outros indicadores, para o investimento proposto neste PDIRD-E 2020 . 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 2021-2025

O Plano de Investimento na Rede de Distribuição proposto para 2021-2025 resulta do somatório do investimento específico e do investimento não específico atrás descritos, , acrescido dos encargos totais.

Investimento Específico

O Investimento Específico resulta da agregação das duas componentes já analisadas neste âmbito, o Investimento Obrigatório e o Investimento de Iniciativa da Empresa.

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 3 últimos anos como referência a qual permite inferir o valor do CAPEX associado:

Tabela 9.4: Plano de Investimentos nas redes de distribuição para 2021-2025

Investimento por Natureza de Obra (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021-2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
Investimento Obrigatório	15,7	18,7	19,2	19,1	19,1	19,1	95,1
AT	2,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	23,1
MT	13,3	14,4	14,6	14,3	14,3	14,3	71,9
Investimento Iniciativa da Empresa	65,6	93,7	111,6	124,1	132,1	140,5	602,1
AT	10,3	13,0	18,0	22,3	23,5	24,7	101,4
MT	55,3	80,7	93,6	101,8	108,6	115,8	500,6
Total Realização EDP Distribuição (1)	81,4	112,4	130,8	143,1	151,1	159,6	697,1
Comp. Financeiras AT + MT (2)	20,8	25,3	25,9	26,0	26,0	26,0	129,1
AT	11,4	14,7	15,2	15,6	15,6	15,6	76,5
MT	9,4	10,6	10,7	10,4	10,4	10,4	52,6
CAPEX Específico EDP Distribuição (1-2)	60,6	87,1	104,9	117,2	125,2	133,6	568,0

Nota: custos primários

Prevê-se, nesta proposta de PDIRD-E 2020, um nível de investimento superior e crescente ao longo dos anos face à média dos últimos 3 anos, o que se traduz em valores de CAPEX médios anuais de 96,0M€ em 2021-2022 e 125,3M€ em 2023-2025 conforme apresentado na figura seguinte (Figura 9.4:).

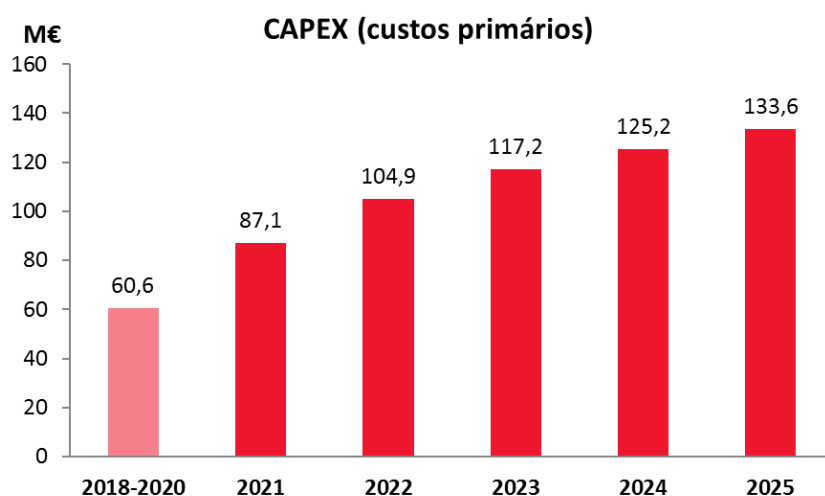


Figura 9.4: Evolução do investimento médio na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual a realizar no período 2021-2025

Realça-se que a média do investimento dos últimos 3 anos ficou aquém do previsto, nomeadamente no investimento de iniciativa da empresa, conforme análise apresentada no Anexo J - Balanço Intercalar da execução de investimentos dos PDIRD-E.

Por outro lado, o peso do investimento específico na energia distribuída traduz-se na passagem dos valores médios anuais de 2,1M€/TWh em 2021-2022 para 2,6M€/TWh em 2023-2025 (Figura 9.5:).

