

PARECER

PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição
2021 a 2025



ÍNDICE

PARECER.....	1
1 ENQUADRAMENTO	1
2 PARECER	1
ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE PDIRD-E 2020	9
1 ENQUADRAMENTO	9
2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES	13
2.1 Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRD-E 2018.....	13
2.2 Evolução da proposta de PDIRD-E 2020 face à proposta de PDIRD-E 2018	16
3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE.....	19
3.1 Enquadramento.....	19
3.2 Contexto macroeconómico	20
3.3 Evolução da ponta de carga	22
3.4 Evolução do consumo de eletricidade.....	24
3.5 Opinião sobre a previsão da procura de eletricidade adotada na proposta de PDIRD-E 2020.....	28
4 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	31
4.1 Princípios de planeamento e processo de seleção de investimentos.....	31
4.2 Princípios de planeamento	31
4.3 Critérios de seleção de investimentos.....	33
4.4 Análise e comentários da ERSE aos princípios de planeamento e ao processo de seleção de investimentos adotada na proposta de PDIRD-E 2020.....	34
4.5 Análises de risco e de sensibilidade.....	36
4.6 Caracterização de informação sobre custos de investimento	40
4.7 Análise e comentários sobre caracterização de benefícios.....	41
4.8 Balanço intercalar.....	47
5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020.....	49
5.1 Montante global de investimento previsto na proposta de PDIRD-E 2020	49
5.2 Evolução do investimento	51
5.3 Articulação entre propostas de PDIRD-E 2018 e 2020, e PDIRD-E 2016 aprovado	52
5.4 Classificação do investimento	55
5.5 Classificação do investimento por natureza	55
5.5.1 Investimento obrigatório.....	55
5.5.2 Investimento de iniciativa da empresa	57

5.6	Classificação por Vetor de Investimento	58
5.7	Classificação do investimento por programas de investimento	60
6	ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020.....	63
6.1	Análise do investimento na melhoria da Qualidade de Serviço Técnica.....	64
6.1.1	Investimento global em QST.....	64
6.1.2	Benefícios esperados	68
6.1.3	Objetivo relativo aos níveis de Qualidade de Serviço Técnica e análise de risco.....	70
6.1.4	Melhoria da continuidade de serviço aos clientes pior servidos	71
6.1.5	Redução do número de interrupções breves	72
6.1.6	Garantia da qualidade da onda de tensão	73
6.1.7	Aumento da resiliência de redes	75
6.1.8	Programa de Renovação e Reabilitação de Ativos.....	77
6.2	Análise do investimento em segurança de abastecimento	83
6.2.1	Ligações a centros produtores.....	84
6.2.2	Ligações a instalações de consumo	90
6.2.3	Segurança da operação da RDN	91
6.2.4	Coordenação entre operadores da RND e da RNT	94
6.3	Análise do investimento no vetor “eficiência de rede”	96
6.4	Análise do investimento no vetor “Eficiência Operacional”	101
6.5	Análise do investimento no vetor “Acesso a Novos Serviços e Inovação”	105
6.6	Outras considerações	108
6.7	Investimento não específico.....	111
6.8	Cenário final de Investimento	112
7	ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS.....	115
7.1	Impactes estimados nos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa	115
7.2	Análise dos impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2020	128
7.3	Análise e comentários	134

PARECER

1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, procedeu à décima alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, 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 n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

Em cumprimento do n.º 1 do artigo 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, a EDP Distribuição, doravante E-Redes, enquanto operador da Rede Nacional de Distribuição (RND), apresentou à ERSE e à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) uma proposta de plano de desenvolvimento e investimento quinquenal da RND para o período de 2021 a 2025 (PDIRD-E 2020).

Cabe à ERSE, nos termos do n.º 2 do referido artigo 40.º-A, promover, no prazo de 22 dias, uma consulta pública com a duração de 30 dias, e que decorreu entre 4 de agosto e 15 de setembro do corrente ano (Consulta Pública n.º 91 da ERSE).

A ERSE elaborou o relatório da consulta pública no prazo de 22 dias, o qual, em conjunto com os contributos recebidos de dezasseis entidades, foi levado a conhecimento da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), do operador da RNT e do operador da RND, e tornado público na página da internet da ERSE a 15 de outubro passado.

Compete ainda à ERSE, nos termos do n.º 3 do referido artigo 40.º-A, na redação vigente, emitir um parecer sobre a proposta de PDIRD-E 2020 no prazo de 30 dias.

2 PARECER

CONTEXTO DA AVALIAÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

1. O setor energético encontra-se em plena transição, fruto de uma necessidade consensual de descarbonização da economia, que só será possível através da eficiência energética, do recurso, cada vez maior, a fontes de energia renováveis e de uma maior eletrificação da sociedade.
2. O PNEC 2030 – Plano Nacional Energia e Clima 2030¹, que estabelece linhas de atuação para 2021-2030, o Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050² e o Plano Nacional de Investimentos 2030³, contêm metas ambiciosas a atingir no horizonte 2030, designadamente: reduzir entre 45% e 55% as emissões de gases com efeito de estufa, por referência às emissões registadas no ano de 2005; incorporar 47% de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia; reduzir 35% do consumo de energia primária através de uma melhor eficiência energética.
3. A contribuir para o alcance destas metas estarão, entre outros, a integração de produção renovável descentralizada, o aumento da eficiência energética, a adoção de novas formas de conversão e gestão de energia, como sejam a mobilidade elétrica e o armazenamento distribuído, os quais dependerão de um papel ativo do consumidor. Neste contexto, será também importante o papel de todos estes recursos energéticos distribuídos, e a sua interação com os recursos tradicionais do setor elétrico será crucial para o cumprimento das metas estabelecidas.
4. Embora se possa antever uma maior percentagem de eletrificação da sociedade (com um aumento da eletricidade de origem renovável no consumo final de energia), não é provável que esta permita assegurar um crescimento proporcional da utilização das redes elétricas. As consequências da eficiência energética e da penetração dos recursos energéticos distribuídos implicam bastantes incertezas neste âmbito.
5. A agravar a dificuldade do referido exercício, surge ainda a conjuntura atual em que vivemos, em plena crise pandémica devido à COVID-19, que impacta na atividade económica e, consequentemente, no nível de utilização das redes de eletricidade.

¹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/137618093/details/maximized>

² Disponível em <https://descarbonizar2050.pt/>.

³ Disponível em <http://www.portugal2030.pt/wp-content/uploads/2017/10/Apresentacao-PNI2030-Site-PT2030.pdf>

6. Assim, existem muitas reservas quanto ao futuro, que aconselham à necessidade de encontrar um equilíbrio entre a prudência que deverá ter qualquer exercício de planeamento, com consequências de longo prazo, como é o caso dos processos associados à preparação dos PDIRD-E, e o arrojo em assegurar todos os investimentos que a transição energética acarretará.
7. Julgamos que a vantagem do processo de preparação dos PDIRD-E ocorrer de dois em dois anos é encontrar algum equilíbrio neste desafio, já que permite ir corrigindo a trajetória dos investimentos com base na realidade verificada.
8. Dando eco a muitos dos comentários recebidos em sede de Consulta Pública, foi este o racional que orientou o exercício de avaliação realizado pela ERSE, espelhado neste Parecer à proposta de PDIRD-E 2020, que salvaguarda os possíveis impactos negativos nos custos a suportar pelos consumidores, no curto prazo.

EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

9. Comparativamente com o PDIRD-E 2018, assinalam-se as seguintes alterações e novos conteúdos, introduzidas na proposta de PDIRD-E 2020:
 - Estimativa mais detalhada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2020 (ponto 1.4 e Anexo H.1);
 - Inclusão, nos estudos de avaliação de projetos, de análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo de consumo e da produção (ponto 2.1.3.1);
 - Apresentação das metodologias de análise dos projetos de investimento e dos indicadores gerais utilizados na seleção de investimentos para o plano (ponto 2.1.3 e ponto 2.2);
 - Inclusão de análises de sensibilidade ao investimento previsto na proposta de PDIRD-E 2020 ao nível de Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente (ponto 3.2, ponto 3.3 e ponto 3.4);
 - Revisão da estrutura do documento de forma a simplificar a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos;
 - Inclusão do estudo “Avaliação do Impacto do PDIRD-E 2020 na Economia Portuguesa”, que inclui a realização de um estudo de benchmarking sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países (Anexo H.1);

- Apresentação dos resultados finais do estudo desenvolvido com o INESC TEC, destinado a melhorar a metodologia de quantificação e avaliação do impacto do investimento nos vetores de investimento, procurando assim monetizar os benefícios associados aos cinco vetores de investimento propostos (Anexo H.2 e Capítulo 3);
 - Inclusão de mapas geográficos indicando a capacidade de receção disponível, no nível AT e no nível MT, em cada SE AT/MT e PCAT, para os anos de 2020 (i.e. no início do Plano) e 2025 (no final do Plano) (Anexo B.3);
 - Revisão dos critérios de avaliação de capacidade da RND de forma a adaptar os pressupostos de planeamento ao atual contexto de produção distribuída (Anexo I);
 - Identificação das subestações em que se verificou congestionamento (sobrecarga), em qualquer um dos sentidos de trânsito, e quantificação do número de horas em que esse congestionamento ocorreu (Anexo I);
 - Inclusão da quantificação do montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade (Anexo B.3.1 e Capítulo 4);
 - Revisão e melhoramento do modelo de estimação do impacto do investimento nos índices de continuidade de serviço (SAIDI e TIEPI). Inclusão de estimativas por zona do Regulamento da Qualidade de Serviço (zonas A, B e C do RQS) (Anexo H.2 e ponto 3.1.1.2.2).
10. A ERSE realça como positivo um maior detalhe na explicação sobre a metodologia e o processo de seleção de ativos a intervir no âmbito do programa “renovação e reabilitação de ativos”, tendo por base indicadores que permitam caracterizar a condição física dos equipamentos e as consequências associadas a probabilidade de falha no desempenho dos mesmos, segundo critérios objetivos, a necessidade de substituição ou a sua manutenção em exploração, independentemente da sua idade contabilística.

PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES SOBRE O INVESTIMENTO APRESENTADO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

11. A proposta de PDIRD-E 2020, para o período de 2021 a 2025, é o segundo exercício de planeamento após a aprovação do PDIRD-E 2016, uma vez que não foi aprovada a proposta de PDIRD-E 2018.
12. Assim, apresenta alguns projetos já aprovados, a concretizar em 2021 (145 M€), com os restantes ainda por aprovar, parte dos quais já discutidos no parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2018.

13. Tendo por base a análise crítica efetuada pela ERSE ao investimento específico proposto para que sejam cumpridos os principais objetivos do plano e de cada vetor estratégico de investimento, a ERSE considera que, no geral, o racional subjacente aos programas e subprogramas de investimento propostos é adequado, e que os mesmos estão na sua maioria devidamente fundamentados.
14. No entanto, ao longo da sua análise, a ERSE identificou algumas exceções e, por isso, tece um conjunto de considerações e recomendações para que o exercício de planeamento possa evoluir e para que a proposta de PDIRD-E 2022 possa trazer valor acrescentado, em termos de informação útil para que os utilizadores das redes possam compreender melhor a motivação do investimento a concretizar.
15. Apesar de, no geral, o operador da RND ter melhorado a descrição da metodologia associada à seleção de projetos a incluir no programa de renovação e reabilitação de ativos, a ERSE identificou lacunas em termos de informação que permita fundamentar essas necessidades, ao nível de alguns dos projetos individuais. Por exemplo, ao contrário do passado, não existe informação sobre a condição física dos ativos para alguns dos projetos e sobre a sua criticidade. A ERSE recomenda que, previamente à aprovação desses projetos, o operador da RND forneça a informação em causa, de modo a que fiquem claras, antes do concedente os aprovar, as razões que justificam as prioridades e a calendarização proposta, tal como a maior ou menor urgência de uma sua concretização.
16. Também no vetor “Qualidade de Serviço Técnica”, a ERSE identificou alguma informação, que ao contrário do passado, não é apresentada, tal como os objetivos associados à redução do número de interrupções e à frequência das mesmas (indicador MAIFI), pelo que recomenda ao operador da RND que melhore, na versão final da proposta, o modo como esta informação é disponibilizada. Este é um aspeto que se considera importante para que, após a concretização dos investimentos que venham a ser aprovados, se possa fazer uma avaliação do respetivo impacto.
17. A ERSE recomenda igualmente ao operador da RND que, ao abrigo da execução do subprograma “reposição da capacidade de receção na RND” apresente na próxima edição da proposta de PDIRD-E (PDIRD-E 2022) um balanço da concretização dos projetos de reforço das atuais subestações ou construção de novas, propostos para 2021-2022, bem como das receitas decorrentes das participações por reforço da rede decorrentes da ligação à RND de novos produtores, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais.
18. Finalmente, é importante que o operador da RND disponibilize o máximo de informação possível sobre os projetos piloto que tem desenvolvido, associados a investimentos em redes inteligentes, para que seja visível aos consumidores quais as vantagens da digitalização da rede, em particular com a instalação dos contadores inteligentes, dos DTC (“*Distribution Transformer Controller*”) e de outros

equipamentos correlacionados. Sobre os DTC, importa relembrar o seu papel como instrumentos que permitem aumentar a capacidade de supervisão e controlo das redes em MT e BT, desempenhando o papel de concentrador de dados provenientes dos contadores inteligentes.

19. A ERSE recomenda, também, que na proposta de PDIRD-E 2022 e nas suas edições subsequentes, o balanço apresentado no Anexo I seja melhorado, e para além de comparar o investimento proposto com o executado, possa apresentar os referidos benefícios já alcançados com o investimento concretizado. Este balanço dos benefícios alcançados com os investimentos concretizados, na sequência da aprovação dos PDIRD-E anteriores, deverá passar a ser um item indispensável para avaliar as futuras propostas de plano.

A OPÇÃO PELOS CENÁRIOS DE PROCURA

20. Embora os investimentos do PDIRD-E 2020 não estejam a ser determinados pela procura de eletricidade, tendo perdido relevância como determinante para o planeamento dos investimentos nas redes de distribuição, a avaliação dos impactos tarifários que estes investimentos causarão no futuro é fortemente dependente deste fator. Por este motivo, as previsões de evolução da procura de eletricidade devem ser cuidadosamente ponderadas na tomada de decisão sobre os investimentos a realizar, em particular num momento de grande incerteza sobre a evolução futura da atividade económica e, conseqüentemente, da procura de eletricidade, devido à crise pandémica da COVID-19.
21. A proposta de PDIRD-E 2020 foi preparada com cenários de evolução da procura de eletricidade que se baseiam em previsões macroeconómicas anteriores à chegada da pandemia da COVID-19 a Portugal, refletindo condições “pré-crise” de atividade económica.
22. As características do choque económico adverso provocado pela pandemia, particularmente em termos de magnitude e duração, permanecem incertas, pelo que as previsões macroeconómicas consideradas na elaboração da proposta de PDIRD-E 2020 não podem ser tidas como referência.
23. Devido a esta descontextualização dos cenários de consumo face à realidade económica atual, a ERSE recomenda que os cenários de procura subjacentes ao PDIRD-E 2020 sejam reformulados pelo operador da rede de distribuição, para considerar os dados mais recentes de evolução do consumo e de evolução da atividade económica.
24. Neste parecer, a ERSE optou por utilizar, na avaliação dos impactes tarifários, cenários de consumo que incorporam os efeitos já conhecidos da crise pandémica até à data, seguindo-se evoluções que refletem, em cada cenário, diferentes expectativas de recuperação dos níveis de consumo. No cenário

central definido pela ERSE observa-se uma redução significativa do consumo, prevendo-se que o nível previsto para 2020 no cenário central da proposta de PDIRD-E 2020 só seja atingido em 2023.

25. Importa, contudo, salientar que as previsões de médio e longo prazo do consumo de eletricidade abastecido pelas redes de distribuição, podem ser substancialmente afetadas por outros fatores, designadamente associados à transição energética que se pretende implementar na Europa e cujos impactos poderão ter sentidos opostos.
26. A título de exemplo refira-se que, se por um lado, a eletrificação das economias, motivada pela necessidade de descarbonização, pode originar um acréscimo do consumo de eletricidade, por outro lado, esta tendência surge em paralelo com uma capacidade cada vez maior dos consumidores satisfazerem as suas necessidades de consumo com o recurso a produção própria, o que reduz o consumo elétrico abastecido pelas redes. Registe-se, também, que nos últimos anos Portugal tem assistido de forma consistente a uma redução da intensidade elétrica do PIB, isto é, à redução da energia elétrica necessária para gerar o mesmo nível de riqueza. Esta tendência verifica-se há mais anos no conjunto das economias europeias e reflete o impacto das opções de eficiência energética que têm vindo a ser assumidas. Importa, agora em tempos de transição energética, acompanhar a evolução futura deste indicador.

IMPACTE TARIFÁRIO E RECOMENDAÇÃO DA ERSE

27. A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta, para o período de 2021 a 2025, um montante de investimentos de cerca de 1008 milhões de euros, o que representa um crescimento muito significativo face ao histórico dos últimos 10 anos (um acréscimo de cerca de 30%).
28. Uma vez que 2021 corresponde ao último ano de abrangência do PDIRD-E 2016 e o primeiro da atual proposta de PDIRD-E 2020, existe um investimento aprovado para esse ano de 145 M€, a custos totais, o que significa que em apreciação estão agora investimentos que totalizam um montante de 863 milhões de euros.
29. Note-se que, na proposta de PDIRD-E 2020, o operador de rede considerou que o cenário de investimentos proposto não iria agravar o proveito unitário em 2025 face ao valor de 2019, nos três cenários de procura aí utilizados.
30. Tal deve-se à consideração no total de proveitos permitidos, de custos cuja evolução estimada decrescente é independente das opções estratégicas da empresa e do seu desempenho económico, causando um enviesamento da avaliação do impacte deste plano na evolução dos proveitos, ao qual

acresce o efeito dos cenários de evolução da procura alheios ao atual contexto de pandemia da COVID-19.

31. Em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRD-E 2020, a ERSE considera que na atual conjuntura económica, decorrente da crise provocada pela COVID-19, não é razoável que o investimento proposto possa conduzir a um aumento de custos para os consumidores, ou seja, o investimento a concretizar ao longo dos 5 anos do horizonte do plano deve ser neutro em termos de impacto tarifário.
32. Dadas as alterações da procura verificadas em 2020 decorrentes da pandemia de COVID-19, o ano de referência para avaliação da variação tarifária teve que ser alicerçado em 2019, ao invés de 2020, ano mais recente em termos de tarifas publicadas.
33. Em relação ao cenário de investimento da proposta de PDIRD-E 2020 apresentada pelo operador da RND, a situação excecional da pandemia, e seu impacto na redução do consumo no ano de 2020, introduz um agravamento tarifário nas tarifas de uso da rede de distribuição de +1,3%, entre 2019 e 2021. Conjugado com o impacto no mesmo sentido, durante o período de 2021-2025 de +1,1%, as tarifas de uso da rede de distribuição em AT e MT, sofrem um acréscimo de +2,3%, em termos acumulados, entre 2019 e 2025, contribuindo para um aumento das tarifas de acesso às redes de +0,3% no total do período.
34. Para que no horizonte de vigência deste PDIRD-E, isto é, até 2025, esta opção implique uma variação tarifária anualizada nula, a solução recomendada pela ERSE passa por propor uma redução do total do investimento no quinquénio, face ao valor constante da proposta de PDIRD-E 2020.
35. Assim, a ERSE recomenda ao operador da RND que reformule a proposta de PDIRD-E 2020, de forma a que, ao longo dos 5 anos, o total de transferências para exploração não exceda 889⁴ milhões de euros, e que, em cada ano, não exceda os limites anuais definidos no capítulo 7 do Anexo a este Parecer.
36. A ERSE considera ser necessária uma redução do montante global de investimento num total de 119 milhões de euros (cerca de 11,8% do investimento proposto), a custos totais, para todo o quinquénio, lembrando que existe um montante de 145 milhões de euros de projetos aprovados a concretizar até 2021, sobre os quais não pode incidir essa redução.

⁴ Mantendo-se o nível anual de participações financeiras e de investimento em contadores previstos no plano.

37. A ERSE sublinha que cabe ao operador da RND selecionar quais os projetos que, apesar de necessários, podem ser adiados e recalendarizados, e quais os projetos que, pela sua urgência, necessitam de ser concretizados na data apresentada na proposta de PDIRDE 2020. A ERSE admite, igualmente, que pode ser necessário antecipar alguns projetos, nomeadamente em subprogramas de investimento agregados, recomendando ao operador da RND que, nesse caso, proceda às devidas adaptações para que o montante nesse ano não exceda o limite indicado.
38. A redução de investimentos («Cenário ERSE» de investimentos) permite que o agravamento de 1,2% nas tarifas de uso da rede de distribuição entre 2019 e 2021, seja compensado por uma redução de 1,2% entre 2021 e 2025, resultando num impacto tarifário acumulado nulo entre 2019 e 2025.
39. Para os próximos 2 anos, de 2021 a 2022, o investimento no cenário proposto será de 339 milhões de euros, representando uma redução de 31 milhões de euros face ao considerado na proposta de PDIRD-E 2020, ou seja, uma redução de 8,4% do investimento proposto.
40. Este Parecer da ERSE assume, assim, uma posição prudente no investimento a realizar na RND, apostando-se que esta necessidade de redução de investimento possa ser reavaliada, aquando da apresentação da proposta de PDIRD-E 2022, momento esse que representará também uma oportunidade para melhor avaliar o cenário de procura adotado na análise de impactes tarifários.
41. No anexo a este Parecer, e que dele faz parte integrante, a ERSE apresenta uma análise mais aprofundada à proposta de PDIRD-E 2020, que identifica algumas das alterações introduzidas face à proposta de PDIRD-E 2018 e os seus impactes nos proveitos e nas tarifas. Para tal, avalia a evolução da procura de eletricidade, descreve a metodologia de planeamento e seleção de investimentos e analisa os montantes previstos em cada vetor de investimento.

ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

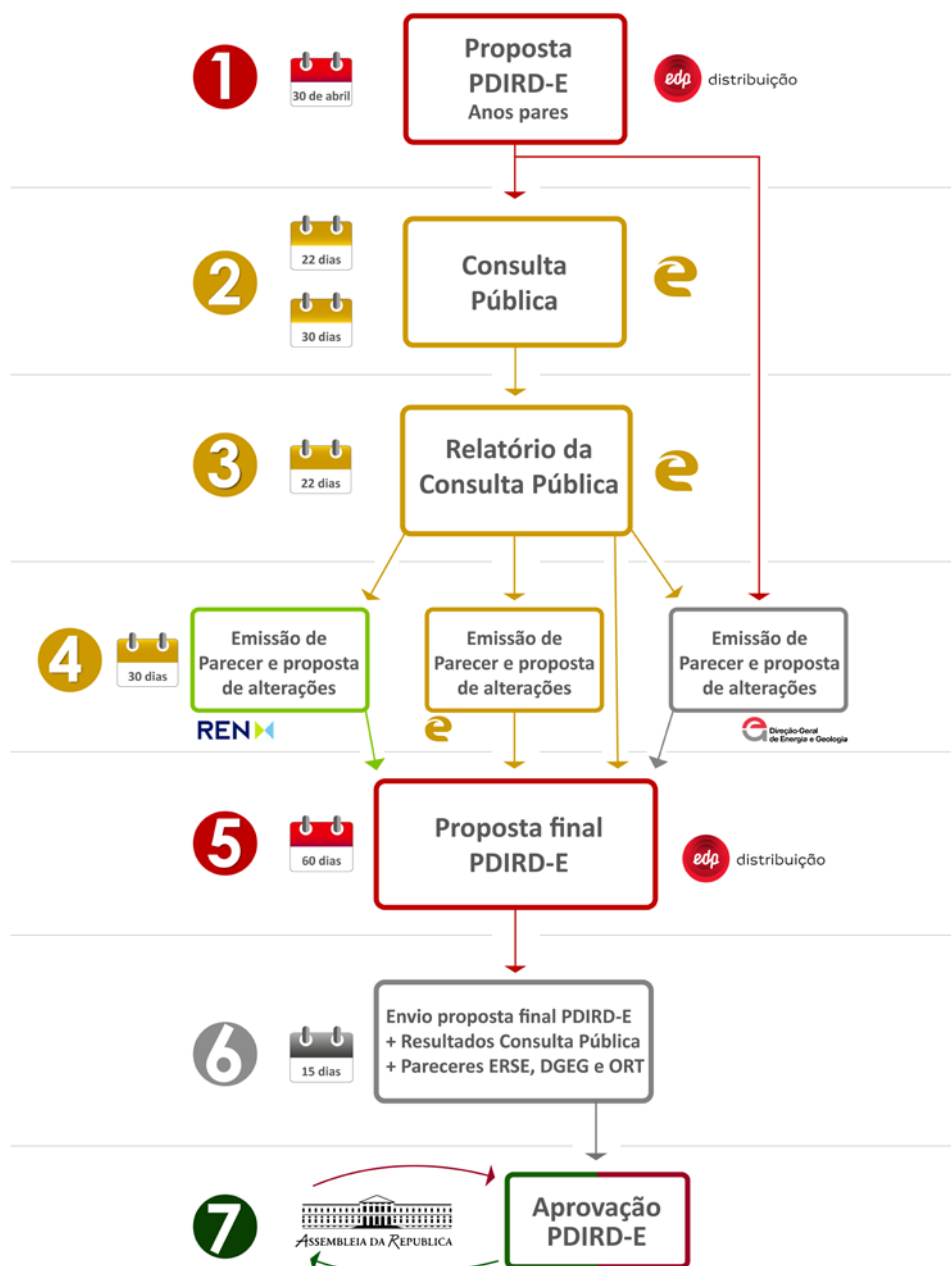
1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, procedeu à décima alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, 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 n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

O artigo 40.º-A do referido Decreto-Lei estabelece que o operador da RND deve elaborar, de dois em dois anos, nos anos pares, o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes (PDIRD-E), tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados.