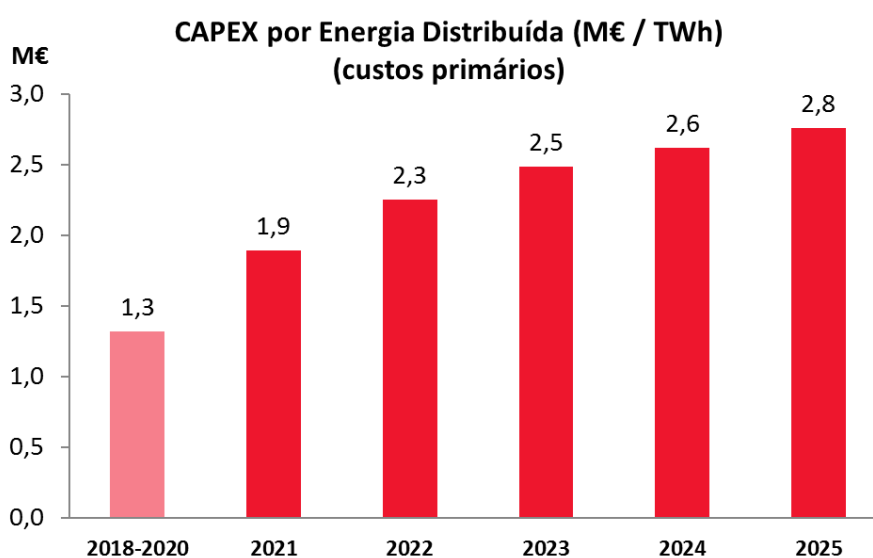


Figura 9.5: Evolução do investimento médio por TWh distribuídos na RND no período 2018-2020 e previsão do investimento anual por TWh a realizar no período 2021-2025

No gráfico seguinte apresenta-se o investimento médio por vetor de investimento e por período.

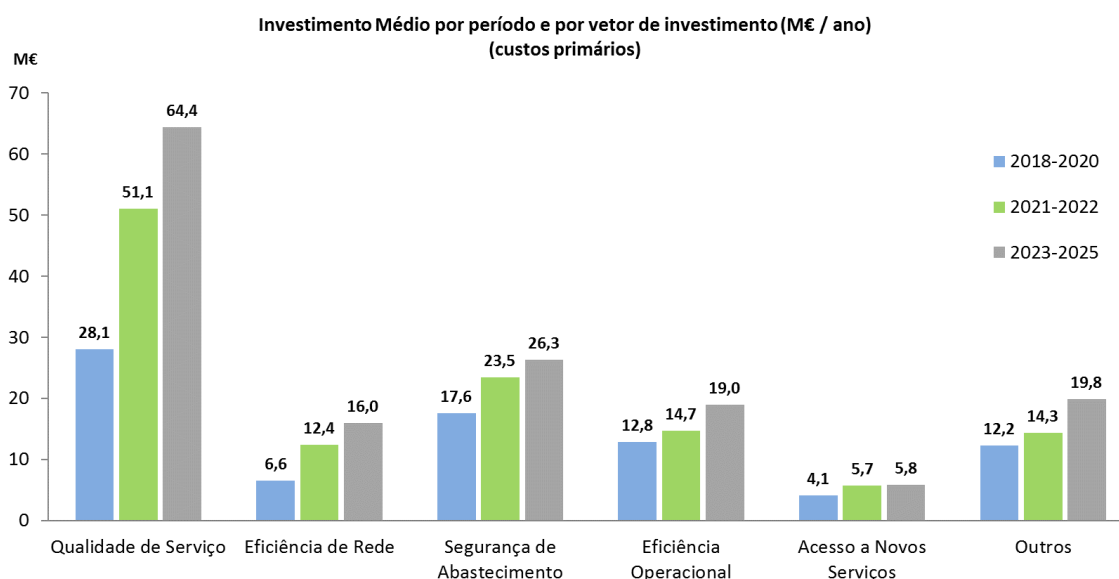


Figura 9.6: Investimento médio por período e por vetor de investimento

Analisando o investimento previsto por vetor de investimento (Figura 9.6.), comparativamente aos três anos anteriores verifica-se um aumento no vetor Qualidade de Serviço Técnica no período 2021-2025. Tal deverá refletir-se numa melhoria da QST global esperada em relação ao valor de referência de 77,6 minutos (-3,39 minutos para um grau de confiança de 50%), conseguida pela recuperação em zonas C de qualidade de serviço, mantendo a QST esperada nas zonas A e B de qualidade de serviço e reduzindo as assimetrias entre regiões, melhorando as zonas pior servidas e mantendo nas melhor servidas. A realização média deste vetor nos últimos 3 anos foi impactada pela baixa realização do investimento de iniciativa da empresa.

Para este objetivo de melhoria da QST contribui, também, o forte aumento do investimento em renovação e reabilitação de ativos, através da substituição dos equipamentos críticos obsoletos ou que atingem o fim da sua vida útil, reduzindo assim o potencial de falhas dos mesmos.

Para além do crescimento esperado dos consumos, é expectável um aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis. Este aumento previsto levou à necessidade de elaboração de um plano específico para o aumento da capacidade de receção da RND. Estes aumentos refletem-se num aumento do investimento no vetor Segurança de Abastecimento nos próximos anos.

O aumento significativo previsto da produção distribuída nos próximos anos, alinhado com os objetivos definidos no PNEC 2030, terá um impacto negativo nos níveis de perdas da RND. Assim, o aumento do investimento previsto para os próximos anos no vetor eficiência de rede justifica-se de modo a manter as perdas técnicas da RND em níveis que se consideram

adequados, compensando o efeito penalizador do aumento previsto da procura e do aumento da produção distribuída. Também o estabelecimento de novas ligações para resposta aos crescentes pedidos de ligação à rede e o aumento significativo de investimento previsto em renovação de ativos, influenciam os valores no vetor Eficiência da Rede.

No caso do vetor Eficiência Operacional, prevê-se um aumento do investimento no período deste PDIRD-E, contribuindo para a diminuição dos custos operacionais, através do investimento em automação e modernização dos sistemas. O aumento gradual do investimento neste vetor é também influenciado pela verba prevista para a renovação e reabilitação de ativos, sistemas inteligentes e telecomunicações, que aumentarão a resiliência dos mesmos ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia.

Ainda no vetor Eficiência Operacional, e tendo em conta o nível de investimento proposto, avaliou-se se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada. A conclusão é positiva, já que para justificar este nível de investimento (86,4M€ no período 2021-2025), bastaria que a base de custos AT/MT decrescesse cerca de 1,1%/ano nos anos de investimento do PDIRD-E, e que esta eficiência se mantivesse durante a vida do investimento. Uma vez que este valor é inferior aos 2,0% atuais de referência, considera-se que o valor de investimento afeto àquele vetor é adequado. Adicionalmente, será continuado o esforço de redução de custos operacionais por outras vias não diretamente suportadas em investimento, como por exemplo a revisão de processos e a otimização de recursos afetos à operação e manutenção

O vetor Acesso a Novos Serviços mantém um valor sensivelmente constante ao longo do período analisado, sendo essencialmente influenciado pelo Investimento Inovador. Com o investimento neste vetor, procura-se obter benefícios na disponibilização de informação e facilitar o aparecimento de novos serviços para o mercado e para os consumidores, tendo em vista o desenvolvimento de uma rede cada vez mais *smart*

Existem, ainda, outros investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos 5 vetores de investimento definidos, sendo incluídos na rubrica “Outros”. São exemplos deste tipo de investimentos os relacionados com questões ambientais e com imposições regulamentares (Investimento Obrigatório – só equipamento de contagem, Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, Abertura e Restabelecimento da RSFGC, Corrente Urgente e Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas).

Considera-se, desta forma, que o investimento específico nas redes de distribuição, previsto nesta proposta de PDIRD-E 2020, dá uma resposta adequada:

- Às necessidades em segurança de abastecimento de acordo com a evolução da procura prevista e ao aumento da quantidade de novas ligações de instalações produtoras renováveis, repondo a capacidade de receção desta nova produção na RND;
- À evolução da qualidade de serviço técnica e à redução de assimetrias, melhorando a qualidade de serviço técnica global esperada;

- Às necessidades significativas de renovação dos ativos da rede por forma a assegurar a melhoria dos níveis de qualidade de serviço, reduzindo o potencial de falhas através da sua substituição ou reabilitação;
- À necessidade de aumento da resiliência da rede, preparando-a contra fenómenos climatéricos extremos e assegurando proteção ciber-física;
- À manutenção das perdas na rede em níveis adequados, tendo em conta o efeito penalizador da penetração de produção distribuída na RND prevista nos próximos anos;
- À melhoria da eficiência na operação da RND;
- Ao desenvolvimento de condições que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços, procurando o desenvolvimento de uma rede mais inteligente;

e com um nível de risco global considerado tolerável.

Investimento Não Específico

O investimento não específico contemplado no Plano resulta da agregação dos investimentos referentes às rúbricas de sistemas informáticos, edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos, repartidos pelos níveis de tensão AT e MT.