Tendo a referida alteração ao Decreto-Lei n.º 172/2006 introduzido algumas modificações, a figura seguinte apresenta o ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRD-E que se encontra em vigor.

Figura 1-1 - Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRD-E 2020



Fonte: ERSE

Nesse enquadramento, o operador da RND apresentou à ERSE uma proposta de PDIRD-E 2020, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 2 do referido artigo 40.º-A, promover, no prazo de 22 dias, uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias. A Consulta Pública n.º 91 decorreu, entre 4 de agosto e 15 de setembro de 2020 e reuniu contributos de dezasseis entidades participantes.

Terminado esse prazo, competiu à ERSE elaborar um relatório da consulta pública, no prazo de 22 dias, o qual, em conjunto com os contributos recebidos, foi levado a conhecimento da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e do operador da RNT e do operador da RND e publicado na página da internet da ERSE a 15 de outubro passado.

De seguida e com base nos resultados desta consulta pública, nos termos do n.º 3, no prazo de 30 dias, a ERSE emitirá o seu parecer, que comunicará à DGEG, ao operador da RNT e ao operador da RND.

Nos termos do n.º 3, a DGEG e o operador da RNT deverão igualmente elaborar os seus pareceres à proposta de PDIRD-E 2020, levando o mesmo a conhecimento da ERSE.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE, pela DGEG e pelo operador da RNT e no Relatório da Consulta Pública e comentários recebidos, no prazo de 60 dias, o operador da RND deverá elaborar a proposta final do PDIRD-E 2020, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 15 dias, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada dos pareceres da ERSE e do ORT, bem como dos resultados da consulta pública.

A aprovação da proposta de PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da ERSE e do operador da RNT, e, de acordo com a alteração legislativa introduzida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, após discussão na Assembleia da República.

É relevante realçar que, a 27 de junho de 2017, o Secretário de Estado da Energia aprovou o PDIRD-E 2016 e os programas e projetos de investimento nele contidos, que abrangiam o horizonte de investimentos de 2017 a 2021. Este facto tornou a proposta de PDIRD-E 2016 na primeira proposta de plano de desenvolvimento e investimento nas redes, enquadrada na legislação aprovada de 2012, a ser analisada na sequência de um plano anterior já aprovado.

Importa também realçar que a proposta de PDIRD-E 2018, para a qual a ERSE emitiu o seu parecer em 5 de junho de 2019, não chegou a ser aprovada.

2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2018 foram os seguintes:

Análise da Procura: a ERSE realçou como positivo a análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura, procurando analisar o impacto a nível local (concelho) em termos da calendarização. Apesar disso, a ERSE recomendou que a análise de sensibilidade fosse realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação, contemplando, igualmente, cenários que melhor reflitam a incerteza quanto ao impacto da eficiência energética, do autoconsumo e da mobilidade elétrica na procura a satisfazer através das redes de distribuição. A ERSE recomendou ainda que, para futuras propostas de PDIRD-E, fosse encontrada uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor que, face às alternativas estudadas, os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem àqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.

Segurança de abastecimento (Critério N-1): a ERSE reforçou a sua recomendação, no que diz que respeito à decisão de investimento em equipamento associado à segurança de abastecimento do consumo, de que o operador da RND deveria fundamentar essa decisão com uma análise técnico-económica que permita compreender a decisão de não investimento noutros ativos de rede (por exemplo subestações onde, em regime de segurança N-1, subsista potência não garantida).

Perdas Técnicas: a ERSE, embora tenha realçado o esforço do ORD em estimar as perdas da RND para os níveis AT e MT, sublinhou que, uma vez concluído o programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD), seria necessária a disponibilização de informação mais específica, sobre a redução de perdas por nível de tensão, nomeadamente um balanço energético identificando claramente as perdas elétricas nas redes, em termos de energia (GWh) e % do consumo referido à emissão, e respetiva valorização, situação que não ficou resolvida na proposta de PDIRD-E 2018.

Coordenação entre operadores de redes: apesar da proposta de PDIRD-E 2018 já referir a importância da articulação entre o planeamento da Rede Nacional de Transporte (RNT) e da RND na seleção de projetos, ainda que os pressupostos entre os exercícios de planeamento sejam diferentes devido ao intervalo

temporal que os separe, a ERSE alertou ainda para a importância em considerar os efeitos da ligação de nova capacidade de produção distribuída à RND e à rede em BT.

Análise benefício-custo: no que diz respeito às análises benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento, a ERSE reforçou que seria importante encontrar a melhor forma de, em futuras edições de PDIRD-E, apresentar os resultados dessa mesma análise possibilitando assim fundamentar melhor o ranking dos projetos por ordem de prioridade, ranking esse já disponibilizado, mas onde não se inclui a análise benefício-custo.

Classificação do investimento: em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRD-E 2018, a ERSE recomendou a realização de um benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, sendo importante garantir que no enquadramento económico atual e com a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.

Quantificação de Benefícios: a ERSE, embora tenha sublinhado o esforço do operador da RND em tentar quantificar de modo monetizado os benefícios associados ao investimento proposto, reafirmou a importância em procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios (em valores associados às grandezas físicas e em euros) para melhorar a fundamentação da decisão de investimento, e como tal, reafirmou que seria fundamental concluir os estudos em curso cujo objetivo seria fundamentar os investimentos propostos, com base na evolução dos benefícios que advém da implementação do plano, nomeadamente os decorrentes da melhoria dos indicadores de qualidade de serviço, redução de perdas nas redes, redução dos custos operacionais do operador da RND entre outros possíveis indicadores a considerar. Especificamente para o vetor “Acesso a Novos Serviços”, cujos investimentos se caracterizam por maior risco, com impacto direto nos custos operacionais e nas tarifas (OPEX e CAPEX), a ERSE recomendou que o operador da rede RND procurasse quantificar o máximo possível dos benefícios esperados, adotando para tal práticas recentes, por exemplo ao nível da monetização da END e do indicador MAIFI.

Produção distribuída: a ERSE fez notar a necessidade de se manter o acompanhamento da evolução das expectativas de ligação de nova produção distribuída a nível local, uma vez que esta não se distribui de igual forma ao longo do país. No mesmo sentido, a ERSE salientou a importância de acompanhar o impacto da evolução da capacidade instalada de produção distribuída ligada às redes em BT em situações de inversão de trânsito, e sua consequência em investimentos nas redes MT. Por outro lado, a ERSE sublinhou que a

questão da penetração distribuída deve deixar de ser unicamente apresentada na perspetiva de problemas que coloca e de custos incorridos, quer quando se trata da interação entre as redes de transporte e as redes de distribuição, quer quando são analisados os impactos em cada uma dessas redes, devendo ser tido em conta os benefícios que poderão resultar desta evolução e que, provavelmente, serão mais evidentes quando se analisar a penetração em maior escala da produção distribuída ligada às redes em MT e BT.

Capacidade de receção de nova produção: visto ser uma das preocupações frequentemente expressa pelos participantes nos processos de Consulta Pública, a ERSE recomendou que a informação disponibilizada, relativa à capacidade de receção disponível das subestações AT/MT, fosse complementada com representação gráfica (mapa), de modo a que fosse possível identificar as zonas com maior capacidade de receção disponível e aquelas em que esta é mais escassa, permitindo ao operador identificar qual a melhor estratégia para colmatar possíveis lacunas.

Renovação e reabilitação de ativos: a ERSE recomendou apenas que fosse disponibilizada, no PDIRD-E 2020, informação sobre os custos evitados no que diz respeito aos ativos objetivo de ação de renovação ou reabilitação, de acordo com o respetivo programa de investimento, permitindo assim, no futuro, efetuar um balanço sobre a ação destes investimentos.

Congestionamento: no que diz respeito a situações de congestionamento, a ERSE recomendou que na informação a disponibilizar em sede de PDIRD-E 2020, o operador da RND identificasse aquelas subestações em que se verificou congestionamento, em qualquer dos sentidos de trânsito, e quantificasse o número de horas em que esse congestionamento sucedeu. Adicionalmente, recomendou ainda que fosse quantificado o montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade. Além disso foi sugerido pela ERSE que estas informações de acesso às redes fossem associadas à seção relativa à capacidade disponível para receção de nova produção renovável, disponibilizada pelo operador.

2.2 EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020 FACE À PROPOSTA DE PDIRD-E 2018

No que respeita ao conteúdo, e comparativamente com o PDIRD-E 2018, assinalam-se as seguintes alterações e novos conteúdos, que foram introduzidas na proposta de PDIRD-E 2020:

- Estimativa mais detalhada de impactos na economia e emprego associados à concretização dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2020 (ponto 1.4 e Anexo H.1);
- Inclusão, nos estudos de avaliação de projetos, de análises de sensibilidade à variação da ponta de carga, recorrendo ao método probabilístico de simulação, baseado nos diagramas tipo de consumo e da produção (ponto 2.1.3.1);
- Apresentação das metodologias de análise dos projetos de investimento e dos indicadores gerais utilizados na seleção de investimentos para o plano (ponto 2.1.3 e ponto 2.2);
- Inclusão de análises de sensibilidade ao investimento previsto na proposta de PDIRD-E 2020 ao nível de Renovação de Ativos, Resiliência da Rede e Rede Inteligente (ponto 3.2, ponto 3.3 e ponto 3.4);
- Revisão da estrutura do documento de forma a simplificar a proposta do Plano e a justificação dos investimentos previstos;
- Inclusão do estudo “Avaliação do Impacto do PDIRD-E 2020 na Economia Portuguesa” que inclui a realização de um estudo de benchmarking sobre os racionais de investimento nas redes energéticas e sobre os níveis de investimento noutros países (Anexo H.1);
- Apresentação dos resultados finais do estudo desenvolvido com a instituição científica INESC TEC, destinado a melhorar a metodologia de quantificação e avaliação do impacto do investimento nos vetores de investimento, procurando assim monetizar os benefícios associados aos cinco vetores de investimento propostos (Anexo H.2 e Capítulo 3);
- Inclusão de mapas geográficos indicando graficamente a capacidade de receção disponível, no nível AT e no nível MT, em cada SE AT/MT e PCAT, para os anos de 2020 (i.e. no início do Plano) e 2025 (no final do Plano) (Anexo B.3);
- Revisão dos critérios de avaliação de capacidade da RND de forma a adaptar os pressupostos de planeamento ao atual contexto de produção distribuída (Anexo I);

- Identificação das subestações em que se verificou congestionamento (sobrecarga), em qualquer um dos sentidos de trânsito, e quantificação do número de horas em que esse congestionamento ocorreu (Anexo I);
- Inclusão da quantificação do montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade (Anexo B.3.1 e Capítulo 4);
- Revisão e melhoramento do modelo de estimação do impacto do investimento nos índices de continuidade de serviço (SAIDI e TIEPI). Inclusão de estimativas por zona do Regulamento da Qualidade de Serviço (zonas A, B e C do RQS) (Anexo H.2 e ponto 3.1.1.2.2).

O quadro seguinte compara os principais pressupostos do PDIRD-E 2018, não aprovado, com aqueles utilizados na proposta de PDIRD-E 2020, elaborada pelo Operador da RND e submetida à ERSE.

Quadro 2-1 - Comparação dos principais aspetos da proposta de PDIRD-E de 2020 e o PDIRD-E 2018

		Proposta PDIRD-E 2018 (não aprovada)	Proposta PDIRD-E 2020
Cenário macroeconómico		Taxa de variação anual do PIB: 2019-2020=1,9% 2021-2023=1,8% (acima das previsões RMSA-E 2016)	Taxa de variação anual do PIB: 2019=2,1%; 2020-2022=1,7%; 2023=1,8% (acima das previsões RMSA-E 2019)
Evolução da Procura de Eletricidade	Cenários procura	3 cenários: Inferior, Central e Superior definidos com modelo econométrico de previsão da Procura da EDP Distribuição, que projeta cenários de crescimento ligeiramente superiores aos do RMSA-E 2016. A previsão aponta para um crescimento mais acentuado em Baixa Tensão.	3 cenários: Inferior, Central e Superior definidos com modelo econométrico de previsão da Procura da EDP Distribuição, que projeta cenários de crescimento ligeiramente superiores aos do RMSA-E 2019. A previsão aponta para um crescimento mais acentuado em Baixa Tensão.
	Consumo anual	Consumo no referencial de saída da rede AT/MT: 47,4TWh em 2023 (Cenário Central) TCMA 2019-2023: 1,06%	Consumo no referencial de saída da rede AT/MT: 49,1TWh em 2025 (Cenário Central) TCMA 2021-2025: 2,1%
	Ponta síncrona de carga RND	real 2017: 8526 MW previsão: cenário central: 8247 MW @ 2019 ; 8462 MW @ 2023 TCMA 2019-2023: 0,65%	real 2019: 8552 MW previsão: cenário central: 8509 MW @ 2021 ; 8727 MW @ 2025 TCMA 2021-2025: 0,65%
Investimentos	Cenários investimento	3 cenários de investimento. ORD adota o Cenário 2 (central) e realiza análises sensibilidade. O nível da qualidade de serviço é o principal driver para a alteração dos custos de investimento entre estes cenários.	1 único cenário de investimento. ORD realiza-se análises de sensibilidade . O nível da qualidade de serviço é o principal driver em termos de análise sensibilidade.
	Segmentação de projetos	Os projetos de investimento foram estruturados em 5 vetores estratégicos, cujos custos primários de investimento no Cenário 2 (central) são os seguintes: 1. Segurança de Abastecimento: 21 M€/ ano 2. Qualidade de Serviço Técnica: 35 M€/ ano 3. Eficiência da Rede: 8 M€/ano 4. Eficiência Operacional: 12 M€/ano 5. Acesso a Novos Serviços: 6 M€/ano Outros: 8 M€/ano.	Os projetos de investimento foram estruturados em 5 vetores estratégicos, cujos custos primários de investimento no Cenário 2 (central) são os seguintes: 1. Segurança de Abastecimento: 25 M€/ ano 2. Qualidade de Serviço Técnica: 59 M€/ ano 3. Eficiência da Rede: 15 M€/ano 4. Eficiência Operacional: 17 M€/ano 5. Acesso a Novos Serviços: 6 M€/ano Outros: 18 M€/ano.
	Montantes de investimento	Custo Total 2019-2023: 744,5M€ Inv. Custos Primários 2019-2023: 503 M€ (447M€ Inv. Específico + 56 M€ Inv. Não Específico) Custos de estrutura e gestão: 231 M€ (46% Invest custos primários) Encargos financeiros: 12 M€ (2% Invest custos primários)	Custo Total 2021-2025: 1007M€ Inv. Custos Primários 2021-2025: 783 M€ (697 M€ Inv. Específico + 86 M€ Não Específico) Custos de estrutura e gestão: 224 M€ (28% Invest custos primários) Encargos financeiros: 9 M€ (1% Invest custos primários)
Impactos nos proveitos unitários		O proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT previsto para 2023 no cenário 2 de investimento e no cenário central de consumo (7,78€/MWh) é inferior ao do ano de referência 2018 (8,25€/MWh)	O proveito unitário da atividade de DEE em AT/MT previsto para 2025 no cenário proposto de investimento e no cenário central de consumo (7,98€/MWh) é inferior ao do ano de referência 2019 (8,50€/MWh)
Análise Custo-Benefício		Para cada um dos projetos de investimento é apresentada uma análise multicritério/custo-benefício. A redução no indicador SAIDI MT resultante dos projetos previstos no cenário 2 é de 19min. Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento propostos no cenário 2 representam em 2023 ganhos anuais de energia não distribuída de 2,04GWh. Os benefícios do investimento proposto no cenário 2 com impacto na eficiência de rede, apontam para uma redução de perdas de 71,4GWh anuais.	Para cada um dos projetos de investimento é apresentada uma análise multicritério/custo-benefício. A redução no indicador SAIDI MT resultante dos projetos previstos no cenário é de 11 min. Globalmente, os benefícios associados aos projetos de investimento propostos representam em 2025 ganhos anuais de END de 5,1 GWh. Os benefícios do investimento proposto com impacto na eficiência de rede, apontam para uma redução de perdas de 120 GWh anuais.

Fonte: Fonte: ERSE, E-Redes (proposta de PDIRD-E 2018 e proposta de PDIRD-E 2020)

3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

3.1 ENQUADRAMENTO

O presente exercício de planeamento e aprovação dos investimentos na rede de distribuição em AT/MT foi intersetado pela crise pandémica da COVID-19, cujos efeitos económicos e na procura de eletricidade já são parcialmente conhecidos, mas cujos efeitos futuros ainda são incertos, quer na duração, quer na intensidade dos impactos que causará.

Primeiramente, importa realçar que as previsões de evolução da procura de eletricidade subjacentes à proposta do PDIRD-E 2020 foram elaboradas antes do início desta crise, pelo que se encontram totalmente desajustadas da realidade atual, designadamente nos primeiros anos de aplicação deste plano.

Salienta-se também que, embora a procura de eletricidade possa ter perdido relevância como determinante para o planeamento dos investimentos das redes de distribuição, mantém a mesma relevância de sempre na avaliação dos impactos tarifários que estes investimentos causarão no futuro. Por este motivo, a evolução da procura de eletricidade deve ser cuidadosamente ponderada na tomada de decisão sobre os investimentos, tendo presente as seguintes perspetivas:

1. Económica, uma vez que o custo do investimento será suportado, maioritariamente, pelos consumidores de eletricidade na proporção dos seus consumos;
2. Técnica, embora não haja uma relação direta entre o investimento e o consumo médio abastecido pelas redes, o investimento deve ser ajustado para satisfazer as pontas de carga nos pontos de entrega, assegurando o escoamento da produção ligada às redes para diferentes regimes de produção e de carga.

Deste modo, a análise às previsões da procura da proposta de PDIRD-E 2020 efetuada neste capítulo é importante para avaliar a racionalidade técnica e económica do conjunto dos investimentos apresentados nesse documento. Esta análise inicia-se com uma breve contextualização macroeconómica, incidindo, depois, nas previsões da ponta síncrona na rede de distribuição em AT/MT e nas previsões do consumo de eletricidade, comparando os valores da atual proposta de PDIRD-E com os valores da anterior proposta.

3.2 CONTEXTO MACROECONÓMICO

A presente análise do plano de investimentos da rede de distribuição realiza-se num momento em que os primeiros impactos económicos da primeira vaga da pandemia COVID-19 já são possíveis de averiguar. No entanto, face à imprevisibilidade da sua evolução no futuro, nomeadamente a possibilidade de vagas subsequentes, torna-se difícil de estimar os impactos globais da pandemia no nível de atividade económica em Portugal. Neste contexto, apesar da elevada incerteza, o plano de investimentos deve ser enquadrado em termos de cenário macroeconómico, de forma a ser contextualizado na realidade do país onde os investimentos são realizados e da sua realidade externa.

As previsões mais recentes para economia portuguesa apontam para uma redução do PIB português em 2020 entre os 8% e os 10%⁵. Esta redução do PIB é uma quebra da tendência de recuperação económica que se tinha vindo a verificar a partir de 2014, após o fim do programa de assistência do FMI e da recuperação do acesso aos mercados de financiamento.

Os indicadores parcelares do ano 2020, mostram que, após uma quebra de 16% do PIB no segundo trimestre apurada pelo INE⁶, o crescimento económico registou uma redução de cerca de 6% no terceiro trimestre, em termos homólogos. Estes dados são os primeiros dados reais que permitem a avaliação do impacto da crise pandémica, e, tal como conjeturado pelas previsões realizadas após o início da pandemia, apontam para uma redução significativa do PIB em 2020.

Para 2021 e 2022 prevê-se um retomar forte do crescimento económico, em reação à quebra abrupta provocada pela pandemia em 2020. A título de exemplo as previsões da CE⁷ e do Banco de Portugal⁸ (BdP) apontam um crescimento económico ligeiramente superior a 5% para 2021 e ligeiramente inferior a 4% para 2022.

⁵ Fontes: FMI - "World Economic Outlook" - outubro 2020;

Governo - previsões económicas Orçamento de Estado 2021, outubro 2020;

Banco de Portugal - "Boletim económico" - outubro 2020

CE - "Previsões económicas europeias" - novembro 2020

⁶ INE, Contas Nacionais Trimestrais

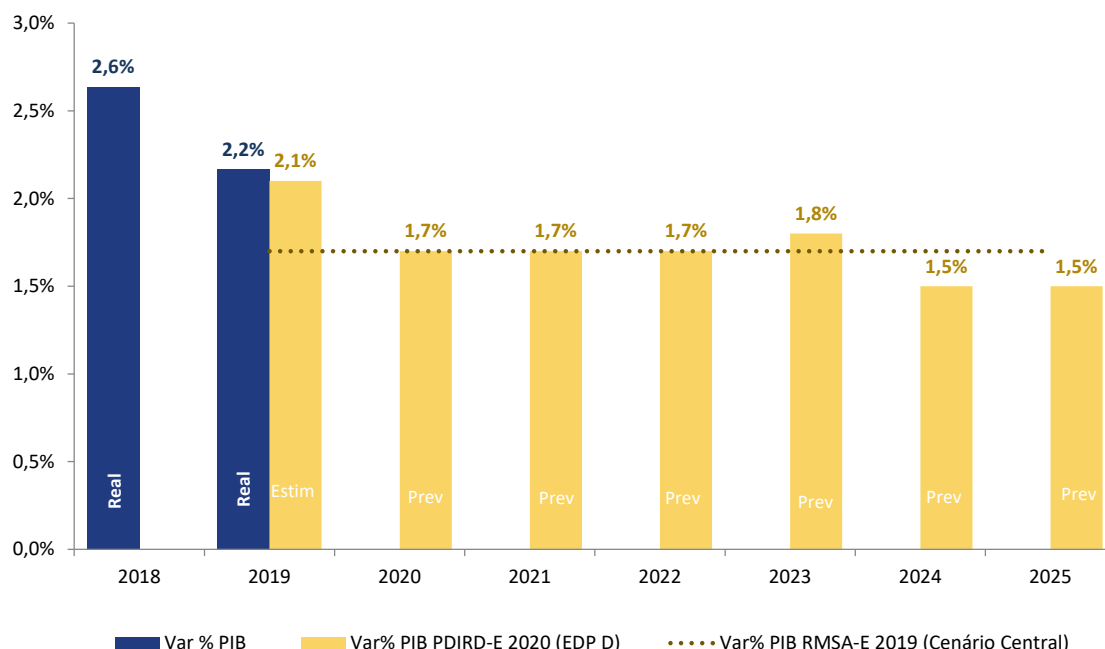
⁷ CE - "Previsões económicas europeias" - novembro 2020

⁸ Banco de Portugal - "Boletim económico" - junho 2020

As projeções adotadas pelo operador de rede na proposta de PDIRD-E 2020 são baseadas na média das previsões de diversas fontes⁹, sendo semelhantes às utilizadas no RMSA-E 2019, apresentando apenas ligeiras divergências no longo prazo e no valor de 2019. Destaque-se, no entanto, que ambas as projeções não contemplam o impacto COVID-19, não sendo por isso possível comparar estas projeções macroeconómicas com as atuais previsões expostas nos parágrafos anteriores.

Na Figura 3-1 apresenta-se a comparação entre os dados reais mais recentes de evolução anual do PIB e os vários cenários de evolução do PIB subjacentes às previsões de procura de eletricidade presentes na proposta de PDIRD-E 2020.

Figura 3-1 - Evolução do PIB prevista na proposta de PDIRD-E 2020 e no RMSA-E 2019



Fonte: RMSA-E2019, Proposta PDIRD-E 2020, INE

Da anterior figura, é possível observar que no horizonte do plano (2021-2025) as projeções utilizadas nos 2 primeiros anos são iguais entre o RMSA-E 2019 e o valor considerado pela empresa. A partir de 2023 as projeções diferem ligeiramente, com o plano de investimentos a considerar um valor ligeiramente superior ao RMSA-E 2019 em 2023, e verificando-se a situação inversa nos anos de 2024 e 2025.

⁹ Ministério das Finanças, BdP, CE, OCDE e FMI

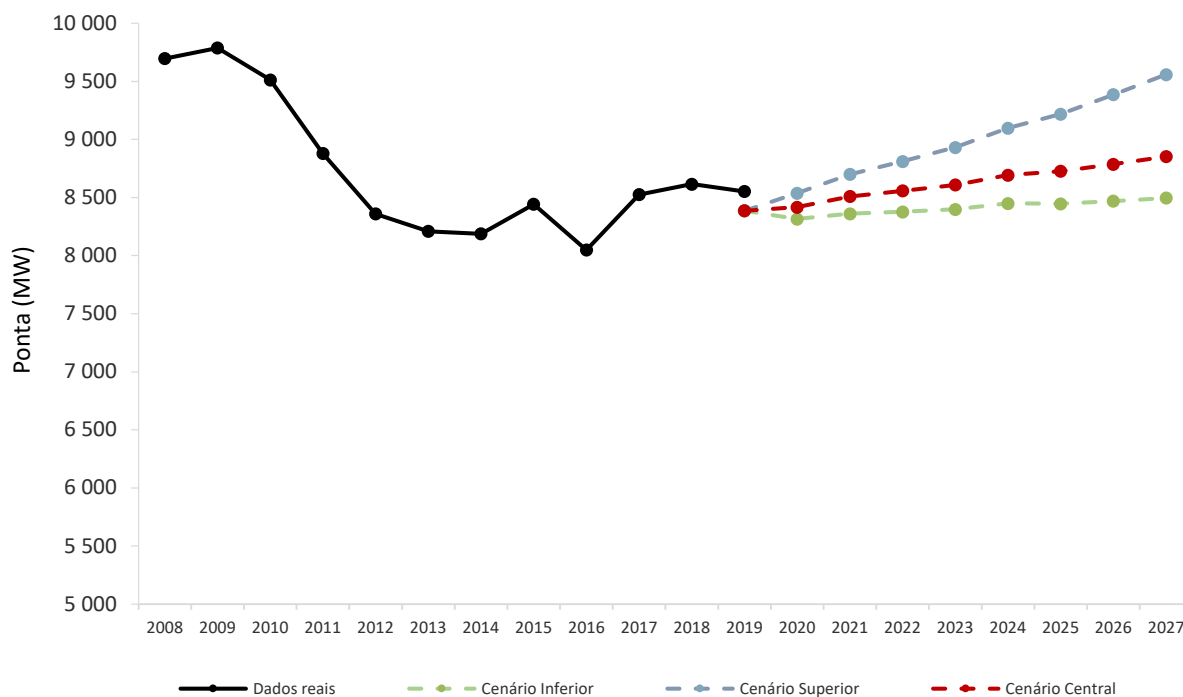
Destaque-se, contudo, que ambos os documentos (RMSA-E 2019 e Proposta PDIRD-E 2020) refletem condições «normais» de atividade económica, uma vez que não consideram os impactes da crise provocada pela pandemia COVID-19.

Dado o extenso horizonte temporal dos investimentos constantes na proposta de PDIRD-E 2020 e respetivo impacto, a análise e contextualização macroeconómica importa sobretudo ser focada no médio e longo prazo. Contudo, as características do choque económico adverso provocado pela pandemia, particularmente em termos de magnitude e duração, permanecem incertas, pelo que as previsões macroeconómicas consideradas na elaboração da proposta de PDIRD-E 2020 não podem ser tidas como referência.

3.3 EVOLUÇÃO DA PONTA DE CARGA

A Figura 3-2 apresenta a evolução histórica da ponta síncrona desde 2008, conforme é apresentada no documento da proposta de PDIRD-E 2020. Após o máximo ocorrido em 2009, observa-se uma tendência fortemente decrescente até 2014. Posteriormente, verificam-se ligeiras oscilações entre 2015 e 2017, seguida de uma estabilidade dos valores da ponta síncrona real a rondar os 8600 MW até 2019.

Figura 3-2 - Evolução da ponta anual síncrona nas subestações AT/MT da E-Redes prevista na proposta de



Fonte: E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020)

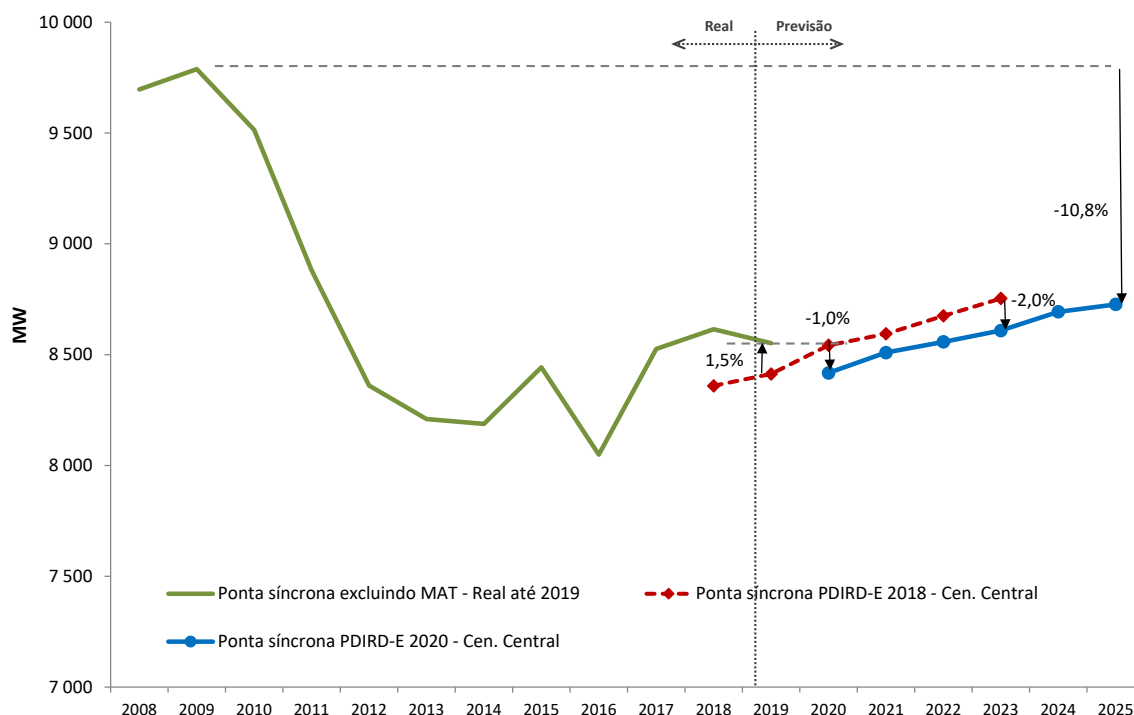
No que diz respeito a previsões sobre a evolução futura da ponta síncrona, verifica-se que o operador de rede apresenta 3 cenários diferenciados pelo ritmo de crescimento, sendo possível observar que em todos a empresa antecipa um aumento da ponta a partir de 2020.

O cenário central apresenta uma taxa de crescimento média anual (TCMA) de 0,6% entre 2021 e 2025. No entanto, mesmo no cenário superior que considera uma TCMA de aproximadamente 1,4%, o valor da ponta síncrona não ultrapassa o valor máximo atingido em 2009 no horizonte temporal do PDIRD-E 2020.

O operador de rede apresenta na proposta de plano, o modelo de estimação da ponta síncrona anual para a globalidade da RND, onde estuda a dependência desta variável em função da evolução do consumo de eletricidade. Neste âmbito, a empresa acrescenta ainda que *“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.”*

Da Figura 3-3 é possível observar a evolução das previsões da ponta síncrona constantes nos documentos de proposta de PDIRD-E 2018 e 2020, nos respetivos cenários centrais.

Figura 3-3 - Evolução da ponta síncrona previsto na proposta de PDIRD-E 2020, no RMSA-E 2019 e no PDIRD-E 2018



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020 e de PDIRD-E 2018)

Deste modo, da figura anterior, é possível observar que após a proposta de PDIRD-E 2018, as previsões para a ponta síncrona da RND foram revistas em baixo na elaboração do plano de investimentos de 2020. Pese embora, em ambas as situações a tendência durante o plano seja de aumento da ponta, os valores prevêem-se ainda bastante distantes do máximo atingido em 2009, mesmo considerando uma envolvente macroeconómica alheio à atual crise económica

3.4 EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

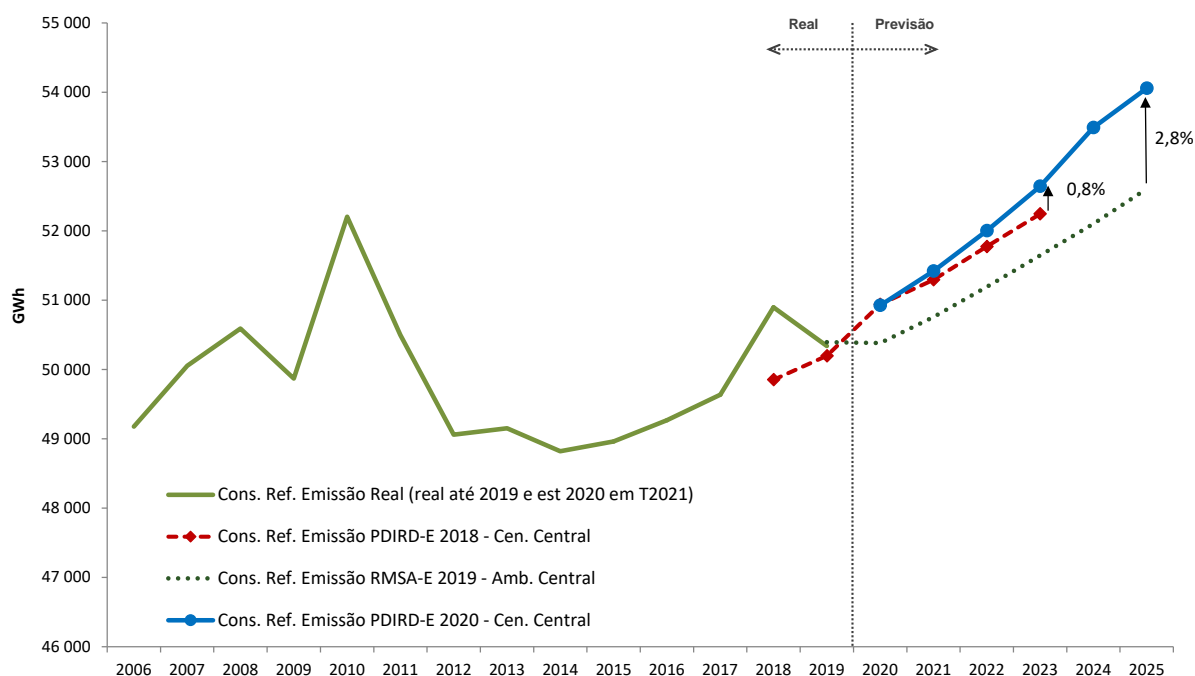
Conforme já referido anteriormente, as previsões de evolução da procura apresentadas na proposta do PDIRD-E 2020 foram elaborados antes do início da crise da COVID-19, não tendo em consideração os seus efeitos. A proposta de PDIRD-E 2020 refere que as previsões para a evolução do consumo anual de eletricidade tiveram em conta:

1. Uma avaliação dos pressupostos e resultados para evolução do consumo do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2020-2040 (RMSA-E 2019);

- O estudo da Procura de “Previsão Eletricidade 2020-2027” realizado pela E-Redes¹⁰, que considerou a evolução do consumo de eletricidade real até de 2019 e as previsões mais recentes para a evolução da atividade económica, em linha com o referido no ponto 3.2. Neste estudo, a E-Redes assumiu ainda as estimativas mais recentes para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo.

A Figura 3-4 permite comparar as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes na proposta de PDIRD-E 2020, com as previsões do RMSA-E 2019 e da proposta de PDIRD-E 2018.

Figura 3-4 - Evolução do consumo referido à emissão previsto na proposta de PDIRD-E 2020, no RMSA-E 2019 e no PDIRD-E 2018



Fonte: ERSE, DGEG (RMSA-E 2019), E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020 e de PDIRD-E 2018)

Nesta figura verifica-se que o consumo referido à emissão subjacente ao cenário Central da proposta de PDIRD-E 2020 foi revisto em alta face ao cenário Ambição Central do RMSA-E 2019, em todo o horizonte do plano (2021-2025). Este maior otimismo é justificado pelo operador com a utilização dos dados reais mais recentes do consumo e das previsões macroeconómicas, disponíveis à data de preparação das suas

¹⁰ Apresentado no Anexo A da proposta de PDIRD-E 2020

previsões para o PDIRD-E 2020, levando em 2025 a um consumo referido à emissão 2,8% acima do previsto no cenário do RMSA-E 2019 em apreço.

Comparativamente com as previsões do cenário Central da proposta de PDIRD-E 2018, observa-se que o consumo referido à emissão em 2020 é praticamente coincidente, seguindo-se um crescimento mais acentuando nas previsões do cenário Central da proposta de PDIRD-E 2020, que em 2023, último ano do PDIRD-E 2018, leva a um consumo superior em 0,8%.

O cenário central da proposta de PDIRD-E 2020 tem subjacente uma TCMA do consumo referido à emissão de 1,2% entre 2021 e 2025, que se situa acima da TCMA de 0,9% prevista para o cenário Ambição Central do RMSA-E 2019, no mesmo período, e da TCMA de 1,0% prevista no cenário central do PDIRD-E 2018, entre 2019 e 2023.

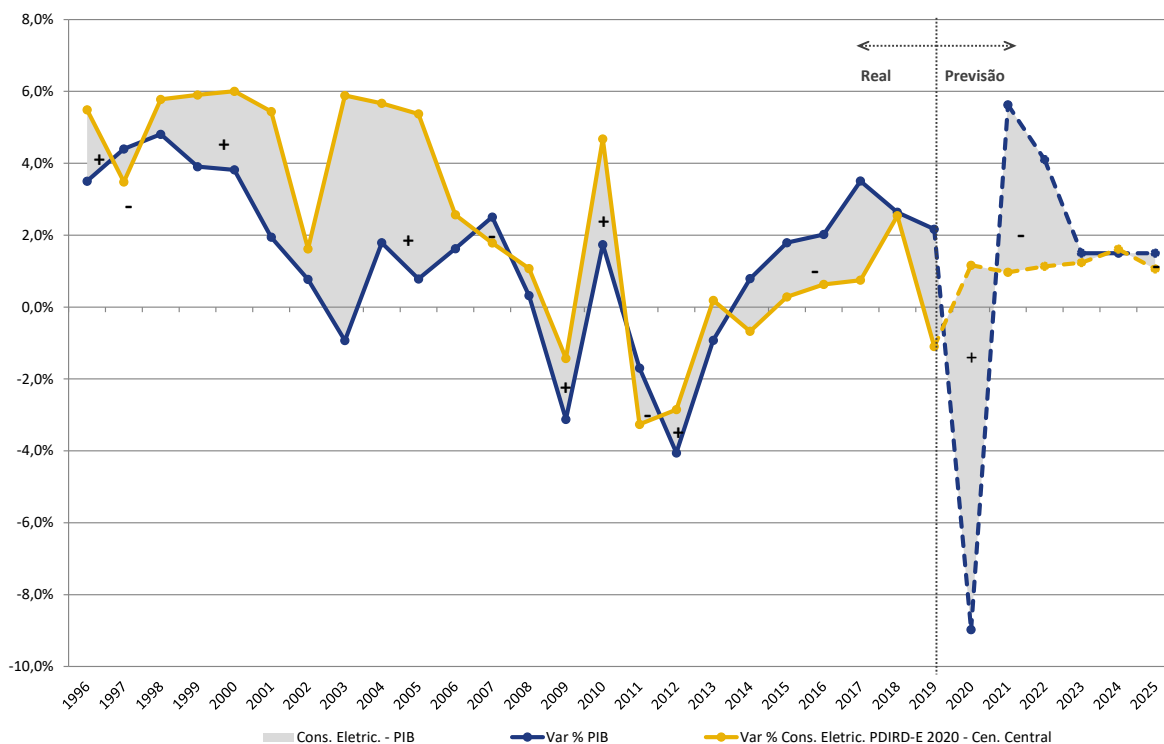
No estudo da E-Redes “Previsão da Procura de Eletricidade 2020-2027”, acima referido e no qual se baseiam os cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020, foram determinadas diversas variáveis explicativas para a evolução do consumo de eletricidade, como sejam os efeitos de temperatura e de calendário, as medidas de eficiência energética, o consumo de veículos elétricos e as tendências de evolução associadas a efeitos macroeconómicos. Contudo, as tendências incluídas nos modelos de previsão do consumo e a significância das variáveis explicativas, alteram-se quando ocorrem eventos pontuais que só podem ser explicados através de variáveis específicas¹¹. O efeito da crise pandémica e a instabilidade do clima económico que se seguirá tem esta especificidade no modelo de previsão do consumo de eletricidade e implicará necessariamente a sua revisão, com inclusão de variáveis que o representem.

A título de exemplo, apresenta-se na figura seguinte a comparação da taxa de variação do consumo referido à emissão do cenário central da proposta de PDIRD-E 2020, com a variação do PIB estimada com os dados mais recentes¹², sendo notório um desalinhamento das duas variáveis em 2020 e nos anos seguintes, que não está refletido nem nos dados de entrada, nem na calibração, do modelo utilizado pela E-Redes na preparação dos cenários de consumo.

¹¹ Representada matematicamente com recurso a uma variável *dummy*.

¹² ERSE, 1996-2019: BdP e INE; 2020-2021: Média BdP, Governo Português, CE e FMI; 2022 – Média BdP, FMI e CE; 2023-2025: FMI; E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020)

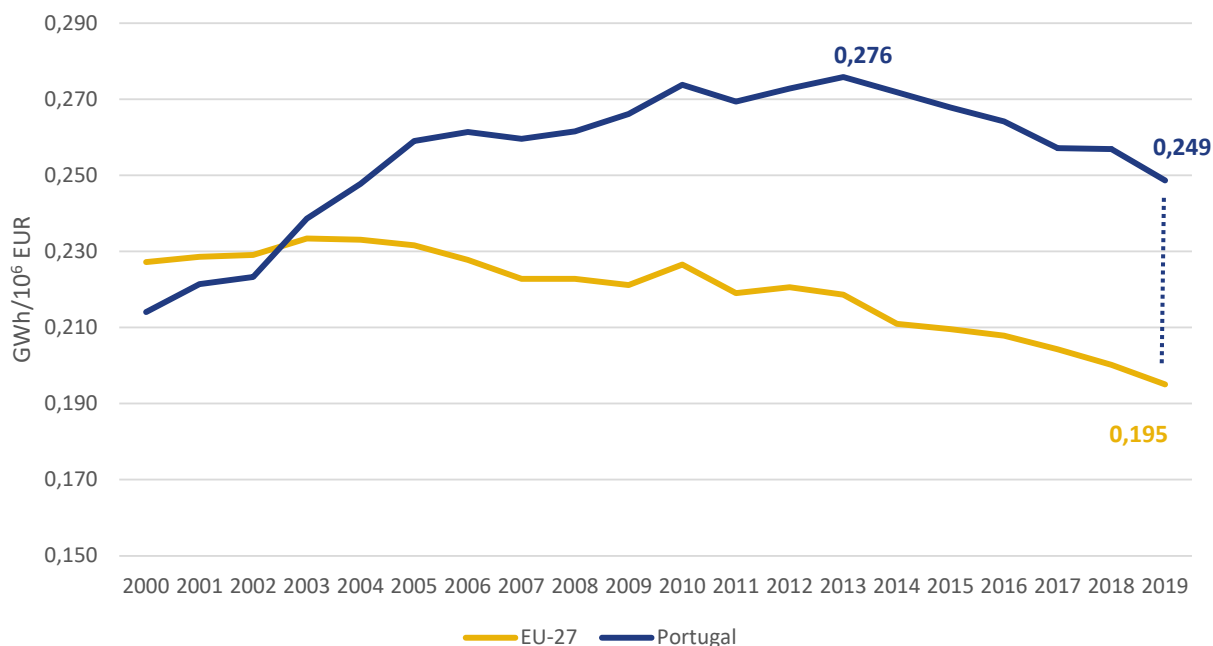
Figura 3-5 – Variação do consumo referido à emissão e do PIB



Fonte: ERSE, 1996-2019: BdP e INE; 2020-2021: Média BdP, Governo Português, CE e FMI; 2022 – Média BdP, FMI e CE; 2023-2025: FMI; E-Redes (proposta de PDIRD-E 2020)

A crise económica da COVID-19 também pôs termo à tendência de redução da intensidade elétrica do PIB em Portugal que se observava desde 2014, que ainda assim não estava a ser suficiente para convergir para a média europeia. A Figura 3-6 mostra a evolução deste indicador em Portugal e na Europa. Observa-se que Portugal iniciou mais tardiamente do que o conjunto das economias europeias a tendência de redução da intensidade elétrica do PIB, sendo por isso provável que se assista no futuro, passada a atual fase extraordinária de pandemia que pode distorcer qualquer análise, ao reforço dessa tendência.

Figura 3-6 – Intensidade elétrica do PIB em Portugal e na Europa



Fonte: ERSE, INE, EUROSTAT

Neste contexto, os cenários para analisar a sensibilidade dos impactos tarifários da proposta de PDIRD-E 2020 em relação ao consumo devem ser reformulados, de modo a que sejam tão representativos quanto possível da realidade atual e das diferentes expectativas de evolução da economia portuguesa. Os cenários de consumo definidos pela ERSE para este efeito são apresentadas no ponto 7.1 deste Parecer, onde são descritos os principais pressupostos para a sua elaboração e é feita a sua comparação com os cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020.