Os valores considerados para a rede de AT e MT (de acordo com a chave de repartição referida no capítulo 9.2) contemplados neste Plano para 2021-2025, distribuem-se anualmente da seguinte forma:

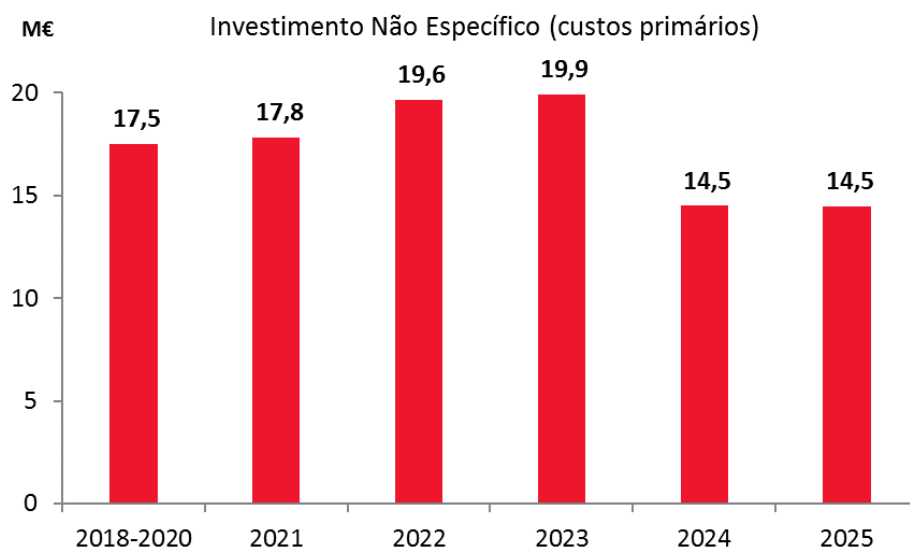


Figura 9.7: Investimento não específico a custos primários (M€)

Os valores médios anuais considerados no período anterior (2018-2020) correspondem a 17,5M€, estimando-se a manutenção dos valores médios anuais no período total do presente Plano 2021-2025.

Destaca-se um maior esforço de investimento nos 3 primeiros anos do Plano 2021-2025, relacionado com a implementação do roadmap tecnológico, metodologia *agile* no desenvolvimento de produtos informáticos, aceleração digital, renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros.

Investimento Total

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.

Para o Plano 2021-2025, integrando a rede de AT e MT, apresentam-se na

Tabela 9.5 os valores totais de investimento proposto para este PDIRD-E 2020:

Tabela 9.5 Investimento Total a custos totais (M€)

Valores em milhões de euros	Média Anual	PDIRD 2021-25					Total
	2018-2020	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025
Investimento Custos Primários	98,9	130,3	150,5	163,1	165,6	174,1	783,5
Investimento Específico	81,4	112,4	130,8	143,1	151,1	159,6	697,1
Investimento Não Específico	17,5	17,8	19,6	19,9	14,5	14,5	86,3
Encargos Diretos	35,0	37,0	36,9	36,3	36,3	37,4	183,8
Investimento Específico	30,2	34,3	34,2	33,4	33,4	34,4	169,7
Investimento Não Específico	4,8	2,7	2,7	2,9	2,9	2,9	14,1
Encargos Transversais	6,0	6,4	6,4	6,3	6,3	6,4	31,7
Investimento Específico	5,2	5,9	5,9	5,8	5,8	5,9	29,3
Investimento Não Específico	0,8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,4
Encargos Financeiros	1,9	1,4	1,3	2,0	2,0	2,0	8,8
Investimento Específico	1,5	1,1	1,0	1,7	1,7	1,7	7,3
Investimento Não Específico	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	1,4
Investimento Custos Totais	141,7	175,0	195,0	207,6	210,3	219,9	1 007,8
Investimento Específico	118,3	153,8	172,0	184,0	192,0	201,7	903,5
Investimento Não Específico	23,4	21,2	23,0	23,6	18,2	18,2	104,3

Na Tabela 9.6 apresentam-se os valores totais (investimento e CAPEX), para o investimento proposto, por natureza e nível de tensão:

Tabela 9.6 Investimento Total por natureza e nível de tensão a custos totais (M€)