3.5 OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

A ERSE tece as seguintes considerações gerais sobre os cenários de procura de eletricidade adotados na proposta de PDIRD-E 2020:

1. os diferentes cenários de evolução do consumo e da ponta de carga foram preparados pelo operador da RND com base no estudo próprio “Previsão da procura de eletricidade 2020-2027”, em anexo à proposta do PDIRD-E 2020. Contudo, devido ao momento em que foi realizado e por incorporar dados reais de consumo até fevereiro de 2020 e previsões macroeconómicas disponíveis em março de 2020, ainda não considera os efeitos adversos da crise pandémica da COVID-19, que afetou Portugal desde

- o 2.º trimestre de 2020 e cuja duração ainda é incerta. Num outro plano, deverá colocar-se a possibilidade de alterações permanentes dos padrões de consumo de eletricidade, devido a alterações no tecido empresarial e nas relações de trabalho. Assim, a ERSE considera que, idealmente, o referido estudo deve ser reformulado pelo operador da rede de distribuição para considerar os dados mais recentes de evolução do consumo e de evolução da atividade económica;
2. devido à descontextualização dos cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020 face à realidade económica atual, na avaliação do impacte tarifário dos investimentos propostos, a ERSE reformulou os cenários de consumo para refletirem o nível esperado em 2020 com o efeito da crise pandémica, seguindo-se evoluções que refletem diferentes expectativas de recuperação da economia portuguesa. Estes cenários são apresentados no ponto 7.1 do presente Parecer. Dependendo do cenário a considerar, a comparação dos cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020 com os cenários de consumo definidos pela ERSE, mostra que a recuperação do nível de consumo “pré-crise” previsto no cenário Central do PDIRD demorará menos de 3 anos, podendo reduzir-se para 1 ano no cenário Superior ou aumentar para 5 ou mais anos no cenário Inferior;
 3. no que diz respeito à ponta síncrona de carga da RND, verifica-se que a atual proposta de PDIRD-E contempla, para todos os cenários, um aumento do valor desta variável ao longo do período do plano, à semelhança do apresentado no documento análogo referente a 2018. Em ambos os casos, a ponta síncrona de carga na RND prevista para o período do plano, encontra-se bastante distante do máximo ocorrido em 2009.
 4. as previsões de médio e longo prazo do consumo de eletricidade e das pontas de carga a que as redes de distribuição serão sujeitas, podem ser substancialmente afetadas por alguns fatores associados ao desenvolvimento das redes, cujos impactos poderão ter sentidos opostos, designadamente:
 - a. a crescente digitalização e recurso a tecnologias de informação na operação das redes de distribuição e na comunicação com os seus utilizadores (*smart grids*) permitirá uma gestão ativa das cargas e um melhor conhecimento do estado dos ativos, com um elevado potencial de redução das pontas a que as redes de distribuição estão sujeitas e de otimização dos investimentos necessários para manter a rede segura e com os níveis desejados de qualidade de serviço;
 - b. a transição energética, que deverá ocorrer nos países europeus nos próximos anos, levará à substituição de outras fontes de energia por energia elétrica, motivada principalmente pela necessidade de descarbonização das economias e potenciada pelos avanços tecnológicos. No entanto, esta tendência surge em paralelo com uma capacidade cada vez

maior dos consumidores satisfazerem as suas necessidades de consumo com o recurso a produção própria (autoconsumo incluindo armazenamento em baterias), que poderá levar a um desacoplamento crescente entre a evolução do consumo elétrico e a utilização efetiva das redes elétricas, o que, por sua vez, colocará novos desafios no planeamento e operação das redes de distribuição.

4 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

4.1 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRD-E 2020 refere que o exercício de planeamento das redes de distribuição pretende antecipar as necessidades da RND, assegurando 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.

Assim, segundo o operador da RND, o planeamento de investimentos nas redes de distribuição deve assegurar que a rede satisfaça as exigências regulamentares de variação de tensão e frequência, e as restrições técnicas decorrentes da capacidade dos equipamentos e das instalações, atendendo:

- À evolução prevista dos consumos e às potências das instalações de consumo e de produção;
- Aos níveis de perdas na rede de distribuição;
- Ao desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica;
- Às assimetrias de qualidade de serviço técnica entre regiões;
- À redução dos custos operacionais.

4.2 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO

Para efeitos do planeamento das redes de distribuição em AT e MT, que resultou na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND refere ter adotado três vertentes como princípios básicos:

- Exigências regulamentares;
- Restrições técnicas;
- Avaliação técnico-económica.

Em termos regulamentares, e em conformidade com o Regulamento da Rede de Distribuição (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), o planeamento da rede de distribuição deverá ter como pilares de elaboração do plano:

- A existência de capacidade disponível na rede para a receção e entrega de eletricidade, compatível com as solicitações formuladas por produtores e consumidores;
- O cumprimento dos padrões de qualidade de serviço aplicáveis nos termos do RQS;
- O desenvolvimento de medidas de gestão da procura e de produção distribuída¹³.
- As orientações de política energética.
- A coordenação do 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, bem como com o planeamento das redes de distribuição BT.

Em termos de restrições técnicas, a proposta de PDIRD-E 2020 considera 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, designadamente os seguintes aspetos:

- Capacidade dos equipamentos: evitar exploração acima da sua capacidade técnica;
- Ligação de clientes: garantia da 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 assegurar a alimentação da totalidade dos consumos da respetiva rede em caso da indisponibilidade de uma das alimentações AT ou de um dos transformadores, pela restante rede;
- Reserva N-1 nas zonas B e C de qualidade de serviço: nas subestações AT/MT assegurar 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 a subestação móvel de reserva;
- Limites de sobrecarga admissível em regime N-1: observar os limites de sobrecarga consoante a sazonalidade e o tipo de equipamento;

¹³ De acordo com a legislação nacional, “Produção distribuída” corresponde à produção de eletricidade em centrais ligadas à rede de distribuição (alínea dd) do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida com a sua republicação que ocorreu no Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. As instalações de produção com potência inferior a 50 MW ligada às redes de MT e de BT correspondem a instalações de produção distribuída, mas, por exemplo, também são produção distribuída todas as instalações com potência superior que estejam ligadas às redes de AT.

- Reposição dos valores regulamentares de tensão: garantir variações da tensão de alimentação nos barramentos de clientes dentro dos limites admissíveis no RQS e na norma NP EN 50160.

A proposta do PDIRD-E 2020, tal como já constava nas edições anteriores de PDIRD-E 2014, 2016, aprovados, e na proposta de PDIRD-E 2018, por aprovar, sublinha a importância da avaliação técnico-económica, descrevendo os métodos utilizados pelo operador da RND para identificar as necessidades de rede e as aplicações utilizadas para quantificar os benefícios associados às diferentes soluções alternativas que dão resposta a essas necessidades de intervenção na rede. Segundo o operador da RND, o resultado económico das diversas soluções alternativas exprime-se por meio de valores de relação benefício/custo, VAL, TIR e TRI (taxa de rentabilidade inicial).

Assim, o operador da RND refere que os projetos de investimento que são apresentados na proposta de PDIRD-E 2020 correspondem àqueles que, para cada necessidade de rede identificada, apresentavam a melhor relação benefício/custo superior à unidade. Refere que os principais benefícios associados a cada projeto de investimento são quantificados em termos de redução da energia não distribuída (END) e redução das perdas técnicas, descrevendo a metodologia de monetização de investimentos no Anexo H.2.

Deste modo, o operador da RND refere que, em termos de perdas, as mesmas são valorizadas com base no preço médio de venda da tarifa de longas utilizações do nível de tensão imediatamente superior. Já em termos de END, o operador refere que as mesmas são valorizadas usando o valor unitário da penalização que consta no incentivo à melhoria da qualidade de serviço estabelecido pela ERSE (3,0 €/kWh).

4.3 CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta no Anexo H um conjunto de estudos (sumários-executivos) que suportam a metodologia adotada na seleção dos projetos de investimento, quer no que diz respeito ao Investimento Obrigatório, quer no que respeita ao Investimento de Iniciativa da Empresa.

Com base neste conjunto de estudos, e em termos de Investimento de Iniciativa da Empresa, o operador da RND refere que, tendo em consideração os resultados das análises benefício-custo atrás referidas, na seleção dos projetos são adotados os seguintes critérios de priorização:

- Projetos em curso no início do período de abrangência do Plano;
- Compromissos assumidos com outras entidades;
- Satisfação dos padrões de segurança de planeamento;

- Manutenção e melhoria da qualidade de serviço global tendo em conta a redução de assimetrias;
- Aumento de eficiência da rede, tendo presente o aumento da eficiência operacional, o cumprimento de obrigações de natureza regulamentar e legal, bem como preocupações ambientais.

Segundo o operador da RND, a seleção dos projetos de investimentos resulta da comparação de custos e benefícios dos projetos alternativos, mutuamente exclusivos, que concorrem para um mesmo objetivo.

4.4 ANÁLISE E COMENTÁRIOS DA ERSE AOS PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E AO PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS ADOTADA NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

A atual proposta de PDIRD-E 2020, à semelhança das anteriores edições de PDIRD-E 2016 e 2018, está bem fundamentada no que se refere aos princípios de planeamento que orientaram a sua elaboração, nomeadamente no que diz respeito à descrição da metodologia utilizada para identificação das necessidades de rede, com a disponibilização em anexo de diferentes estudos que conduziram às propostas de projetos de investimento.

Do mesmo modo, no que diz respeito à avaliação técnico-económica, a ERSE reconhece o esforço que o operador da RND tem desenvolvido ao longo dos anos em incorporar as principais recomendações identificadas pela ERSE nos seus pareceres anteriores, nomeadamente, a análise de diferentes cenários de procura e de investimento associados a objetivos a atingir, através de análises de sensibilidade, a disponibilização de informação desagregada sobre custos, o balanço intercalar com comparação de investimentos previstos e realizados, a estimação de perdas globais na RND e a informação sobre a capacidade de receção de nova produção em cada subestação, identificando os constrangimentos que resultam de limitações da RNT.

A ERSE realça novamente a importância do detalhe da proposta de PDIRD-E 2020 no que diz respeito ao impacto esperado de cada projeto de investimento, através das fichas de caracterização, com disponibilização de informação sobre benefícios monetizados.

No seguimento da anterior recomendação da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND apresenta na atual proposta de PDIRD-E 2020 o resultado da atualização do estudo levado a cabo pelo INESC TEC (Anexo H2). A ERSE realça como positivo este novo passo no sentido de monetizar os

benefícios não só relativos à Energia não distribuída (vetor QST) e redução de perdas (vetor “Eficiência de Rede”), e os benefícios associados à potência não cortada, ou seja, decorrentes do custo evitado pelo investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”, acrescentando-se na proposta de PDIRD-E2020 novos benefícios monetizados associados aos custos operacionais e à automatização das redes. Destaca-se ainda pela positiva as análises custo-benefício efetuadas a cada vetor estratégico, a partir da monetização dos benefícios. Estas análises são essenciais para garantir que os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.

Em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRD-E 2020, a ERSE recomenda que o operador continue a aprofundar estudos de benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, garantindo que no enquadramento económico atual e com a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.

Esta nova etapa de evolução, no sentido de monetizar um conjunto mais alargado de benefícios, representa um valor acrescentado e constitui exemplo de uma boa prática, que deve ser continuada e generalizada aos restantes projetos.

A ERSE reitera a sua disponibilidade para em conjunto com o operador da RND introduzir melhorias em futuras edições do PDIRD-E e analisar a melhor forma de apresentar os resultados positivos das análises benefício-custo realizadas para cada um dos projetos de investimento selecionados.

A ERSE reitera a sua recomendação no sentido de existir disponibilização de informação mais específica, sobre a redução de perdas por nível de tensão, e respetiva valorização, situação que ainda não ficou resolvida na atual proposta de PDIRD-E 2020, sendo esperado que tal ocorra na proposta de PDIRD-E 2022, na medida em que já está concluído há vários anos o programa de instalação de contadores em Postos de Transformação da rede de distribuição (PTD).

Em termos de coordenação entre a RND e a RNT, a proposta de PDIRD-E 2020 à semelhança da proposta de PDIRD-E 2018 refere a importância em garantir a articulação com o planeamento da RNT na seleção de projetos, ainda que os pressupostos entre exercícios de planeamento sejam diferentes devido ao intervalo temporal que os separa. A ERSE concorda com a importância que o operador da RND atribui a este aspeto

e alerta para a importância de serem considerados os efeitos da ligação de nova capacidade de produção distribuída à RND e à rede em BT.

Assim, em cenários de forte produção distribuída em simultâneo com baixo consumo, é previsível um maior número de inversões do sentido de trânsito tradicional da energia (que, nessas situações, deixa de ser do nível de tensão mais alto para o nível de tensão mais baixo e poderá ocorrer em todos os níveis de transformação de tensão que envolvem a RND ou que são sua fronteira, a saber MAT/AT, AT/MT ou MT/BT), pelo que o operador da RND deverá ter em consideração não apenas a capacidade de receção da RND e as dificuldades técnicas que essa inversão pode acarretar, mas igualmente a capacidade de receção da RNT a montante dessa área de influência.

Neste sentido, a ERSE reconhece o esforço do operador da RND em disponibilizar em anexo informação sobre a capacidade das subestações AT/MT, identificando de um modo simples (mapa) onde estão as principais limitações da rede AT que derivam de eventuais limitações da RNT.

4.5 ANÁLISES DE RISCO E DE SENSIBILIDADE

Para além de procurar dar resposta às necessidades de rede, através dos projetos de investimento propostos, o operador da RND avalia o risco associado ao não cumprimento dos objetivos globais da proposta de PDIRD-E 2020 e ao não cumprimento dos objetivos traçados para cada vetor de investimento. O operador da RND refere que “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”.

A empresa desagrega o risco em diferentes categorias:

- Risco do Plano – risco de não se cumprirem os objetivos definidos pela estratégia de investimento, conforme enunciados para cada um dos vetores de investimento;
- Risco de portfólio – risco económico associado a um portfólio de projetos de investimento em redes de distribuição, atendendo à incerteza quanto à previsão de evolução da procura;
- Risco económico – risco de não cumprimento dos objetivos económicos associados a cada projeto de investimento;
- Risco de projeto – risco de não cumprimento dos critérios de planeamento de abastecimento das cargas

- 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

À semelhança das edições anteriores de PDIRD-E 2016 e 2018, a proposta de PDIRD-E 2020 adota a metodologia desenvolvida com base no estudo realizado pelo IST “Metodologias de Análise de Risco de Projetos de Investimento em Redes de Distribuição”, e apresentado em sede de PDIRD-E 2014.

Segundo o operador da RND, o risco associado a cada vetor estratégico de investimentos está intrinsecamente ligado ao não cumprimento dos seus objetivos, designadamente:

- Segurança de Abastecimento: garantir o abastecimento de todos os clientes, de acordo com os padrões de segurança e regulamentares;
- Qualidade de Serviço Técnica: 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: garantir a manutenção de um nível adequado de perdas técnicas na RND;
- Eficiência Operacional: garantir a redução de custos operacionais;
- Acesso a Novos Serviços: facilitar o acesso a novos serviços de rede.

O operador da RND adota a metodologia de análise de sensibilidade de rede quanto à segurança do abastecimento para diferentes cenários de evolução de consumos com elevada probabilidade de não excedência, concluindo-se que, para os projetos individuais, a unidade relevante é a área de influência do concelho e não o território nacional. Neste sentido, o operador simulou para além dos cenários inferior central e superior, um cenário com uma probabilidade de não excedência de 90%. O operador da RND refere que o facto de o PDIRD-E ser revisto a cada 2 anos permite ajustar a calendarização dos investimentos previstos para os últimos anos do horizonte do plano, e por isso, o risco de não cumprimento dos critérios de planeamento é negligenciável.

Quanto ao vetor QST, o operador relembra que os valores estimados assentam no pressuposto de que ocorram num ano médio, o que significa que se as condições meteorológicas se alterarem significativamente isso pode originar diferenças entre esses valores médios e os verificados, como provado nos anos em que ocorreram fenómenos atmosféricos extremos. No entanto, este risco é mitigado pelo

facto do RQS os classificar como eventos excepcionais, o que 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.”

Por outro lado, e ainda relacionado com fenómenos atmosféricos, o operador da RND refere os investimentos previstos ao nível do reforço da resiliência da RND para fazer face a fenómenos extremos, incluindo incêndios florestais. Refere ainda as intervenções previstas em termos de passagem de redes aéreas a subterrâneas em zonas mais expostas a eventos extremos.

Em termos de eficiência de rede, o maior risco é, segundo o operador da RND não se verificar o desempenho esperado no que diz respeito ao valor das perdas técnicas. Tal como no caso do vetor QST, este risco é afetado pela variação das condições meteorológicas verificadas em cada ano (nomeadamente no que diz respeito à produção de energia eólica), e ainda pelo ritmo de maior ou menor penetração de nova PRE.

Segundo o operador da RND, o risco de se verificarem valores para as perdas acima dos esperados está relacionado, por exemplo, com uma subestimação da taxa de evolução da procura, que sendo superior ao estimado, pode resultar em perdas superiores, em resultado do nível de investimento previsto não ser suficiente para contrariar o aumento das perdas associado a esse aumento dos consumos. Ainda assim, refere o operador que esse risco é mitigado através do ciclo de revisão do PDIRD-E que, ocorrendo de dois em dois anos, permitindo proceder à reavaliação das expectativas sobre o crescimento dos consumos, adequando-se o volume de investimentos e o objetivo das perdas.

Igual risco surge associado ao ritmo previsto de injeção de energia a partir de produtores renováveis, seja por um maior ritmo de concretização de projetos, seja pela maior disponibilidade das fontes energéticas primárias, como o vento, o sol ou a chuva. Como referido em várias seções da proposta, 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. Ainda assim, o operador da RND refere que os investimentos 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.

Já sobre os últimos 2 vetores estratégicos, segundo o operador da RND, o risco está associado à não redução de custos operacionais ou à não disponibilização de informação e serviços aos agentes, defendendo o operador da RND que a automação contribui para melhorar o desempenho da RND no que diz respeito à qualidade de serviço oferecida e para melhorar a eficiência operacional, podendo também 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 detecção do local de ocorrência de defeitos (minimizando o tempo de detecção de elementos avariados por inspeção das redes).

Refere ainda que os projetos de carácter inovador, pela sua natureza, possuem um risco tecnológico que pode ser considerado tolerável se existir uma monitorização e acompanhamento desses projetos. Em particular, no que diz respeito aos sistemas aplicativos, o operador da RND considera que o risco tecnológico é mitigado pelo desenvolvimento de arquiteturas resilientes e com redundância. Neste contexto, propõe o operador da RND que estes projetos sejam avaliados em pilotos, de âmbito mais reduzido, mitigando o risco associado à implementação dessas tecnologias, ao contrário de projetos que recorram a tecnologias maduras (caso dos Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações), em que os benefícios podem ser antecipadamente estimados, sendo tolerável o risco de não se materializarem as vantagens esperadas para este vetor.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE vê como positivo que a atual proposta de PDIRD-E tenha realizado uma análise de sensibilidade a diferentes cenários de procura, procurando analisar o impacto a nível local (concelho) em termos da calendarização. Apesar desta melhoria, a ERSE recomenda que a análise de sensibilidade deve ser realizada não só ao nível do consumo, mas igualmente ao nível da ponta de carga, para cada área de abrangência de uma dada subestação.

A ERSE recomenda que, para futuras propostas de PDIRD-E, se encontre uma forma de divulgar essa análise de sensibilidade, permitindo compreender melhor que face às alternativas estudadas, os projetos de investimento selecionados para a proposta de PDIRD-E correspondem aqueles que são mais urgentes e que apresentam uma melhor relação benefício-custo.

A ERSE realça ainda como positivo um maior detalhe na explicação sobre a metodologia e o processo de seleção de ativos a intervir no âmbito do programa “renovação e reabilitação de ativos”, tendo por base indicadores que permitam caracterizar a condição física dos equipamentos e as consequências associadas a probabilidade de falha no desempenho dos mesmos, segundo critérios objetivos, a necessidade de

substituição dos mesmos ou a sua manutenção em exploração, independentemente da sua idade contabilística. A ERSE sublinha, ainda, a expectativa de que no PDIRD-E 2022 possam ser quantificados os custos evitados com as ações de renovação/reabilitação.

4.6 CARACTERIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO SOBRE CUSTOS DE INVESTIMENTO

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta, para o período 2021-2025, informação económica relativa ao montante do investimento a realizar no período, desagregada individualmente por projeto de investimento, apresentando para cada projeto o custo total deste e a parcela a investir entre 2021 e 2025. Adicionalmente, aloca o custo de cada projeto aos diferentes programas de investimento e vetores de investimento. Deste modo, é possível identificar claramente qual o montante a investir não só por projeto, mas para o total de cada programa de investimento e para o total de cada vetor estratégico.

À semelhança da anterior proposta de PDIRD-E 2018 e ao PDIRD-E 2016 aprovado, a informação de custos é apresentada em termos de custos primários, encargos de gestão e estrutura (diretos e indiretos), e encargos financeiros, permitindo assim apurar o custo total de cada projeto de investimento, sendo disponibilizados os valores de investimento específico e não específico (este alvo de recomendação passada da ERSE).

No Anexo C é apresentada a informação sobre cada projeto individual de investimento e sobre os vários subprogramas de investimento, designadamente custo do projeto, a custos primários e custos totais, bem como a informação económica sobre benefícios esperados.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE regista como positiva a disponibilização de informação sobre a desagregação dos custos pelas diferentes naturezas, permitindo uma maior compreensão dos investimentos propostos, dando assim resposta aos vários comentários recebidos.

Já no que se refere à imputação de custos de cada projeto aos diferentes vetores estratégicos de investimento, o operador da RND mantém como prática alocar os montantes afetos a cada programa de investimento a cada vetor estratégico, adotando uma matriz de contribuições, atualizada de acordo com o estudo disponibilizado no Anexo H2. A ERSE regista como positiva a disponibilização de informação sobre a fundamentação da afetação de custos aos diferentes programas de investimento e vetores estratégicos.

A ERSE realça a necessidade de uma melhor fundamentação sobre o modo como são determinados os custos totais de cada projeto individual, disponibilizado nas fichas de caracterização, pois em % dos custos primários, os valores de encargos variam entre 1% a 100%, sendo que o valor médio para a globalidade dos projetos da proposta de PDIRD-E 2020 ascende a 30%. Esta fundamentação é essencial para que as análises sobre cenários de investimento associados a cada programa sejam isentas de erro, conduzindo a recomendações mais efetivas e eficazes.

4.7 ANÁLISE E COMENTÁRIOS SOBRE CARATERIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

Na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND descreve os principais impactos e benefícios associados aos vários vetores estratégicos, quantificando nas fichas individuais de cada projeto (Anexo C) os benefícios esperados ao longo da sua vida útil contabilística.

No seguimento da anterior recomendação da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND apresenta na atual proposta de PDIRD-E 2020 o resultado de um estudo recente levado a cabo pelo INESC TEC (Anexo H.2). Este procura monetizar os benefícios não só relativos à energia não distribuída (vetor “Qualidade de Serviço Técnica”) e redução de perdas (vetor “Eficiência de Rede”), já apresentados no passado, mas igualmente os benefícios associados à potência não cortada, ou seja, decorrentes do custo evitado pelo investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”, apresentando os benefícios esperados em termos de grandezas físicas e monetizando os mesmos, comparando-os com o valor de investimento. Para tal, atualiza o valor do investimento e o valor dos custos, para um período de 30 anos.

SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

No que diz respeito ao vetor “Segurança de Abastecimento”, o operador da RND inclui nesta proposta de PDIRD-E 2020 uma comparação do custo de “Energia Não Distribuída” (END) por não realização dos investimentos previstos associados ao vetor, e comparando os valores atualizados do investimento previsto com os custos esperados (valorizados a 3000€/MWh), bem como uma nova análise de sensibilidade de ($\pm 0,5\%$) à evolução da procura após 2026, ou seja, após o horizonte do plano.

Conclui o operador da RND 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, concluindo por isso, que os investimentos propostos são os adequados às necessidades da rede e ao cumprimento dos objetivos do vetor de investimento.

O operador efetua uma comparação semelhante no que diz respeito ao vetor “Eficiência de rede”, comparando o custo das perdas técnicas que resultariam de não realizar os investimentos propostos, onde se permite verificar que a partir de 2026 o custo das perdas ultrapassaria o investimento, pelo que se conclui pela necessidade de realizar já o investimento proposto.

QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

No que diz respeito ao vetor “Qualidade de Serviço Técnica”, os benefícios estão associados fundamentalmente ao indicador “Energia Não Distribuída”. Segundo o operador da RND, o valor deste indicador resulta da soma do valor de “Energia Não Distribuída”, resultante de interrupções de fornecimento, e do valor “Energia distribuída” que se prevê que venha a ocorrer em regime de sobrecarga das instalações ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar. De modo a desagregar os benefícios, são identificados quais os projetos associados à não degradação dos níveis de qualidade de serviço técnica já alcançados, decorrentes da concretização de projetos propostos para compensar a degradação natural da rede, e são identificados os benefícios decorrentes dos projetos de investimento destinados a melhorar os níveis atuais de qualidade de serviço.

Segundo o operador da RND, na quantificação global dos benefícios considerados, com impacto no vetor qualidade de serviço, os parâmetros utilizados para a avaliação dos projetos tiveram em conta os objetivos a atingir, pelo que foram utilizados diferentes indicadores (END, TIEPI MT, SAIDI MT e MAIFI MT). Refere o operador da RND que, globalmente, o benefício associado aos projetos de investimento com impacto no vetor “Qualidade de Serviço Técnica” representam, no fim do período 2021-2025, ganhos anuais de energia não distribuída da ordem de 5,16 GWh/ano, e uma redução de 3,39 minutos face ao valor de referência de 2018.