Investimento por Natureza (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2021 - 2025
		2021	2022	2023	2024	2025	
Investimento Obrigatório	15,7	18,7	19,2	19,1	19,1	19,1	95,1
AT	2,5	4,4	4,6	4,7	4,7	4,7	23,1
MT	13,3	14,4	14,6	14,3	14,3	14,3	71,9
Investimento Iniciativa da Empresa	65,6	93,7	111,6	124,1	132,1	140,5	602,1
AT	10,3	13,0	18,0	22,3	23,5	24,7	101,4
MT	55,3	80,7	93,6	101,8	108,6	115,8	500,6
Total Realização Inv. (1)	81,4	112,4	130,8	143,1	151,1	159,6	697,1
Comp. Financeiras AT + MT (2)	20,8	25,3	25,9	26,0	26,0	26,0	129,1
AT	11,4	14,7	15,2	15,6	15,6	15,6	76,5
MT	9,4	10,6	10,7	10,4	10,4	10,4	52,6
CAPEX Inv. Específico (1-2)	60,6	87,1	104,9	117,2	125,2	133,6	568,0
Investimento Não Específico (4)	17,5	17,8	19,6	19,9	14,5	14,5	86,3
AT	5,9	6,0	6,6	6,7	4,9	4,9	29,2
MT	11,6	11,8	13,0	13,2	9,6	9,6	57,1
CAPEX Total (custos (1-2+4))	78,0	105,0	124,6	137,1	139,7	148,1	654,4
Encargos Directos (5)	35,0	37,0	36,9	36,3	36,3	37,4	183,8
AT	5,4	5,1	5,6	5,9	5,8	5,8	28,2
MT	29,5	31,9	31,3	30,4	30,5	31,5	155,6
Encargos Transversais (6)	6,0	6,4	6,4	6,3	6,3	6,4	31,7
AT	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	4,9
MT	5,1	5,5	5,4	5,2	5,3	5,4	26,9
Encargos Financeiros (7)	1,9	1,4	1,3	2,0	2,0	2,0	8,8
AT	0,4	0,3	0,2	0,4	0,4	0,4	1,6
MT	1,5	1,1	1,0	1,7	1,7	1,7	7,2
Encargos Totais (5+6+7)	42,9	44,7	44,5	44,6	44,6	45,9	224,3
CAPEX Total AT	14,1	14,9	20,9	25,5	24,7	26,0	111,9
CAPEX Total MT	106,9	134,8	148,2	156,2	159,6	167,9	766,7
CAPEX Total (custos totais) (1-2+4+5+6+7)	120,9	149,7	169,1	181,7	184,3	193,9	878,6
Investimento Total (custos (1+4+5+6+7))	141,7	175,0	195,0	207,6	210,3	219,9	1007,8

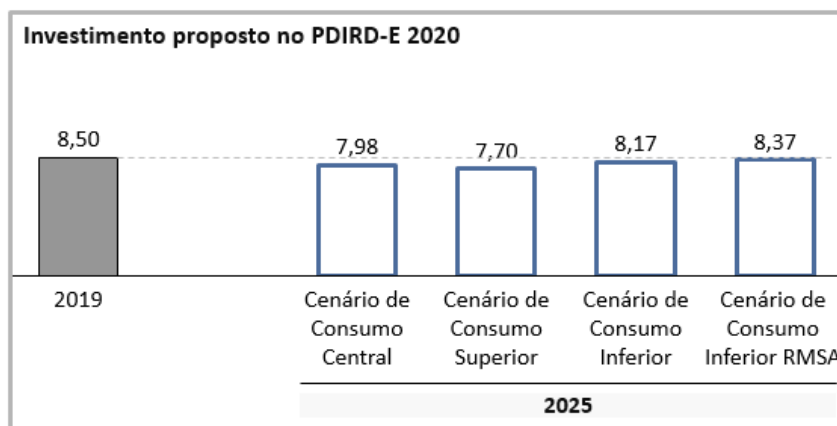
No período deste Plano 2021-2025, prevê-se um aumento das necessidades do CAPEX Total (a custos totais) face ao histórico recente.

Estima-se ainda um ligeiro aumento dos encargos capitalizáveis de investimento relativamente ao período anterior, essencialmente devido ao aumento dos volumes de investimento previstos para os próximos anos, face ao passado recente.

9.4 AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA TARIFA

A variação dos cenários de consumo tem impacto no proveito permitido unitário durante o período do PDIRD-E 2020. Assim, e para o horizonte deste Plano 2021-2025, foi realizada uma análise de sensibilidade (a preços reais) às variações dos cenários de consumos, de forma a perceber se o Plano apresentado poderá conduzir ao agravamento da tarifa no final do período do Plano. Os resultados são apresentados na

Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2025 para os diferentes cenários de consumo*
 Euros/MWh



* Exclui-se apenas, em 2019, os outros custos não sujeitos a metas de eficiência. Em 2025, considera-se o RoR real de 2019 (5,13%)

Figura 9.8 Proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE em 2025 para os diferentes cenários de consumo

Considerando o investimento previsto na Proposta do PDIRD-E 2020, em nenhum dos cenários de consumo considerados se verifica um aumento dos proveitos unitários da atividade AT/MT da DEE.

Conclui-se que o presente plano de investimentos assegura a eficiência do investimento, a concretização dos objetivos definidos com um nível de risco tolerável, garantindo que, mesmo para o cenário mais pessimista de crescimento de consumo, não se verifique um contributo para o agravamento da tarifa.