Monetização de benefícios

Com base no referido estudo, desenvolvido pelo INESC TEC, o operador da RND quantifica os benefícios monetizados decorrentes dos investimentos no vetor “Qualidade de Serviço Técnica” com base no conceito do impacto do não investimento, igualmente num horizonte temporal de 30 anos, incluindo as duas componentes do incentivo à QST. A primeira componente utiliza o conceito de evolução da END (com e sem investimento) diretamente relacionado 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.

Refere a proposta que *“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”*. O operador justifica esta conclusão e a monetização tardia com o facto de 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), e ainda com o facto do valor do incentivo (4M€) ser bastante inferior às necessidades de investimento estimadas para a manutenção dos níveis dos índices de qualidade de serviço.

No entanto, face às recomendações que a ERSE fez no seu último parecer à proposta de PDIRD-E 2018, de não degradação da qualidade de serviço técnica, o operador da RND propõe níveis de investimento elevados, mas que ele considera necessários para dar cumprimento aos objetivos de QST.

De referir, contudo, que a atual proposta de PDIRD-E 2020 não incluiu os benefícios relacionados com a redução de assimetrias de qualidade de serviço técnica entre zonas, alegando o operador da RND que a sua valorização em termos monetários é complexa.

EFICIÊNCIA DE REDE

Os benefícios associados ao vetor “Eficiência de Rede” estão diretamente associados ao nível de perdas elétricas nas redes de distribuição e ao “Incentivo para a redução de perdas globais nas redes de distribuição”, definido no Regulamento Tarifário.

A proposta quantifica os benefícios associados aos projetos de investimento propostos com impacto na eficiência da rede, referindo que os mesmos deverão representar no fim do período 2021-2025, ganhos anuais em energia de perdas na rede AT e MT de 120,3 GWh¹⁴.

Segundo o operador da RND, *“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”*, referindo ainda que *“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, e “... asseguram ainda compensação do aumento de perdas técnicas resultantes do aumento da procura (no cenário central de*

¹⁴ 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.

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”.

Monetização de benefícios

O operador da RND efetua a quantificação dos benefícios monetizados, realizando uma comparação semelhante à efetuada para o vetor “Segurança de Abastecimento”, comparando o custo das perdas técnicas que resultariam de não realizar os investimentos propostos, onde se permite verificar que o benefício derivado do investimento neste vetor tem um retorno bastante célere e elevado, evidenciando a sua racionalidade económica. De facto, a partir de 2026 o custo das perdas ultrapassaria o investimento, pelo que se conclui pela necessidade de realizar já o investimento proposto.

Assim, o operador da RND conclui que não só os níveis de perdas na RND são adequados, mas também que o nível de investimento proposto revela racionalidade económica, e é o adequado às necessidades da rede e cumprimento dos objetivos neste vetor.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Os benefícios associados ao vetor “Eficiência Operacional”, decorrem da realização de investimentos que potenciem a redução de custos operacionais, decorrentes da redução de tempos de interrupção e de um menor gasto com as equipas de manutenção. Incluem-se neste lote os que concretizem a incorporação na RND de ativos associados à necessidade de otimizar as comunicações e dar resposta à evolução tecnológica, adaptando a gestão da rede por forma a obter maior eficiência.

Os novos desafios que se colocam às redes de distribuição são muitos e variados, como os que decorrem de uma quota cada vez mais significativa de Produção em Regime Espacial (PRE), do aumento da penetração e utilização de veículos elétricos, da capacidade de armazenamento, da harmonização do diagrama de cargas, entre outros, exigindo um maior nível de monitorização da rede e dos seus componentes. Essa monitorização só é possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

Segundo o operador da RND, na proposta de PDIRD-E 2020, e no horizonte temporal 2021-2025 dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes, procurando 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.

Monetização de benefícios

No seguimento das recomendações da ERSE, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação dos benefícios associados aos vetores de investimento, foi introduzida como novidade na proposta de PDIRD-E 2020 a realização de um estudo com o INESC TEC com o objetivo de identificar e monetizar os benefícios decorrentes dos investimentos a realizar nos diferentes vetores.

A análise deste vetor tem por base a contribuição para a redução de custos operacionais, o estudo considera que os ganhos de eficiência operacional se relacionam com a quantidade de elementos de automatização na rede.

Segundo o referido estudo, a monetização dos benefícios incluiu duas componentes estimadas: a primeira refere-se ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI, e a segunda associada aos 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”.

Como resultado desse estudo, refere o operador da RND que este vetor se caracteriza por uma rápida recuperação do investimento, com benefícios acima do custo dos investimentos após 2035.

Como índice complementar, igualmente introduzido como novidade na proposta de PDIRD-E 2020, o operador quantifica as emissões de CO₂, considerando a evolução dos índices SAIFI e MAIFI com e sem investimento no vetor. No entanto, neste caso, o operador da RND não apresenta a sua monetização, alegando que não é relevante *“uma vez que a penalização paga é residual quando comparada com os restantes montantes dos benefícios analisados”*.

Finalmente, o operador da RND avalia se o montante de investimento que está a ser alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada, concluindo que para tal se verificar e para se justificar o nível de investimento proposto (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”*, e assumindo que atualmente essa redução é da ordem dos 2%.

ACESSO A NOVOS SERVIÇOS

Igualmente em resposta às recomendações da ERSE, o operador da RND procurou melhorar a metodologia de quantificação e monetização dos benefícios associados ao vetor “Acesso a Novos Serviços” (ANS). Segundo o estudo referido na proposta de PDIRD-E 2020 (Anexo H.2), a metodologia apresentada 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, o operador da RND monetiza os benefícios decorrentes dos investimentos neste vetor com base no custo com a END, consequência da incapacidade de fornecimento de energia pelos transformadores AT/MT e MT/MT, tal como adotado no vetor “Segurança de Abastecimento”. O benefício (no prazo de 30 anos) é então calculado, pela diferença relativamente aos custos com o aumento da capacidade de monitorização da rede derivado do investimento no vetor “Acesso a Novos Serviços”.

Segundo o operador da RND, os resultados do estudo demonstram que os potenciais benefícios ultrapassam claramente os investimentos previstos no Plano 2021-2025.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE regista como positivo, a continuação dos esforços realizados pelo operador da RND, designadamente junto de instituições académicas, para desenvolver novos estudos e aprofundar os já existentes, no sentido de fundamentar os resultados obtidos a nível da quantificação de benefícios, como um todo, mas em especial com o objetivo de monetizar os mesmos, procurando desse modo reforçar a transparência sobre a bondade dos investimentos e os benefícios que oferecem à sociedade.

Assim, a ERSE considera bastante positivo a incorporação no planeamento da RND de metodologias que permitam monetizar os benefícios associados quer ao vetor “Eficiência operacional” quer ao vetor “Acesso a Novos Serviços”, recomendando que continuem os trabalhos para que os resultados sejam mais sólidos.

A ERSE identifica, contudo, a necessidade de se refletir sobre a informação de benefícios monetizados associados ao vetor “Qualidade de Serviço”, uma vez que para os utilizadores e leitores da proposta de PDIRD-E 2020, não é compreensível o motivo de se realizar os investimentos propostos se não conduzem a benefícios superiores aos custos. Assim, recomenda rever os pressupostos subjacentes a esta análise, e

em especial a fundamentação qualitativa dos investimentos, que certamente conduz a uma conclusão diferente daquela que sugere a figura e os resultados.

Quanto à informação disponibilizada nas fichas de caracterização dos projetos de investimento, designadamente ao nível da monetização dos benefícios atrás referidos para alguns dos projetos de investimento individualizados (a proposta individualiza projetos de investimento acima de 500 mil euros), a ERSE reitera a sua recomendação já expressa em anteriores edições do PDIRD-E para que o operador da RND procure estender as boas práticas de monetização à generalidade dos projetos de investimento e não apenas a alguns, para que seja possível comparar os benefícios com os custos.

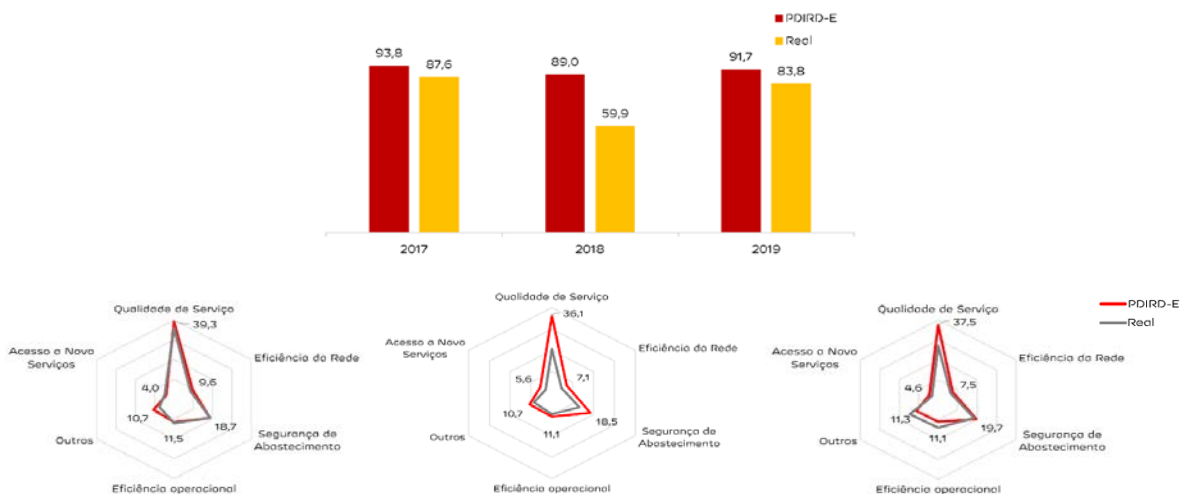
Em termos globais, a ERSE sublinha a importância da quantificação dos benefícios de todos os programas de investimento e respetivos projetos, para que seja possível acompanhar a implementação do plano e a evolução dos benefícios, nomeadamente os decorrentes da melhoria nos indicadores da qualidade de serviço, da redução de perdas nas redes e da redução dos custos operacionais do Operador da RND.

4.8 BALANÇO INTERCALAR

Introduzido pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2018, no seguimento de recomendação da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, e realçada em diversos comentários na respetiva consulta pública, o operador da RND efetua um balanço intercalar da execução dos projetos aprovados em PDIRD-E anteriores, nomeadamente do que já estejam concretizados e em exploração.

Neste sentido, no Anexo J da proposta de PDIRD-E 2020, é apresentado um balanço do investimento realizado entre 2017 e 2019, desagregada por ano e por vetor de investimento, e onde se verifica que neste período o valor global concretizado ficou abaixo do valor previsto no PDIRD-E 2016, plano que aprovou esses projetos. Este menor investimento pode ser mais facilmente constatado desagregando o investimento global anual por cada um dos vetores de investimento.

Figura 4-1 - Balanço comparativo entre o investimento previsto e concretizado



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

A ERSE realça a ausência de um balanço a nível dos resultados destes projetos, situação que é justificada pelo operador da RND pelo facto dos benefícios decorrentes da implementação dos projetos se prolongarem por um período alargado, podendo abranger um período de 30 anos, e, por isso, não ser possível quantificar os benefícios em edições consecutivas de PDIRD-E, ou retirar conclusões.

O operador opta assim por analisar os benefícios por vetor de investimento, em detrimento da opção por projeto individual, agregando aqueles projetos que contribuem para o mesmo objetivo (programa de investimento).

5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

5.1 MONTANTE GLOBAL DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

O operador da RND apresenta, ao longo da proposta de PDIRD-E 2020, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período de abrangência da proposta, 2021-2025, quer em termos globais, quer individualmente por projeto.

Com base nesta informação, o operador da RND classifica o investimento proposto de diferentes formas, permitindo associar cada projeto a um vetor de investimento, a um programa de investimento, a uma finalidade de rede¹⁵ e a uma zona geográfica. A análise global dos investimentos segundo estes diversos pontos de vista é apresentada nos próximos pontos do presente capítulo. Por sua vez, no ponto 6.1 aprofunda-se esta análise na perspetiva de cada vetor de investimento.

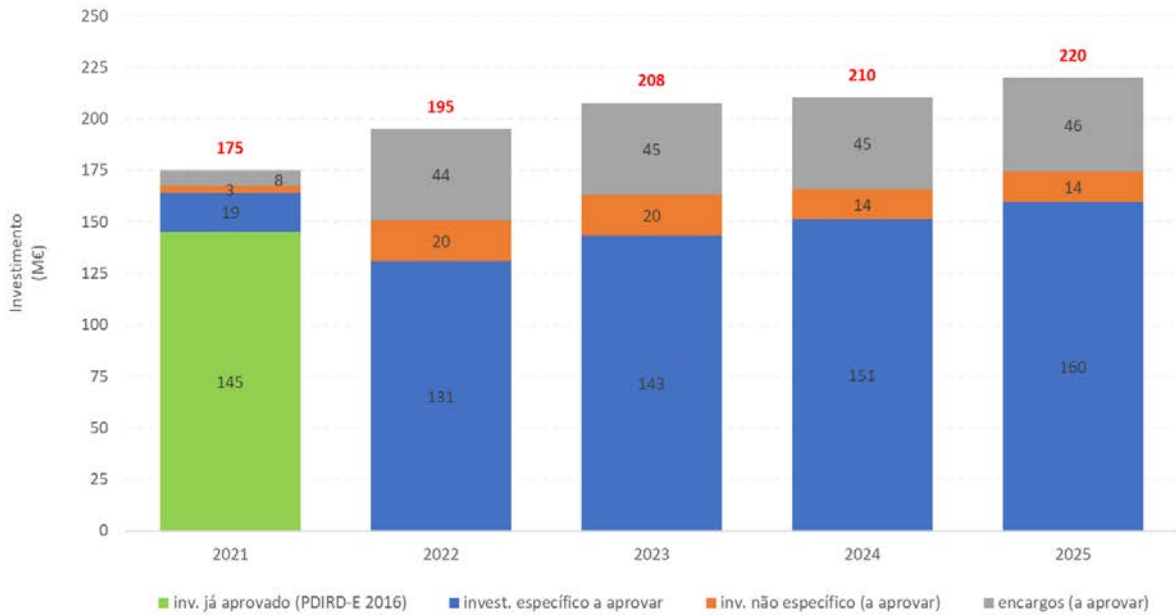
A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta igualmente informação detalhada sobre cada projeto de investimento, contendo a descrição física das obras, o custo total do projeto, o respetivo programa de investimento associado, a fundamentação do projeto e os benefícios esperados. É ainda disponibilizada informação sobre a desagregação temporal dos custos associados, desde o início até à conclusão de cada projeto (num horizonte mais alargado do que o horizonte da proposta de PDIRD-E, ou seja, antes de 2021 e depois de 2025).

Em termos globais, e a custos totais, a proposta de PDIRD-E 2020 em aprovação apresenta para o quinquénio 2021-2025 um cenário de investimento com um montante total que ascende a 1007,5 milhões de euros.

Do montante total proposto pelo operador da RND para o quinquénio 2021-2025, de 1007,5 milhões de euros (custos totais), importa referir que 145 milhões de euros relativos ao ano 2021 estão já aprovados em sede de PDIRD-E 2016, pelo que em aprovação na atual proposta está um montante de 862,5 milhões de euros (a custos totais). A Figura 5-1 apresenta a desagregação temporal do investimento aprovado e por aprovar (e a natureza de custo do investimento a aprovar).

¹⁵ As finalidades previstas na proposta de PDIRD-E 2020 são: Ligação à RNT; Ligação a instalações de consumo e de produção; reforço interno da RND; manutenção da melhoria de QS; Renovação e reabilitação de ativos; Automação de Subestações e modernização de SPCC

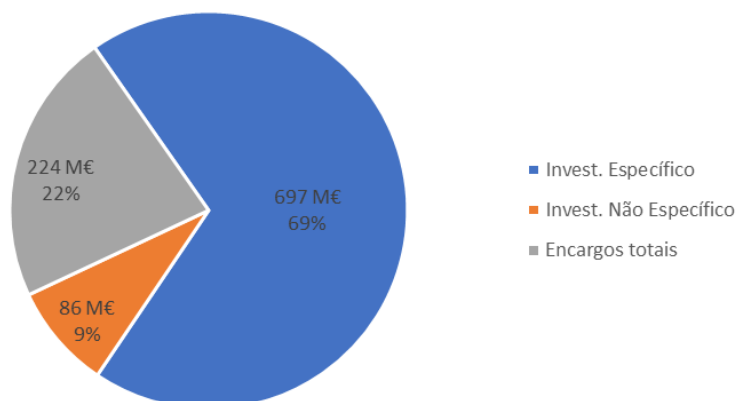
Figura 5-1 - Desagregação temporal dos custos totais de investimento por natureza



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND propõe um investimento total de 697,1 milhões de euros em investimento específico e 86,3 milhões de euros em investimento não específico (investimento total a custos primários de 783,4 milhões de euros) e ainda 224,3 milhões de euros relativos a encargos de estrutura e financeiros.

Figura 5-2 – Desagregação dos custos totais de investimento por natureza de custo



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Analisando apenas o investimento específico, o operador da RND desagrega o montante proposto em 697,1 milhões de euros de investimento a custos primários, 199,0 milhões de euros relativo a encargos diretos e encargos transversais, e 7,3 milhões de euros relativos a encargos financeiros. É ainda disponibilizada informação do montante total de participações financeiras (129,1 M€).

Já no que diz respeito ao investimento não específico, o operador da RND desagrega os 104,3 milhões de euros em 86,3 milhões de euros relativos a investimento a custos primários, sendo o restante investimento relativo a encargos diretos, transversais (16,5 M€) e financeiros (1,4 M€). A componente de CAPEX relativa aos investimentos não específicos totaliza assim 86,3 M€.

No global, a proposta de PDIRD-E 2020 refere um acréscimo total de CAPEX ao longo do período 2021-2025 de cerca de 654,4 milhões de euros, dos quais 568,0 milhões de euros relativos a investimento específico.

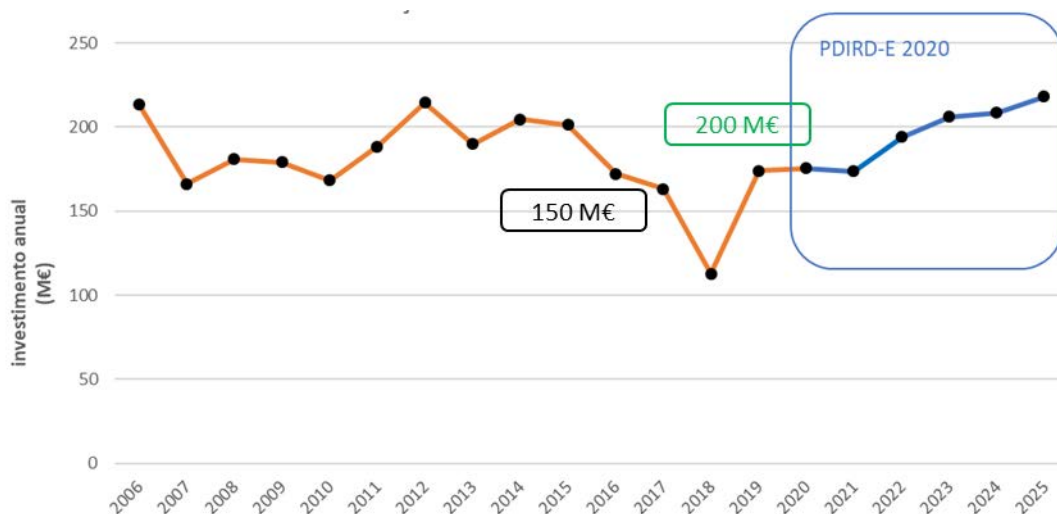
5.2 EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO

Em termos de investimento global, proposta de PDIRD-E 2020 representa um esforço de investimento face à anterior proposta de PDIRD-E 2018 e face ao PDIRD-E 2016, aprovado. Em concreto, é proposto pelo operador da RND a concretização de projetos de investimento num total de 1008 milhões de euros, acima dos 799 milhões aprovados em 2016 e igualmente acima dos 738 milhões de euros resultantes da proposta de PDIRD-E 2018, já ajustada com as recomendações do parecer da ERSE.

Por outro lado, este maior esforço de investimento significa ainda um acréscimo face aos valores de transferências para exploração registados ao longo dos últimos anos.

No período 2021-2025, é proposto pelo operador da RND um valor médio anual de 200 milhões de euros, que compara com uma média de 150 milhões de euros registado ao longo dos últimos 5 anos (Figura 5-3).

Figura 5-3 – Evolução do investimento na RND



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

5.3 ARTICULAÇÃO ENTRE PROPOSTAS DE PDIRD-E 2018 E 2020, E PDIRD-E 2016 APROVADO

A proposta de PDIRD-E 2020 traduz o segundo exercício de planeamento da RND após a aprovação do PDIRD-E 2016 pelo Concedente, a 26 de junho de 2018. Seguiu-se a proposta de PDIRD-E 2018, sobre a qual a ERSE emitiu o seu parecer a 5 de junho de 2019, mas que não foi aprovada.

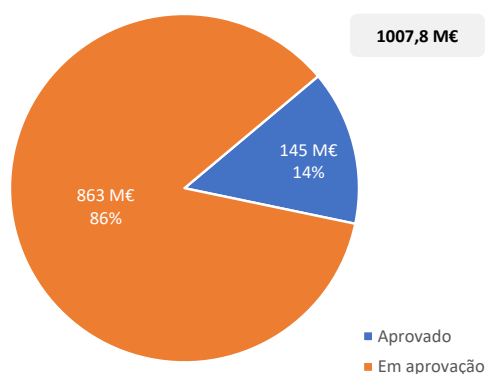
No parecer à proposta de PDIRD-E 2018, a ERSE deu um parecer globalmente positivo ao proposto, sem prejuízo de um conjunto de considerações, com destaque para o investimento no vetor “Qualidade de Serviço Técnica” (QST).

Assim, no seu parecer, a ERSE expressou a necessidade de não haver degradação da qualidade de serviço no horizonte 2019-2023, recomendando ao operador da RND que, para tal, reformulasse a proposta de modo a concretizar os projetos de investimento associados ao vetor QST, previstos no cenário superior de investimento (acréscimo de 16,6 M€ no triénio 2019-2021 face ao cenário central), mas compensando esse acréscimo com uma redução de 23,0 M€ nos anos 2022-2023, através da recalendarização de outros projetos que não fossem considerados urgentes e que não tivessem impacto na Qualidade de Serviço. Desse modo, ficava garantida a neutralidade tarifária.

O parecer da ERSE viria a ser considerado pelo operador da RND na elaboração da proposta final de PDIRD-E 2020, que segundo o mesmo beneficiou ainda do trabalho desenvolvido com a DGEG e das anteriores recomendações efetuadas pela DGEG e pela ERSE.

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta, assim, para o período 2021-2025, projetos que constavam no PDIRD-E 2016 aprovado (145 M€ a custos totais) e outros introduzidos na proposta de PDIRD-E 2018 (por aprovar), a que o operador da RND juntou agora novos projetos. Significa isso que na atual proposta não está em aprovação o montante total de 1007,8 milhões de euros apresentado na proposta de PDIRD-E 2020, mas sim 863 milhões de euros, que será objeto do Parecer da ERSE.

Figura 5-4 - Investimento total apresentado para o período 2021 a 2025 com desagregação dos valores já aprovados e dos propostos para aprovação



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2020

APROVAÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

A não aprovação da proposta de PDIRD-E 2018, antes da elaboração da proposta de PDIRD-E 2020 coloca um conjunto de restrições quer ao operador da RND, quer à ERSE enquanto entidade que deve realizar uma análise crítica às propostas, e que tem a responsabilidade de analisar e reconhecer, ou não, os custos dos projetos em sede de cálculo de tarifas.

Essas dificuldades foram sentidas pelo operador ao elaborar a atual proposta de PDIRD-E 2020, pois aquando da mesma adotou o pressuposto de que a sua proposta final de PDIRD-E 2018 viesse a ser aprovada, tendo por isso desagregado (Anexo F2) os projetos incluídos na proposta de PDIRD-E 2018¹⁶ dos novos projetos incluídos agora pela primeira vez.

¹⁶ O operador da RND identifica um montante, a custos primários, de cerca de 535 M€ de projetos já incluídos na proposta de PDIRD-E 2018 e 161 M€ de novos projetos apresentados pela primeira vez na proposta PDIRD-E 2020.

A não concretização dessa aprovação teve ainda o efeito de ser então necessário retroceder no processo de planeamento, para identificar os projetos aprovados em sede de PDIRD-E 2016, cujo último ano de aplicação é 2021, coincidente com o primeiro ano do horizonte do PDIRD-E 2020, que como referido, ascende a 145 milhões de euros (a custos totais).

Esta particularidade trouxe igualmente dificuldades à ERSE, pois ao mesmo tempo que decorria o processo de consulta pública à proposta de PDIRD-E 2020, recebeu 13 pedidos de parecer da DGEG, para análise de 16 projetos individuais previstos na proposta de PDIRD-E 2018 para os quais o operador da RND solicitava autorização para concretização, e cujas datas de entrada em exploração decorrem até 2021¹⁷. O montante total em causa ascende a 10,8 milhões de euros.

A ERSE analisou o conteúdo da informação relativa a cada pedido, e concluiu que todos estavam incluídos no volume de investimento para o qual a ERSE deu parecer globalmente positivo, suportado nos comentários recebidos durante a consulta pública, não analisando nem se pronunciando necessariamente sobre cada projeto individualmente. Admite-se ainda que, num cenário normal de aprovação da proposta de PDIRD-E 2018, os mesmos estariam já em fase de construção.

Não obstante, a ERSE reitera o seu comentário já expresso anteriormente em sede de resposta a outros pedidos de parecer a projetos individuais, que a solicitação da DGEG para a ERSE emitir parecer sobre o início de execução do projeto de investimento, à margem do PDIRD-E, bem como informação relativa à previsão do respetivo impacto financeiro nas tarifas, não se encontra prevista no enquadramento legal do planeamento da RND.

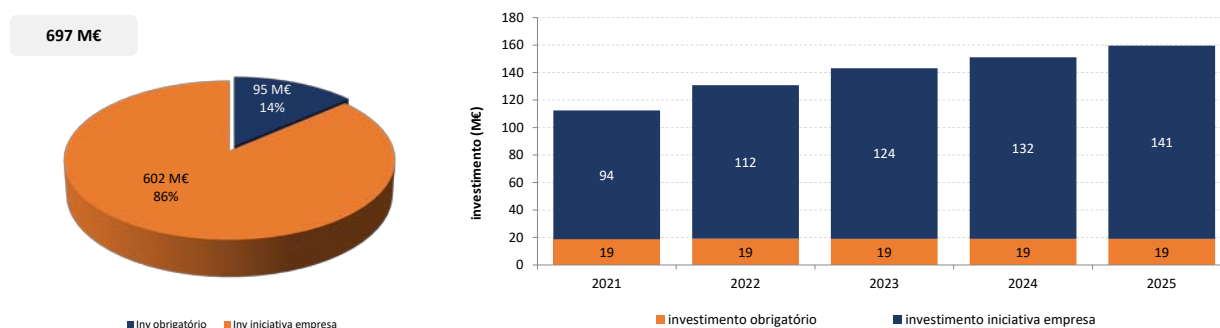
Assim, e em linha com os comentários recebidos, comuns às últimas consultas públicas, a ERSE sublinha a importância da aprovação atempada das propostas de PDIRD-E, para que o operador da RND possa concretizar o plano dentro da calendarização aprovada, minimizando-se o risco de não cumprimento dos objetivos nele traçados, por atrasos no início da execução de alguns projetos críticos.

¹⁷ Existem 6 projetos relativos a subprogramas de investimento, sem desagregação por projeto individual, que não terminam em 2021, mas que são transversais a todo o horizonte de cada PDIRD.

5.4 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO

Analisando o investimento específico proposto, a custos primários, o operador da RND desagrega os cerca de 697,1 milhões de euros em 95,1 milhões de euros em Investimento Obrigatório e 602 milhões de euros em Investimento de Iniciativa da Empresa. De salientar que este último grupo representa cerca de 70% do investimento total específico e compreende a quase totalidade dos programas de investimento descritos na proposta de PDIRD-E 2020.

Figura 5-5 - Investimento global a custos primários apresentado na proposta de PDIRD-E 2020 para o período 2021-2025



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

5.5 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR NATUREZA

5.5.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A proposta de PDIRD-E 2020 enquadra no Investimento Obrigatório a realização de projetos que dizem respeito à ligação às redes de novas instalações de consumo, incluindo loteamentos e urbanizações, e instalações de produção distribuída, nomeadamente a partir de fontes de energia renovável. São projetos que visam a criação de condições na rede para a alimentação dos consumos e receção da energia, e ainda o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão com os municípios. Segundo a proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND considera também incluído no Investimento Obrigatório a instalação de contadores nas redes de AT e MT, ainda que num programa de investimento autónomo do programa relativo ao restante Investimento Obrigatório.

Assim, no que diz respeito à instalação de contadores na RND, o operador da RND propõe investir um total de 6,5 milhões de euros ao longo dos 5 anos entre 2021-2025. Já no que diz respeito à restante parcela de

Investimento Obrigatório, é proposto um investimento de cerca de 88,6 milhões de euros. No total, o operador da RND propõe um investimento de cerca de 95,1 milhões de euros. O montante de participações financeiras, de acordo com a informação contida na proposta de PDIRD-E 2020, ascende a quase 129,1 milhões de euros entre 2021 e 2025, dos quais 48,7 milhões de euros são relativos a participações devidas pelo reforço de rede por parte de futuras ligações às redes de produtores¹⁸, cabendo o restante montante a ligações a instalações de consumo, num nível idêntico ao registado na anterior proposta de PDIRD-E 2018 (70-75 M€). A proposta de PDIRD-E 2020 não disponibiliza qualquer informação sobre participações em espécie, que na proposta de PDIRD-E 2018 ascendiam a 53 M€.

Desagregando o investimento por nível de tensão, o operador da RND justifica o investimento em MT na sequência de novos pedidos de ligação de instalações de consumo e pela necessidade de melhoria da eficiência na operação das redes, nomeadamente remodelações/alterações que decorram de ligações MT ou BT. Já os investimentos em AT estão principalmente relacionados com a ligação de novas instalações produtoras, destacando-se a produção a partir de fontes de energia renovável no seguimento das políticas energéticas nacionais.

Quadro 5-1 - Investimento Obrigatório previsto no período 2021-2025

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	Média últimos 3 anos	PDIRD 2021-2025					Total 2019 - 2023
		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	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	3,9
Eq. Acessórios	0,4	0,5	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

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

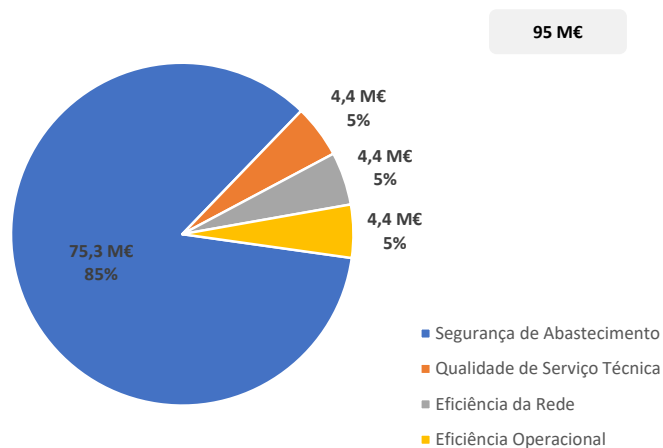
O investimento associado à ligação de clientes e produtores, designado Investimento Obrigatório, foi estimado a partir de um modelo de previsão desenvolvido com o INESC TEC e apresentado em PDIRD-E anteriores, tendo sido adaptado para este PDIRD-E 2020 integrando-se os efeitos previstos pela entrada em vigor da Diretiva n.º 10/2019, que aprovou os parâmetros relativos às ligações às redes de energia

¹⁸ Diretiva n.º 10/2019 Aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica e revoga a Diretiva n.º 18/2012, de 8 de novembro

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.

A quase totalidade dos custos associados ao Investimento Obrigatório, excluindo o associado à instalação de contadores na RND, é imputada ao vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento”, tal como se observa na Figura 5-5. De modo a dar mais destaque aos principais projetos, o operador da RND apenas individualiza projetos acima de 500 mil euros, agregando todos os restantes projetos abaixo desse limiar numa rubrica global para o programa de investimento, que totaliza 75 milhões de euros dos 89 milhões de euros a investir no programa investimento obrigatório.

Figura 5-6 - Distribuição dos custos em Investimento Obrigatório por vetor de investimento



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

5.5.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

A proposta de PDIRD-E 2020 identifica os 3 principais “fatores-chave” em termos de investimentos de iniciativa da empresa, são eles: “transição energética e expansão da rede”; “Controlo de rede e novos serviços” e a “resiliência de rede” que inclui a renovação de ativos para melhoria da qualidade de serviço.

O operador da RND propõe um total de 602 milhões de euros, relativo a todos os restantes investimentos que não sendo especificados como “investimento obrigatório”, são decididos pela empresa para dar resposta às suas obrigações como operador da RND, com base em critérios de seleção que deem resposta a um conjunto de necessidades prioritárias.

São cerca de 140 projetos individualizados por instalação e local e 40 projetos agrupados por subprograma apresentados de forma agregada (projetos abaixo de 500 mil euros ou ainda sem definição específica). Estes projetos são depois classificados segundo vetores estratégicos de investimento, programas de investimento, finalidades de rede e zona geográfica.

No que diz respeito aos projetos individuais, são na sua maioria transversais aos cinco vetores estratégicos de investimento, sendo classificados de acordo com um programa de investimento específico e subprograma. Cada projeto responde a uma determinada necessidade de rede e zona geográfica.

Para além do investimento específico referido acima, o operador da RND quantifica ainda o volume de investimento não específico, com um montante de cerca de 86,3 milhões de euros, o que representa um aumento de 55% face ao valor inscrito na proposta de PDIRD-E 2018.

5.6 CLASSIFICAÇÃO POR VETOR DE INVESTIMENTO

A proposta de PDIRD-E 2020 estabelece o plano de investimentos que assegura as funções principais do operador da RND, desenvolvendo a RND, assegurando a qualidade do serviço prestado e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede. Para tal, o operador da RND deve identificar e quantificar os recursos necessários para assegurar 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 de boas práticas ambientais.

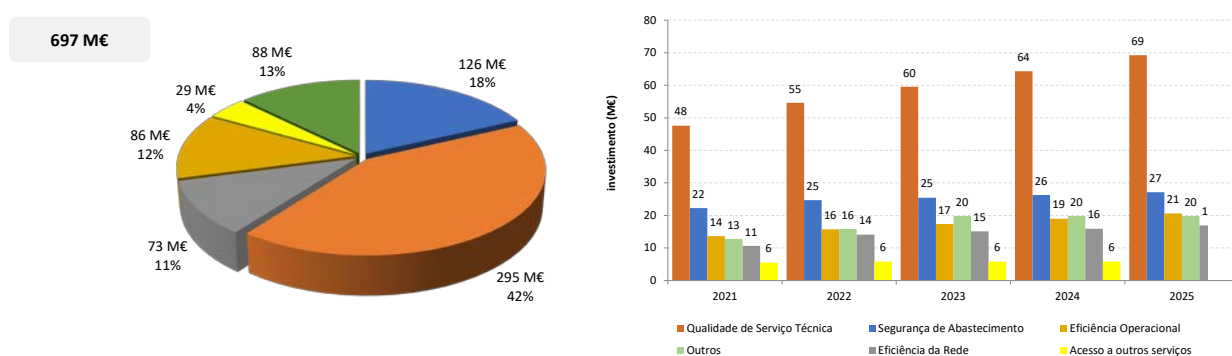
O exercício de identificação das necessidades de rede para efeitos de planeamento das redes, deve ser orientado por princípios e objetivos a atingir, e que suportam o desenvolvimento da rede, nomeadamente:

- O acompanhamento da evolução prevista dos consumos e potências de ponta das instalações, para que possa intervir na rede antecipadamente;
- A monitorização do desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica, nomeadamente pela redução das assimetrias entre regiões, fundamental para determinar as zonas da rede a intervir;
- O acompanhamento e avaliação do nível de perdas de energia na RND, selecionando todos os projetos com valia económica positiva considerando os benefícios em perdas;
- A quantificação da redução dos custos operacionais do sistema, decorrentes seja de uma maior automatização do processo operacional seja pela via da melhor utilização de ativos;

- A criação de condições de rede que permitam facilitar aos utilizadores da RND o acesso a novos serviços e desenvolvimento de uma rede cada vez mais inteligente.

Para dar resposta a estes desafios, e à semelhança das edições anteriores do PDIRD-E, o operador da RND classifica o investimento proposto segundo 5 vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento (SA); Qualidade de Serviço Técnica (QST); Eficiência da Rede (ER); Eficiência Operacional (EO) e Acesso a Novos Serviços (ANS).

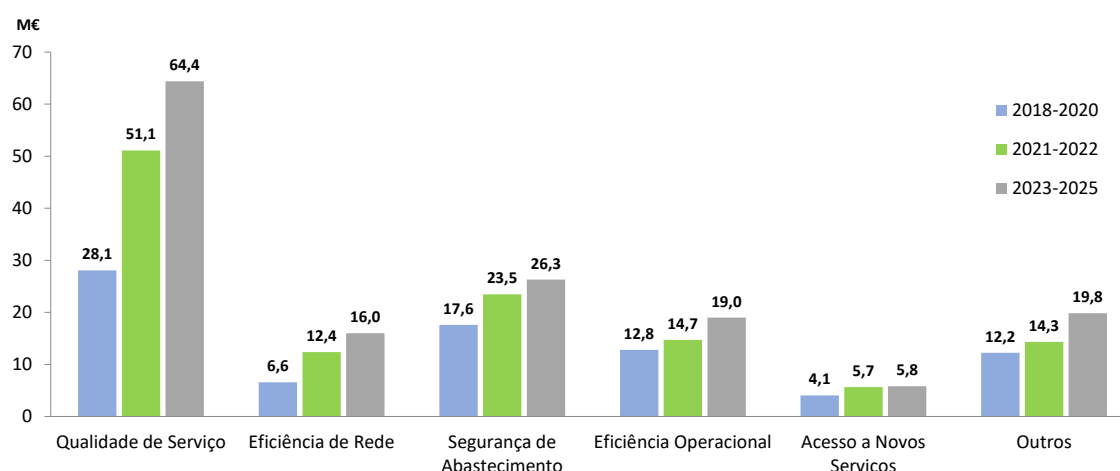
Figura 5-7 - Investimento de proposto para o período 2021-2025



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Dos dados apresentados pode verificar-se que existe uma clara maior imputação de custos ao vetor “Qualidade de Serviço Técnica” (QST) face aos demais vetores, com mais de 40% do investimento total, e cujo valor médio anual é próximo dos 60 M€ ao longo dos 5 anos. Em termos comparativos com o triénio 2018-2020, regista-se uma clara tendência de crescimento do investimento proposto para os 5 anos do PDIRD-E 2020 para todos os vetores estratégicos.

Figura 5-8 - Evolução do investimento proposto face ao triénio 2018-2020



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

5.7 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR PROGRAMAS DE INVESTIMENTO

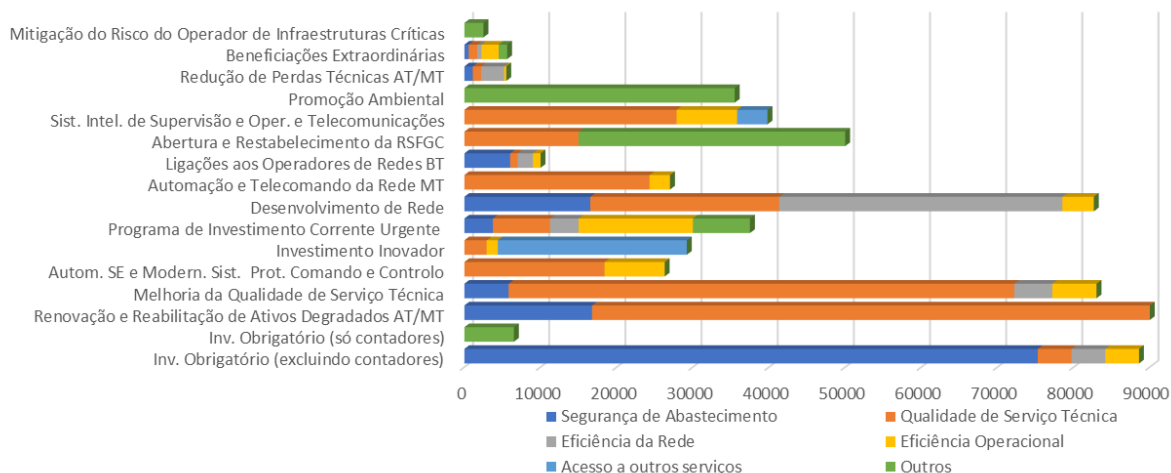
Numa classificação diferente, cada projeto de investimento é classificado pelo programa de investimento específico em que se insere. Os programas de investimento distribuem-se pelos diferentes vetores de investimento. Estes programas abrangem não apenas os projetos individuais, mas, igualmente, os projetos de âmbito nacional que não podem ser desagregados. No Quadro 5-2 identifica-se a contribuição de cada programa de investimento para os vários vetores de investimento, de acordo com a proposta de PDIRD-E 2020

Quadro 5-2 - Desagregação dos programas de investimento por vetor estratégico

Programas de Investimento	nº	Contribuição para os Vetores de Investimento de Iniciativa de Empresa						
		TOTAL 2021-2025 (M€)	Segurança de Abastecimento	Qualidade de Serviço Técnica	Eficiência da Rede	Eficiência Operacional	Acesso a outros serviços	Outros
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	1	88,6	85%	5%	5%	5%		
Inv. Obrigatório (só contadores)	1	6,5						100%
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	68	167,5	10%	60%	10%	20%		
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	14	83,0	7%	80%	6%	7%		
Desenvolvimento de Rede	37	82,7	20%	30%	45%	5%		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	1	50,0		30%				70%
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	15	39,8		70%		20%	10%	
Programa de Investimento Corrente Urgente	1	37,5	10%	20%	10%	40%		20%
Promoção Ambiental	1	35,5						100%
Investimento Inovador	3	29,2		10%		5%	85%	
Automação e Telecomando da Rede MT	16	27,0		90%		10%		
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	25	26,3		70%		30%		
Ligações aos Operadores de Redes BT	1	10,0	60%	10%	20%	10%		
Beneficências Extraordinárias	1	5,6	10%	20%	10%	40%		20%
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	3	5,5	20%	20%	55%	5%		
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	1	2,5						100%

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

Figura 5-9 - Desagregação do Investimento por programa de investimento



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Comparativamente com a proposta anterior de PDIRD-E 2018, o operador da RND propõe um aumento significativo no volume de investimento específico para o período 2021-2025. Mas este aumento não se distribui igualmente por todos os programas de investimento.

No quadro seguinte, apresenta-se os principais programas de investimento, e subprogramas, no caso da proposta de PDIRD-E 2020, sendo possível identificar um aumento considerável dos montantes em programas de investimento relacionados com a integração de produção renovável e com a melhoria da qualidade de serviço, incluindo investimentos associados ao reforço da resiliência de rede e à adaptação desta aos novos futuros projetos associados à transição energética.

Quadro 5-3 – Evolução dos principais programas de investimento

Programas de Investimento	PDIRD-E 2018 (M€)	PDIRD-E 2020 (M€)	Variação (M€)	Variação (%)
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	83,4	88,6	5,2	6%
Inv. Obrigatório (só contadores)	6,7	6,5	-0,2	-3%
Desenvolvimento de Rede	27,2	82,7	55,5	204%
> <i>Reposição da Capacidade de Receção da RND</i>		45,4		
> <i>reforços rede e novas SE AT/MT</i>		26,8		
> <i>Ligações RNT (novos injetores (PDIRT-E))</i>		4,2		
> <i>Reserva Operacional de Transformadores AT/MT</i>		4,0		
> <i>outros mix</i>		2,2		
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	17,5	50,0	32,5	186%
Promoção Ambiental	12,5	35,5	23,0	184%
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	17,4	39,8	22,4	129%
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	80,2	167,5	87,3	109%
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	57,5	83,0	25,5	44%
> <i>Melhoria redes MT de alimentação a PdE com pior QST</i>		75,6		
> <i>Reserva N-1 à falha injetor AT às cargas localizadas na cidade Lx</i>		4,2		
> <i>Garantia N-1 às sedes de concelho</i>		2,6		
> <i>outros mix</i>		2,3		
Programa de Investimento Corrente Urgente	28,0	37,5	9,5	34%
Automação e Telecomando da Rede MT	21,0	27,0	6,0	29%
Beneficiações Extraordinárias	5,0	5,6	0,6	12%
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	2,5	2,5	0,0	0%
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	5,5	5,5	0,0	0%
Investimento Inovador	29,6	29,2	-0,3	-1%
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	32,2	26,3	-5,9	-18%
Ligações aos Operadores de Redes BT	17,7	10,0	-7,7	-43%
Aquisição de Terrenos para Subestações	3,0		-3,0	-100%
	446,8	697,1	250,3	56%

Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

6 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

Como definido anteriormente, os objetivos dos projetos de investimento selecionados pelo operador da RND como os mais relevantes e contemplados na proposta PDIRD-E 2020 visam essencialmente assegurar a alimentação das cargas e a ligação a novos 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.

No entanto, o desenvolvimento da RND deve igualmente criar condições para que sejam atingidos os objetivos da política energética nacional (designadamente os estabelecidos no Plano Nacional Energia e Clima – PNEC 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica – RNC 2050) e as diretrizes europeias (*Clean Energy Package*).

Num contexto de transição energética com uma crescente eletrificação da sociedade e um recurso cada vez maior a fontes de energia sustentáveis, é fundamental dotar a RND de soluções que permitam conjugar por um lado a integração de produção renovável, mas por outro lado explorar as mais recentes tecnologias de digitalização e de comunicação, tornando a rede mais automatizada, permitindo com isso reduzir o número e a duração das interrupções, resultantes, por exemplo, de fenómenos externos à operação da rede (incêndios e tempestades).

É ainda fundamental que, fruto desta maior digitalização e automação da rede, com um potencial superior ao nível da comunicação entre os vários elementos da rede, seja possível uma gestão mais participativa dos consumidores, isoladamente ou enquanto comunidade, na gestão da mesma, sendo para isso fundamental que novos agentes que venham a constituir-se no fornecimento de novos serviços tenham acesso a mais informação, e, em conjunto com o operador da RND possam localmente otimizar a sua rede sem recurso a mais investimento em novos ativos (expansão da rede e da capacidade de transformação).

Neste sentido, o operador da RND considera que a atual proposta de PDIRD-E 2020 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.

Para tal, é fundamental manter a trajetória de melhoria de qualidade de serviço técnica, prestando particular atenção às crescentes necessidades identificadas de renovação dos ativos que atingem o fim da

sua vida útil, num contexto de maior exposição e dependência da rede, que impõem a transição para um nível superior de resiliência.

Segundo o operador da RND, a estratégia definida à volta dos 5 vetores estratégicos tem em conta:

- A evolução prevista dos consumos e das potências de ponta das instalações;
- A necessidade de Reposição da Capacidade de Receção de Nova Produção na RND;
- Os níveis de perdas na rede de distribuição;
- O desempenho das redes em termos de qualidade de serviço técnica e redução de assimetrias;
- Idade dos ativos e a necessidade imediata de os renovar;
- A necessidade de aumento da Resiliência da Rede, preparando-a para fazer face a fenómenos climatéricos extremos e reforçando a segurança cibernética e de comunicações;
- O aumento de inteligência na gestão otimizada da rede;
- A redução dos custos operacionais do sistema; e
- A necessidade de resposta ao conjunto de novos serviços ao consumidor inerentes à Transição Energética.

6.1 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NA MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

6.1.1 INVESTIMENTO GLOBAL EM QST

O investimento no vetor “Qualidade de Serviço Técnica” é orientado para melhorar os níveis globais de qualidade de serviço da RND, através não só da redução das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, mas também procurando manter controlado o risco de degradação das zonas melhor servidas, atenuando-se desta forma as assimetrias existentes. Além disso, o operador da RND deve procurar selecionar os projetos de investimento que permitam garantir o cumprimento dos objetivos de QST da rede nacional de distribuição, os quais satisfazem as exigências do Regulamento de Qualidade de Serviço.

Para tal, o operador da RND refere que o investimento proposto é essencialmente dirigido para:

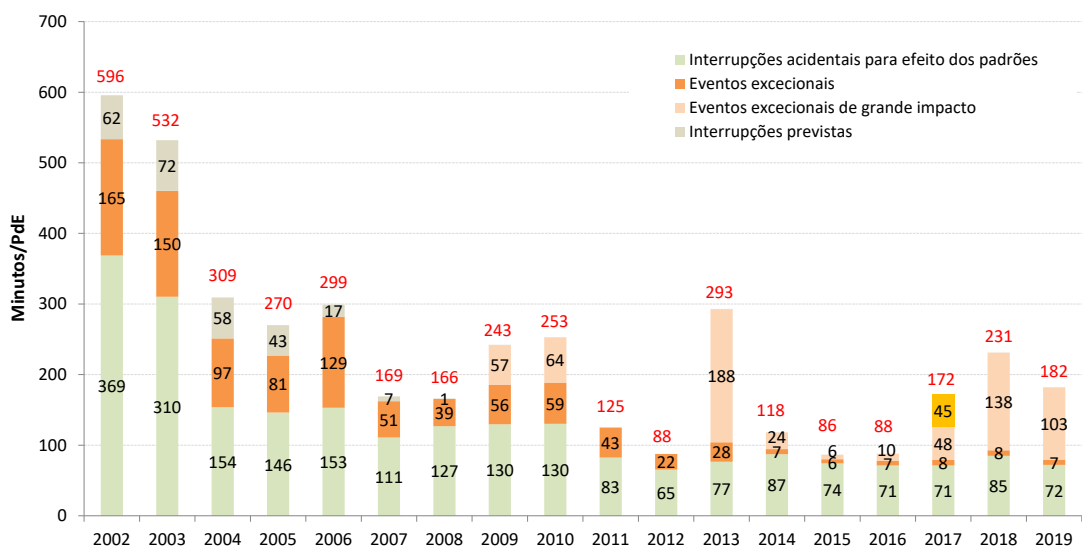
- Melhorar a qualidade de serviço global conseguida através da melhoria da continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos, reduzindo as assimetrias;
- Aumentar a resiliência das redes em zonas mais expostas a eventos meteorológicos extremos;
- Melhorar as redes de alimentação a pontos de entrega com pior qualidade de serviço;
- Reduzir o número de interrupções breves;
- Assegurar a qualidade da onda de tensão.

Como ponto de partida para a análise deste vetor de investimento, a Figura 6-1 apresenta a evolução anual da duração média das interrupções de fornecimento de energia elétrica ocorridas entre 2002 e 2019, contabilizada pelo indicador SAIDI MT. Para cada um dos anos são apresentados os contributos associados às interrupções previstas (que têm vindo a ser cada vez mais próximas do valor zero), às interrupções ocorridas como consequência de eventos meteorológicos extremos¹⁹ identificados nos últimos anos, às outras interrupções acidentais não consideradas para efeitos de comparação com os padrões de continuidade de serviço²⁰ e às interrupções acidentais consideradas para efeito de comparação com os padrões estabelecidos.

¹⁹ Os eventos meteorológicos extremos registados nos anos de 2009 (“Tempestade *Klaus*” que ocorreu nos dias 23 e 24 de janeiro e o temporal que ocorreu nas regiões do Oeste e Barlavento Algarvio no dia 23 de dezembro), de 2010 (“Temporal *Xynthia*” que ocorreu no dia 27 de fevereiro), de 2013 (“Tempestade *Gong*” que ocorreu no dia 19 de janeiro) e os incidentes que, após a entrada em vigor do RQS 2013, foram classificados pela ERSE simultaneamente como Eventos Excepcionais e Incidentes de Grande Impacto (“Tempestade *Stephanie*” que ocorreu nos dias 9 e 10 de fevereiro de 2014, a tempestade de vento com origem numa depressão do tipo “Gota fria” na região Atlântica a leste do Açores que ocorreu no dia 17 e 18 de outubro de 2015 e afetou Portugal continental, a tempestade de 10 e 11 de janeiro de 2016, a “Tempestade *Dóris*” que ocorreu entre os dias 1 a 5 de fevereiro de 2017, a “Tempestade *Ana*” que ocorreu nos dias 10 e 11 de dezembro de 2017, a “Tempestade *Emma*” que ocorreu entre os dias 27 de fevereiro a 2 de março de 2018, a “Tempestade *Gisele*” que ocorreu nos dias 14 e 15 de março de 2018, a “Tempestade *Leslie*” que ocorreu no dia 13 de outubro de 2018, a “Tempestade *Helena*” que ocorreu no dia 1 de fevereiro de 2019 e a “Tempestade *Elsa e Fabien*” que ocorreu entre os dias 18 a 23 de dezembro de 2019).

²⁰ Até 2013, os incidentes considerados devidos a casos fortuitos ou de força maior onde se excluíram os eventos meteorológicos extremos de 2009, 2010 e 2013 referidos acima e, depois de 2013, os incidentes classificados pela ERSE como sendo Eventos Excepcionais que não foram simultaneamente Incidentes de Grande Impacto.

Figura 6-1 - Evolução do indicador SAIDI MT



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta um montante de investimento alocado ao vetor Qualidade de Serviço Técnica que, a custos primários, ascende a 295 milhões de euros²¹.

Associado ao nível de investimento proposto, o operador da RND caracteriza o desempenho esperado da qualidade de serviço técnica da rede, sendo esperado uma melhoria dos níveis globais de qualidade de serviço técnica. Adicionalmente, o operador da RND inclui na proposta de PDIRD-E 2020 uma análise de sensibilidade com dois outros cenários de investimento, inferior e superior ao *Cenário base*, respetivamente associados a uma manutenção da qualidade de serviço, e a uma melhoria mais significativa dos níveis globais, tal como ilustrado no Quadro 6-1.

²¹ Importa notar que apesar deste montante ser alocado ao vetor QST, ele resulta não só de programas de investimento imputados maioritariamente ao vetor QS (acima de 60%), mas igualmente a outros programas que sendo associados a outros vetores, também contribuem para este vetor. A título de exemplo, nos 295 M€ alocados ao vetor QST, 237 M€ estão associados a 5 programas de investimento cujo peso no vetor QST supera os 60%, sendo os restantes 58 M€ de outros programas.

Quadro 6-1 - Cenários de investimento no vetor da QST

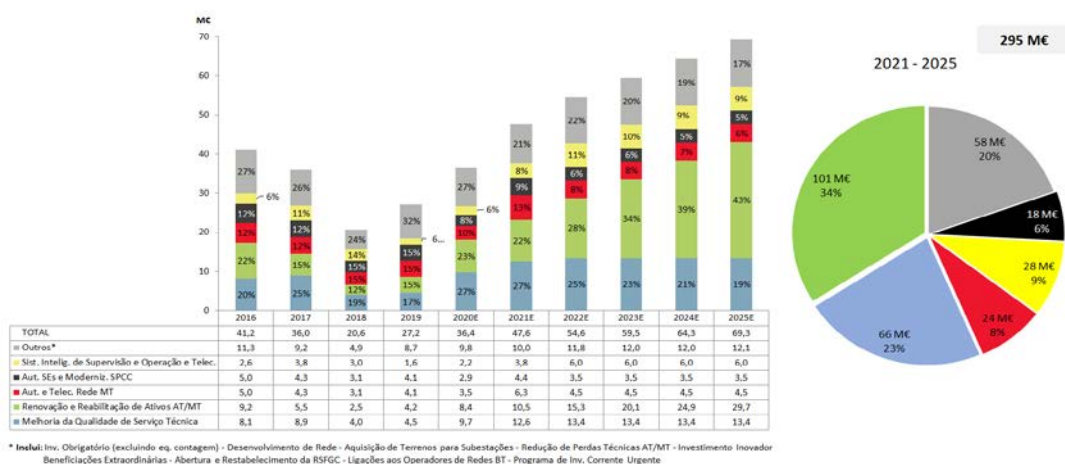
Cenário base	295 M€ (59 M€/ano)	<ul style="list-style-type: none"> - Melhoria da QST global esperada (-3,39min. NC=50%) - Continuar a redução das assimetrias regionais - Melhorar zonas pior servidas (Zonas C). - Manter qualidade de serviço das zonas melhor servidas (Zonas A e B)
Cenário inferior	247 M€ (49 M€/ano)	<ul style="list-style-type: none"> - Manutenção esperada da QST global (0 min. NC=50%) - Não permite reduzir assimetrias. - Mantém nível QST nas zonas A, B , C - Aumenta risco real de degradação das zonas melhor servidas (Zonas A e B)
Cenário superior	394 M€ (79 M€/ano)	<ul style="list-style-type: none"> - Melhoria mais acentuada da QST global (-8,19 min. NC=50%) - Melhora o nível QST nas zonas B , C - Permite continuar a reduzir assimetrias. - Menor risco real de degradação das zonas melhor servidas (Zonas A)

Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Para garantir esta melhoria nos níveis esperados de qualidade de serviço, o operador da RND reforça, nesta proposta de PDIRD-E 2020, o investimento no vetor *Qualidade de Serviço Técnica*, que mantendo o peso de 42% no total do investimento proposto, regista um aumento de 115 milhões de euros face à proposta de PDIRD-E 2018, com uma média anual de 59 M€/ano, o dobro do valor investido nos últimos 5 anos.

Do conjunto de programas de investimento que contribuem significativamente para a melhoria da qualidade de serviço, destacam-se os programas de investimento “Renovação e Reabilitação de Ativos” e o programa “Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica” que, no seu conjunto, representam cerca de 167 milhões de euros ou 57% do total investido no vetor, como se ilustra na Figura 6-2.

Figura 6-2 - Evolução do investimento no vetor QST (real e prevista entre 2021-2025)



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

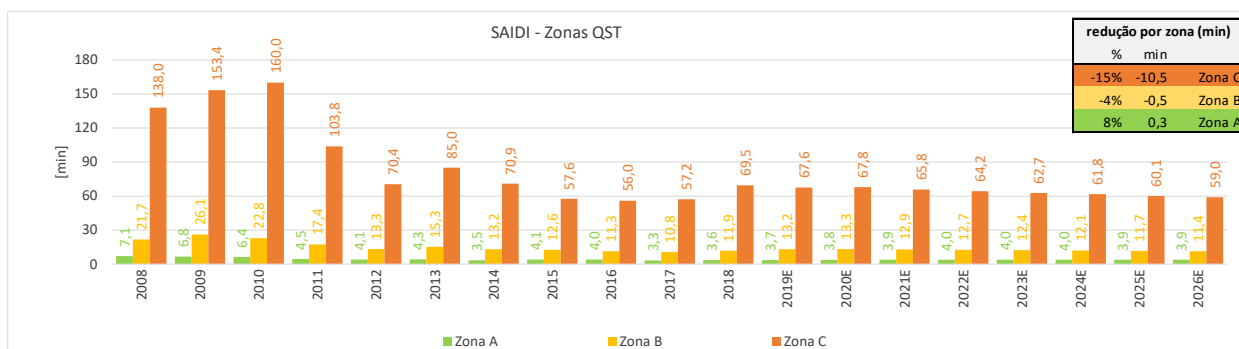
O operador da RND analisou o risco de não atingir os objetivos associados a cada vetor estratégico, concluindo que “tendo em conta a análise de sensibilidade efetuada, considera-se que a proposta de investimento apresentada neste Plano será a que melhor garante a adequação dos investimentos em Qualidade 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 da 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 QST;”

6.1.2 BENEFÍCIOS ESPERADOS

É referido pelo operador da RND que o esforço de investimento previsto para o vetor QST permitirá manter uma trajetória consistente de melhoria na qualidade de serviço, conseguida através da atuação sobre zonas com pior qualidade de serviço, atenuando-se as assimetrias existentes entre zonas. Em particular, é referido na proposta de PDIRD-E 2020 que se espera que este reforço de investimento permita reduzir o valor global de SAIDI MT em 3,39min, quer através da redução de assimetrias e de melhoria dos clientes pior servidos, em especial nas Zonas C (redução 5,7% ou 11 minutos no SAIDI MT), quer através da manutenção dos níveis atingidos nas Zonas A e B, como ilustrado na Figura 6-3.

Figura 6-3 - Evolução do indicador SAIDI MT por zonas de qualidade de serviço RQS



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Considerando a contribuição de todos os projetos, bem como a degradação dos indicadores da qualidade de serviço, o operador da RND refere que 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 entre 2021-2025. Refere ainda que, neste período, os investimentos propostos permitiriam um ganho médio anual líquido de SAIDI MT, proporcionado pelo investimento no vetor qualidade de serviço, de 1,68 min/ano, resultando numa redução de 8,40 minutos até 2025.

O operador da RND sublinha, contudo, que, devido ao agravamento do indicador SAIDI MT no triénio 2017-2019, o ganho esperado global será menor, resultando numa redução de apenas 3,39 minutos comparativamente com o valor de referência do anterior PDIRD-E 2018, conforme anteriormente referido.

Relativamente à quantificação dos benefícios em termos de Energia Não Distribuída (END), o operador considera a soma da “Energia Não Distribuída” resultante de interrupções de fornecimento e da “Energia Distribuída” em regime de sobrecarga das instalações ou com níveis de tensão inferiores ao valor regulamentar.

De acordo com a proposta de PDIRD-E 2020, globalmente, é esperado que os benefícios associados aos projetos de investimento com impacto na qualidade de serviço representem, no fim do período 2021-2025, ganhos anuais de 5,2 GWh de END, repartidos pela não degradação da qualidade de serviço já conseguida, como se observa no Quadro 6-2. Parte destes ganhos são resultantes da redução de interrupções, e os restantes resultantes da redução da exploração em regime de sobrecarga ou de variações de tensão, não respeitando os valores regulamentares.

Quadro 6-2 - Impacto dos investimentos no vetor QST(redução de END)²²

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

Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

O operador da RND refere ainda que os impactos globais dos projetos específicos de melhoria de qualidade de serviço correspondem a reduções do indicador SAIDI MT, incluindo a variação da degradação natural dos indicadores de qualidade de serviço que ocorreria na ausência total de investimento e estimada de acordo com a tipologia e localização da rede, antes e após a implementação dos programas de investimento propostos.

Adicionalmente a estas reduções relativas aos indicadores que contabilizam interrupções longas (com durações superiores a 3 minutos), a proposta de PDIRD-E 2020 prevê a redução do valor do indicador MAIFI MT, dos projetos apresentados. Recordar-se que este indicador está associado ao número de interrupções breves (com durações inferiores a 3 minutos) e a obrigação de divulgação dos seus valores anuais pelos operadores das redes está prevista no Regulamento da Qualidade de Serviço.

6.1.3 OBJETIVO RELATIVO AOS NÍVEIS DE QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA E ANÁLISE DE RISCO

A importância dada ao vetor da qualidade de serviço em toda a proposta de PDIRD-E 2020 é evidenciada pelo elevado peso relativo do investimento previsto para este vetor. O operador da RND propõe, para o próximo quinquénio, uma ligeira redução do investimento, garantindo, contudo, uma redução das assimetrias de qualidade de serviço técnica e melhorando a continuidade do fornecimento de energia aos clientes pior servidos.

O operador da RND refere que o investimento proposto para o vetor QST é satisfatório para assegurar a qualidade do serviço prestado e garantir a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede. No entanto,

²² 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

o vetor QST é identificado como sendo o que apresenta maior incerteza e cujo desempenho depende de fatores de risco não controláveis. Os fatores de risco identificados como podendo contribuir para a deterioração dos resultados de QST foram associados a:

- Fenómenos meteorológicos extremos – a ocorrência de fenômenos atmosféricos tem uma influência determinante na QST visto que cerca de 80% da rede elétrica é aérea;
- Fenómenos ambientais – a ocorrência de fenômenos ambientais devidos a avifauna tem uma influência determinante na QST devido a iniciativas promovidas para conservação de espécies que ocupam uma vasta extensão da rede elétrica;
- Fenómenos devidos a ação humana – a ocorrência de fenômenos devidos a ação humana, resultantes de atos de vandalismo, furto e sabotagem, tem uma influência determinante na QST, devendo a rede elétrica dispor de sensorização que permita detetar precocemente qualquer falha de monitorização ou atos de vandalismo, furto e sabotagem.

Por outro lado, apesar da incerteza inerente ao vetor de QST, a análise de risco efetuada na proposta de PDIRD-E 2020 conclui que o nível de risco de não cumprimento dos objetivos do PDIRD-E é tolerável. Contudo, considera-se que os investimentos previstos pelo operador da RND para a melhoria de QST, ainda que tornem a rede mais robusta em presença dos fenômenos identificados, não previnem completamente os seus efeitos em relação ao desempenho geral da rede.

6.1.4 MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO AOS CLIENTES PIOR SERVIDOS

Na proposta de PDIRD-E 2020, o operador da RND refere ter considerado o mecanismo de incentivo à melhoria de qualidade de serviço, aprovado pela ERSE, ao qual estão subjacentes dois objetivos: 1) promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica; 2) incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. O operador da RND prevê dar continuidade ao trajeto de melhoria contínua dos indicadores de continuidade de serviço através da redução das assimetrias, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, sem que isso implique uma degradação nas melhores zonas de qualidade de serviço.

Na proposta de PDIRD-E 2020, foram definidos objetivos por região, tendo por base os valores padrão de SAIDI MT, e estimadas as necessidades de investimento para redução das assimetrias. A identificação das saídas de média tensão que alimentam os pontos de entrega com pior qualidade de serviço técnica é importante para o desenvolvimento de planos de atuação que permitam melhorar a continuidade do seu fornecimento.

A ERSE concorda com a prioridade que a proposta de PDIRD-E 2020 atribui a este objetivo, visando a melhoria da continuidade de serviço aos clientes piores servidos.

6.1.5 REDUÇÃO DO NÚMERO DE INTERRUPÇÕES BREVES

Apesar da obrigação de registo e reporte de informação relativa às interrupções breves (entre 1 segundo e 3 minutos), nomeadamente quanto ao indicador MAIFI (indicador “Frequência média de interrupções breves do sistema” - sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa “*Momentary Average Interruption Frequency Index*”), por parte dos operadores das redes, apenas ter sido imposta com a entrada em vigor do RQS 2013 aprovado pela ERSE, existem dados disponíveis para o MAIFI MT na RND desde 2011, que são apresentados no Quadro 6-3.

Quadro 6-3 - Evolução do indicador de interrupções breves na rede MT (MAIFI MT)

Ano	MAIFI MT (int./ano)
2011	17,61
2012	12,46
2013	12,96
2014	13,06
2015	10,19
2016	10,40
2017	9,10
2018	11,57
2019	9,28

Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

De acordo com a proposta de PDIRD-E 2020, no período 2021-2025, o operador da RND tem o objetivo de reduzir o indicador do número de interrupções breves (MAIFI MT). Para a concretização deste objetivo, os maiores benefícios para este indicador advirão de diversos investimentos, um dos quais é o associado ao programa “Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo”.

Para além destes investimentos que respondem a diversos objetivos em simultâneo, a análise da proposta de PDIRD-E 2020 permite verificar a existência de investimento dedicado ao objetivo de reduzir o número de interrupções breves e que esse investimento será localizado em pontos da rede identificados com base numa combinação entre o desempenho atual da rede e a vulnerabilidade de alguns clientes a este tipo de interrupção (com especial atenção para os clientes industriais).

6.1.6 GARANTIA DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

O operador da RND refere que o investimento apresentado na proposta de PDIRD-E 2020 relativo ao vetor QST inclui o objetivo de garantir a qualidade da onda de tensão. No entanto, da análise aos objetivos dos investimentos propostos, não é clara a identificação de investimentos que explicitamente refiram a intenção de contribuir para a melhoria da qualidade de energia elétrica.

Refira-se ainda que relacionado com este objetivo de garantir a qualidade da onda de tensão surge, na proposta de PDIRD-E 2020, a indicação de que todas as novas subestações e remodelações de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo terão capacidade de monitorização permanente da qualidade de energia elétrica, no sentido de dar cumprimento ao estabelecido no RQS, em termos de metas de cobertura dessa monitorização.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Os resultados alcançados em termos de melhoria da QST, quer em termos globais, quer em termos de melhoria dos clientes pior servidos, com um foco na redução de assimetrias entre regiões, só foi possível em resultado da concretização dos investimentos propostos e aprovados nos PDIRD-E 2014 e 2016.

O operador da RND, suportado em estudos internos, aponta que, para manter os níveis de qualidade de serviço alcançados, é necessário investir em média cerca de 50 a 70 M€ por ano em projetos que visem, por um lado, a renovação de ativos com maior probabilidade de falha, mas igualmente recorrendo a um conjunto de programas de investimento associados a novas tecnologias e à implementação de soluções de automação de rede, baseadas num sistema de comunicações eficaz. Não é por isso surpreendente o valor proposto de cerca de 60 M€ anuais, a custos primários.

Apesar da melhoria alcançada em Portugal nos últimos anos em termos de continuidade de serviço ter permitido atingir a média dos países europeus, uma inversão desta tendência acarretaria consequências negativas com reflexos para o futuro, resultando numa redução de competitividade e produtividade da nossa indústria e serviços, e uma degradação na qualidade de vida percebida pelos clientes domésticos, que dificilmente seriam aceites.

A ERSE concorda no geral com a fundamentação do investimento proposto pelo operador da RND, sem prejuízo das recomendações escritas neste parecer sobre alguns programas de investimento com impacto no vetor QST.

A ERSE considera, por isso, fundamental garantir as condições de rede que, pelo menos, garantam, em média, a manutenção dos níveis de qualidade de serviço técnica já alcançados, melhorando os clientes pior servidos e minimizando a deterioração dos clientes melhor servidos, tal como expresso na consulta pública em que foi realçado por vários participantes que deveria haver uma aposta na melhoria da qualidade de serviço nas zonas C, aproximando-as do desempenho das zonas A e B, criando condições para que se possa alavancar o desenvolvimento da atividade económica local e regional, em particular em zonas de menor densidade populacional.

A ERSE chama, contudo, a atenção para a necessidade de o operador da RND melhorar a informação disponibilizada na atual proposta de PDIRD-E 2020, na medida em que alguma informação sobre benefícios esperados em termos de redução de END, redução de SAIFI MT e do número de interrupções não é apresentada, ao contrário do que sucedia nas anteriores propostas de PDIRD-E.

Adicionalmente, estando em 2020, tendo disponíveis valores reais até 2019, a ERSE recomenda fortemente que o operador da RND atualize o estudo efetuado, devendo considerar como valor de referência o SAIDI MT registado em 2019, uma vez que os valores reais registados nos últimos anos já se encontram abaixo dos do valor de referência (2017), o que não facilita a compreensão pelo leitor da redução de SAIDI MT identificada na proposta.

ILHAS DE QUALIDADE DE SERVIÇO

De entre os comentários recebidos durante a Consulta Pública n.º 91 da ERSE, existem dois potenciais promotores que identificam dois parques empresariais diferentes onde pretendem ver aplicados o conceito de “Ilha de Qualidade de Serviço” superior, estabelecido no Artigo 15.º do RQS, e o “Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço”, estabelecido no Artigo 25.º-A do RARI.

A ERSE já recebeu um pedido de Parecer da DGEG para uma dessas situações, relativa à construção de uma nova subestação AT/MT e reformulação da rede MT local que alimenta o referido parque empresarial.

A ERSE analisou a documentação preparada pelo promotor e pelo operador da RND e realizou diversas interações com cada um deles, no sentido de esclarecer e validar a informação técnica e financeira, prevista no RQS e no RARI como necessária para que a proposta possa ser classificada como Ilha de Qualidade de Serviço Zona A e ser candidata ao referido mecanismo.

Da análise realizada, a ERSE verificou os méritos da solução técnica proposta, concluindo que, face às características técnicas do projeto, o parque empresarial em apreciação, depois de construídas as infraestruturas elétricas apresentadas, poderia ser classificado como uma Ilha de Qualidade de Serviço Zona A, ao abrigo do Artigo 15.º do RQS.

Por outro lado, a ERSE analisou a informação disponibilizada sobre a viabilidade económica do projeto e concluiu que, a concretizar-se a totalidade o consumo previsto pelo promotor, os custos de investimento seriam totalmente recuperados pela receita gerada pelas tarifas pagas pelo novo consumo. Esta conclusão permite validar uma das condições indispensáveis para aplicação do mecanismo previsto no Artigo 25.º A do RARI.

No entanto, a ERSE também verificou que a proposta submetida não incluía qualquer solução, apresentada pelo promotor, que corresponda ao instrumento financeiro de cobertura de risco, também previsto no mesmo artigo do RARI, que permitirá garantir que o projeto de investimento em causa não conduz ao aumento de custos ou de risco, a suportar pelos restantes consumidores ligados ao SEN.

Nessas condições, a ERSE informou todos os envolvidos que, apesar de todos os méritos identificados, não estava em condições de poder dar um parecer positivo ao pedido submetido pela DGEG. Mostrando o seu empenho para contribuir para a resolução desta e de outras situações semelhantes, foram posteriormente promovidas reuniões envolvendo variados organismos, que se espera que permitam alcançar o objetivo.

A ERSE reafirma que o conceito da de “Ilha de Qualidade de Serviço” superior e o “Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço” são duas boas ferramentas, previstas nos seus regulamentos, para ajudar a atrair consumos de entidades empresariais que valorizem um nível de qualidade de serviço superior ao que se encontra estabelecido na zona onde se pretendem instalar. No entanto, também reafirma o seu compromisso de que velará no sentido de que uma concretização desses projetos de investimento, não conduzirá ao aumento de custos ou do risco que irão ser suportados pelos restantes consumidores ligados ao SEN.

6.1.7 AUMENTO DA RESILIÊNCIA DE REDES

No contexto de crescente importância das redes elétricas como elementos transversais centrais às restantes infraestruturas críticas à descarbonização da economia e à transição energética, é importante garantir a maximização da resiliência das redes, no sentido de que estas sejam robustas e capazes de fazer face a desafios externos, minimizando os impactos em termos da qualidade do serviço prestado.

Em termos gerais, pode considerar-se que a resiliência das redes elétricas é focada em três elementos - prevenção, recuperação e capacidade de sobrevivência – e relaciona-se essencialmente com eventos de baixa frequência ou probabilidade e de muito elevado impacto, tal como, por exemplo, os incêndios florestais, temporais (eventos climáticos extremos) ou os ataques cibernéticos (crescentes com o aumento da digitalização), eventos que têm vindo a ganhar especial relevância e são cada vez mais uma componente crítica na gestão dos riscos e resiliência das comunidades, e para os quais a mitigação dos seus impactos constitui a melhor forma de adaptação.

No âmbito do PDIRD-E 2020 o tema da resiliência, comporta 2 tópicos: Gestão da Vegetação (impacto das linhas aéreas e a opção subterrâneo) e Tecnologias de comunicações e informação.

Para fazer face a estes desafios, o operador da RND propõe um investimento de cerca de 96 milhões de euros (custos primários), destinados a progressivamente converter 1500 km de rede de distribuição aérea em rede subterrânea, aumentando o peso da rede subterrânea²³, que atualmente representa cerca de 20%, um valor bastante inferior à média das redes dos restantes países europeus, que se situa em 48%, ligeiramente acima do peso da rede subterrânea espanhola (44%).

Em resposta ao segundo desafio, relacionado com a cibersegurança da rede, o operador prevê um investimento de 35 milhões de euros nos programas “Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações” e “Investimento Inovador”, destinado ao aumento da resiliência relacionada com a gestão dos sistemas e segurança de rede, quer física que de telecomunicações.

PROJETO LOURIÇAL

Na sequência da tempestade Gong, ocorrida em 2013, em que se registaram graves prejuízos resultantes de cortes no abastecimento de eletricidade na sequência de quedas de árvores de grande dimensão sobre linhas elétricas em AT e MT, o operador realizou vários estudos em parceria com várias instituições com o objetivo de identificar zonas sensíveis a impactos nas redes e selecionar medidas que mitigassem o risco associado a fenómenos atmosféricos extremos, designadamente medidas de gestão da zona florestal (zona “*buffer de gestão e risco*”) para as áreas localizadas junto a faixas de proteção regulamentar nas zonas das linhas elétricas.

²³ Segundo o operador da RND, do total de 1500 km de rede subterrânea AT/MT, 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.

Com o objetivo de validar essas medidas identificadas pelos estudos, o operador da RND deu início ao denominado “Projeto Piloto do Louriçal”, incluído pela primeira vez na proposta de PDIRD-E 2014, e aprofundado ao longo dos PDIRD-E 2016 e PDIRD-E 2018, num montante de 1,8 milhões de euros, a concluir até 2018, prazo que viria a ser prolongado no tempo.

No essencial, no PDIRD-E 2016, e na sequência da experiência e resultados decorrentes da implementação do projeto piloto, o operador da RND estabeleceu um plano de ação para o aumento da resiliência das linhas aéreas em AT e MT, abrangendo 43 concelhos numa área de cerca de 1.500 km da RND, propondo um subprograma de investimento denominado “Aumento da Resiliência das Linhas Aéreas”. No entanto, no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, a ERSE considerou prudente aguardar pela conclusão do projeto-piloto do Louriçal de forma a aferir os reais benefícios dos investimentos propostos antes de se evoluir para o subprograma proposto.

Já na proposta de PDIRD-E 2018, o operador da RND apresentou uma recalendarização dos projetos de investimento no âmbito desse subprograma, fundamentados pelo sumário executivo do relatório solicitado no parecer da ERSE, onde descreveu sucintamente os resultados alcançados até então.

Na atual proposta de PDIRD-E 2020, o operador atualizou a informação sobre os resultados do projeto piloto, propondo uma alteração da metodologia, e aplicando a nova metodologia a duas das linhas MT do piloto, numa zona de alto risco, para demonstrar os méritos dos investimentos efetuadas.

Conclui o operador da RND (Anexo H.7), que a análise custo-benefício efetuada à concretização dos dois projetos, em termos de número de interrupções e duração para cada uma destas linhas comparado com linhas vizinhas ao longo do período 2015-2019, justifica a decisão do investimento e os méritos do subprograma “Aumento da resiliência da rede”.

6.1.8 PROGRAMA DE RENOVAÇÃO E REABILITAÇÃO DE ATIVOS

O programa de investimento “Renovação e reabilitação de ativos” é um dos principais programas no processo de planeamento e desta proposta de PDIRD-E 2020.

A comprovar esta afirmação está o facto de este programa ser fundamental para atingir objetivos em vários vetores de investimento, seja em termos de qualidade de serviço, associado diretamente às falhas de desempenho dos ativos (com reflexo nos custos operacionais), seja em termos de segurança de abastecimento dos consumos e de receção da produção. Tal contribuição é patente na matriz de

contribuições, com 60% alocado ao vetor QST, 20% alocado à ao vetor “Eficiência Operacional”, com o remanescente associado em igual peso (10%) a “Segurança de Abastecimento” e “Eficiência de Rede”.

Nesse sentido, o operador da RND propõe um montante de 167,5 milhões de euros (a custos primários), cerca de 25% do investimento total específico proposto para o período 2021-2025.

Este montante, além de ser muito superior ao de qualquer outro programa de investimento, representa o dobro do alocado ao mesmo programa na anterior proposta de PDIRD-E 2018, revelando um crescimento muito superior ao próprio crescimento do montante alocado ao vetor QST (+65%) e do montante global de investimento específico das 2 propostas de PDIRD-E (+55%).

O operador da RND explica este crescimento, pela idade avançada dos ativos, a grande maioria deles comissionada nos anos 80, e que tenderão a ter uma maior probabilidade de falha num futuro próximo, levando a prever-se um crescimento da necessidade de renovação mais intensiva nos próximos 10 anos.

Em particular, o operador da RND refere que, por exemplo, no caso de Transformadores de Potência (TP), a idade média ronda os 31 anos, recordando que subsistem 124 TP anteriores a 1975. No anexo H5, é detalhado o modelo PATH relacionado com a renovação de TP, e que conduziu à proposta do operador da RND de renovação de cerca de 18 TP num investimento total de 8 M€.

No entanto, o operador da RND propõe uma estratégia diferenciada para cada classe de ativos, permitindo um maior envelhecimento nuns casos do que noutros, em linha com o adotado na proposta de PDIRD-E 2018 (ver Anexo H4 “Fundamentação dos valores de investimento necessários para a renovação e reabilitação de ativos nas redes de MT e AT”).

De modo resumido, o operador da RND propõe um nível de investimento que conduz ao envelhecimento de 1 ano para redes aéreas AT (22 M€, 28 anos), transformadores de potência AT/MT (21,9 M€) e disjuntores MT (23,4 M€, 19 anos), aceitando 2 anos para redes subterrâneas AT (5,6 M€, 19 anos), disjuntores AT (19 M€, 24 anos) e equipamento de telecomando MT (10,6 M€). Por outro lado, considera que é imprescindível propor investimentos que conduzam à manutenção da idade média do equipamento URT/SPCC (29,8 M€) e rejuvenescer em 1 ano o equipamento de baterias de condensadores (1,5 M€) e Sistemas de alimentação CC (4,3 M€).

Importa ainda realçar que para além deste investimento no programa dedicado, o operador da RND apresenta a contribuição de cada um dos restantes programas para a renovação de ativos (por exemplo, o

investimento em novas subestações para reposição da capacidade de recepção, traduz-se numa diminuição da idade média das classes de ativos que a compõem – TP, disjuntores, etc.).

Quadro 6-4 – Contribuição dos vários programas de investimento para a renovação de ativos

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	10%
Desenvolvimento de Rede	1,7	2,6	2,7	5,4	12,4	3%
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	7,9	8,4	8,4	16,8	41,5	11%
Automação e Telecomando da Rede MT	2,8	2	2	4	10,8	3%
Promoção Ambiental	2,1	4,8	8,4	16,7	32	8%
Autom. de SE's e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	5,7	4,5	4,5	9	23,7	6%
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,2	0,2	0,2	0,3	0,9	0%
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	17,5	25,5	33,5	91	167,5	43%
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	5	5	5	10	25	6%
Beneficiações Extraordinárias	1,3	1,5	1,5	3	7,3	2%
Programa de Investimento Corrente Urgente	6,8	6,8	6,8	13,5	33,8	9%
Total investimento de renovação	58,3	68,7	80,4	184,9	392,3	100%

Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

O operador da RND realizou ainda uma análise de sensibilidade ao investimento proposto no programa “Renovação e Reabilitação de Ativos”, variando o mesmo $\pm 20\%$ (77 M€), concluindo que o impacto se revela ao nível de uma maior ou menor renovação de ativos, com a consequente variação do risco de falha.

PROCESSO DE SELEÇÃO DE ATIVOS

O operador da RND explica, de modo detalhado, a metodologia usada na seleção daqueles ativos que devem ser objeto de intervenção no âmbito do programa de investimento “Renovação e Reabilitação de Ativos”. No geral, esta seleção tem por base o risco de falha dos ativos, que por sua vez está fortemente relacionado com a condição física dos mesmos. Para avaliar essa condição, o operador da RND utiliza um conjunto vasto de informação sobre o histórico do ativo, que é analisada e traduzida em três índices: índice de criticidade, índice de saúde e índice de falha.

Risco de falha de ativos

Os ativos da RND, apesar das ações de manutenção e de conservação de que são alvo, tendem a ver a sua condição física degradar-se com a passagem do tempo, quer por fatores externos influenciadores da sua condição, quer pela sua utilização. Como resultado dessa degradação, a probabilidade de falha poderá aumentar, traduzindo-se numa alteração do risco de falha desses ativos, eventualmente originando ações de reabilitação ou mesmo de substituição do mesmo.

A metodologia utilizada pelo operador da RND para priorizar as propostas de renovação e reabilitação de ativos é baseada no cálculo do Índice de Criticidade dos ativos e assente numa Matriz de Risco. Uma vez identificados aqueles ativos que apresentam um nível de risco considerado inaceitável (maiores índices de criticidade), são então estudadas alternativas para trazê-lo para níveis moderados ou aceitáveis. Aqueles ativos onde esta mitigação possa ser conseguida através da atuação na condição física do mesmo são objeto de estudo, para uma decisão de inclusão no programa de “Renovação e Reabilitação de Ativos”.

Condição do ativo

Com base nos históricos de falhas e na informação relativa à condição dos ativos recolhida pelas áreas operacionais, são identificados os ativos técnicos que apresentam uma condição técnica menos satisfatória e/ou com piores performances ao nível do seu desempenho. De seguida, 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, sendo calculado com base em parâmetros intrínsecos ao tipo de ativo e 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*.

Já 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.

Segundo o operador da RND, para os ativos que apresentam um Índice de Falha elevado é avaliada a consequência de uma eventual falha, em termos de: Segurança de Pessoas, Ambiente, Sociedade, Qualidade de Serviço (nº de clientes afetados e clientes prioritários segundo o Regulamento de Qualidade de Serviço), e Financeiros.

A combinação do Índice de Falha e da avaliação da consequência dessa falha é estruturada numa matriz de risco, resultando em três níveis de risco (qualitativo): inaceitável, moderado ou aceitável.

Finalmente, o processo conclui-se com a determinação do Índice de Criticidade (IC), 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.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Tendo por base os conceitos descritos acima sobre a avaliação da condição física dos ativos, fica claro a importância da mesma, sem a qual não seria possível ao operador da RND fundamentar as suas decisões de investimento. Em particular, a informação sobre o índice de criticidade e o índice de saúde é essencial para que a ERSE possa realizar uma análise crítica aos ativos sobre os quais incidem os projetos de investimento propostos na proposta de PDIRD-E 2020.

Do montante total de 167,5 M€ (a custos primários), cerca de 60,1 M€ dizem respeito a 61 projetos individuais com os restantes 53,6 M€ relativos a 6 subprogramas de investimento (cujos projetos não são desagregados individualmente), e 53,7 M€ relativos ao próprio programa “Renovação e Reabilitação de Ativos”, mas sem desagregação individual.

Se, para os subprogramas de investimento, compostos por projetos individuais de montante reduzido, não desagregados individualmente, é expectável que o operador da RND não possa disponibilizar informação sobre a condição física dos ativos, pois abrange diferentes ativos com diferente condição física. Já para os restantes projetos individuais, de montante superior, não é compreensível nem aceitável que o operador da RND inclua um projeto no programa de investimento a aprovar no âmbito da proposta de PDIRD-E 2020, relativo a um determinado ativo sem disponibilizar a correspondente informação sobre a condição física do mesmo.

A ERSE analisou as fichas individuais de cada projeto de investimento (Anexo C) e concluiu que existem 10 projetos, num total de 14,2 M€, para os quais não há qualquer informação sobre o índice de saúde ou índice de criticidade. Destes, há que realçar que 4 deles (5,6 M€) apresentavam a informação agora em falta na proposta de PDIRD-E 2018, pelo que não se compreende que esteja em falta na atual proposta de PDIRD-E 2020.

- Renovação do Andar MT da SE Bustos (IS=10 / IC=4,6), 0,9 M€ @ 2020-2021
- Reabilitação da rede AT do Porto (IS=15 / IC=4,6), 2,0 M€ @ 2020-2021
- Renovação do andar 60 kV da SE Alcoitão (IS=10 / IC=4,7), 1,3 M€ @ 2022-2023
- Renovação do Andar MT da SE Esgueira (IS=37 / IC 4,2), 1,5 M€ @2023-2024

O projeto “Renovação da rede AT do Porto” e “Renovação do andar MT da SE Bustos” já se encontram aprovados em sede de PDIRD-E 2016, cujo horizonte temporal decorria de 2017-2021. A ERSE realça essa

aprovação prévia, pelo que os projetos em causa não são objeto de decisão e aprovação nesta proposta de PDIRD-E 2020.

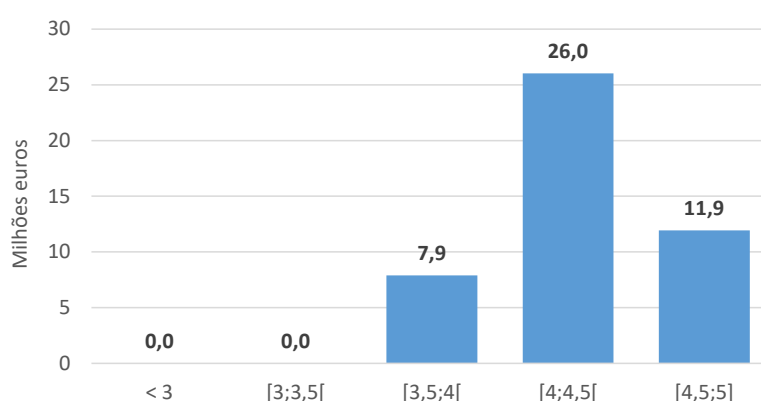
Já para os restantes 2 projetos referidos, num total 2,8 M€ (custos primários), a ERSE recomenda que não seja emitida Decisão Final de Investimento (DFI) sem que seja apresentada informação atualizada sobre a sua condição física.

De modo a permitir um maior escrutínio, a ERSE recomenda que na próxima edição do PDIRD-E 2022, o operador da RND desagregue todos os projetos a concretizar no primeiro triénio (2023-2025), para montantes não inferiores a 100 mil euros, dedicando-lhes uma ficha individual. Só assim, após analisada a informação sobre a condição física de cada projeto, a ERSE pode eventualmente emitir recomendação de emissão de DFI.

No âmbito do processo de aprovação do PDIRD-E 2020, ainda que a ERSE não se oponha à aprovação dos montantes associados aos subprogramas de investimento agregados para o primeiro triénio, recomenda que, na versão final da proposta de PDIRD-E 2020 a apresentar ao concedente, o operador disponibilize desde logo o máximo de informação disponível sobre cada projeto a iniciar.

Já quanto aos restantes 61 projetos individuais, para os quais o operador da RND já disponibiliza informação, a ERSE analisou o Índice de Criticidade, concluindo que todo o investimento proposto recai em índices de criticidade superior a 3,5 ($IC > 3,5$), com quase 60% do investimento em ativos com $4,0 < IC < 4,5$.

Figura 6-4 –Projetos de investimento desagregados por Índice de criticidade

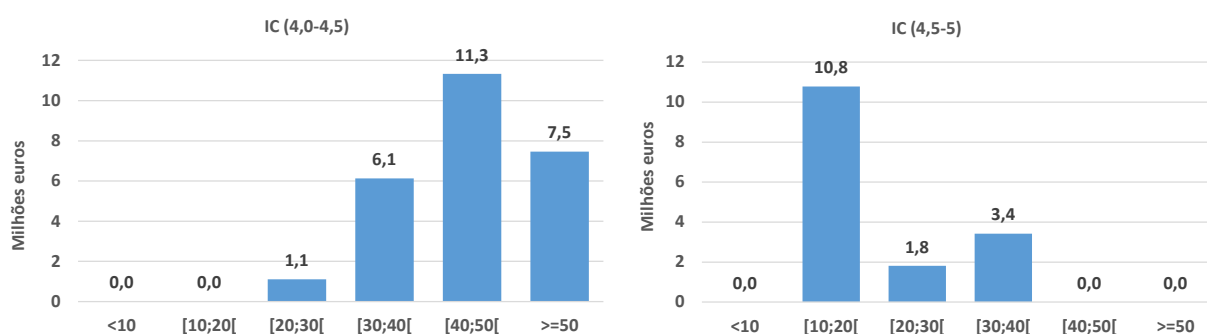


Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Adicionalmente, analisou-se a desagregação dos projetos por índice de saúde (IS 1-100) para cada um dos dois últimos escalões de criticidade, concluindo-se que, para o escalão 4-4,5 (total 26 M€), é proposto

algum investimento em projetos relativos a ativos com IS acima de 50, notando-se uma estratégia de antecipação, atuando principalmente em ativos com Índice de Saúde acima de 30. Menos compreensível é a estratégia para o escalão de criticidade máxima, com bastante investimento em ativos com IS muito baixo, o que denota alguma maior predisposição para aceitar o envelhecimento do ativo.

A ERSE recomenda que, em sede de PDIRD-E 2022, o operador da RND realize esta análise qualitativa, descrevendo a estratégia usada para os ativos associados aos projetos de investimento que venham a ser propostos (para além da metodologia geral, já descrita nesta proposta).



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

6.2 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

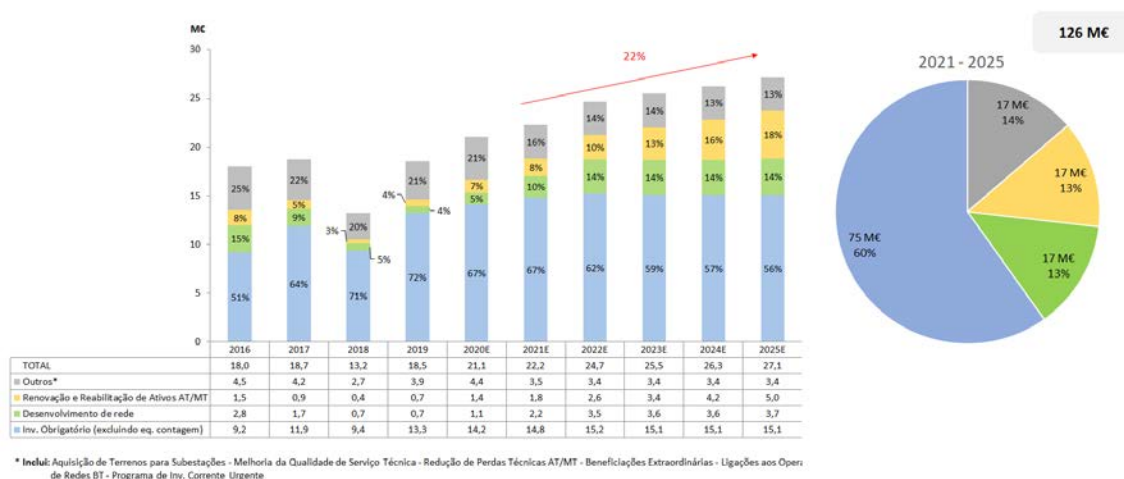
O vetor estratégico de investimento “Segurança de Abastecimento” assegura a entrega e receção de energia elétrica, de acordo com padrões regulamentares e de segurança, tendo em conta as solicitações formuladas por futuros produtores e consumidores que se pretendam ligar fisicamente à RND. Em causa está ainda a garantia da segurança da alimentação de consumidores já ligados diretamente às redes de distribuição em AT e MT, bem como a alimentação de redes de distribuição em BT, e a receção de energia de produtores ligados às redes de distribuição, designadamente a partir de fontes renováveis.

Tendo em conta que os cenários de evolução de consumo adotados pelo operador da RND aquando da elaboração da proposta de PDIRD-E 2020 não tinham ainda incluído o efeito de retração provocado pela conjuntura nacional relacionada com a pandemia (COVID-19), o operador da RND inscreveu na proposta de PDIRD-E 2020 aqueles projetos de investimento que considerou necessários para garantir o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento, para além de compromissos assumidos com o operador da rede de transporte, nomeadamente através da ligação a novos pontos injetores da RNT.

No total, no âmbito do vetor “Segurança de Abastecimento”, para o período de abrangência do plano, o operador da RND propõe um investimento de 126 milhões de euros (18% do investimento total do plano), o que corresponde a uma média anual de 25 M€ ligeiramente acima do nível do investimento médio verificado no período 2018-2020.

Em termos de desagregação por programa de investimento, excluindo o Investimento Obrigatório, o investimento proposto pelo operador da RND para este vetor, desagrega-se por oito programas de investimento, com destaque para o investimento associado ao programa de investimento “Desenvolvimento de rede” e “Renovação e reabilitação de ativos AT/MT”.

Figura 6-5 - Evolução do investimento no vetor “Segurança de Abastecimento”



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

6.2.1 LIGAÇÕES A CENTROS PRODUTORES

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

A proposta de PDIRD-E 2020 relaciona o Investimento Obrigatório previsto para a rede AT com projetos para criar condições para abastecer o consumo de instalações ligadas fisicamente em AT, bem como para receção da produção distribuída, com destaque para a produção em regime especial (PRE).

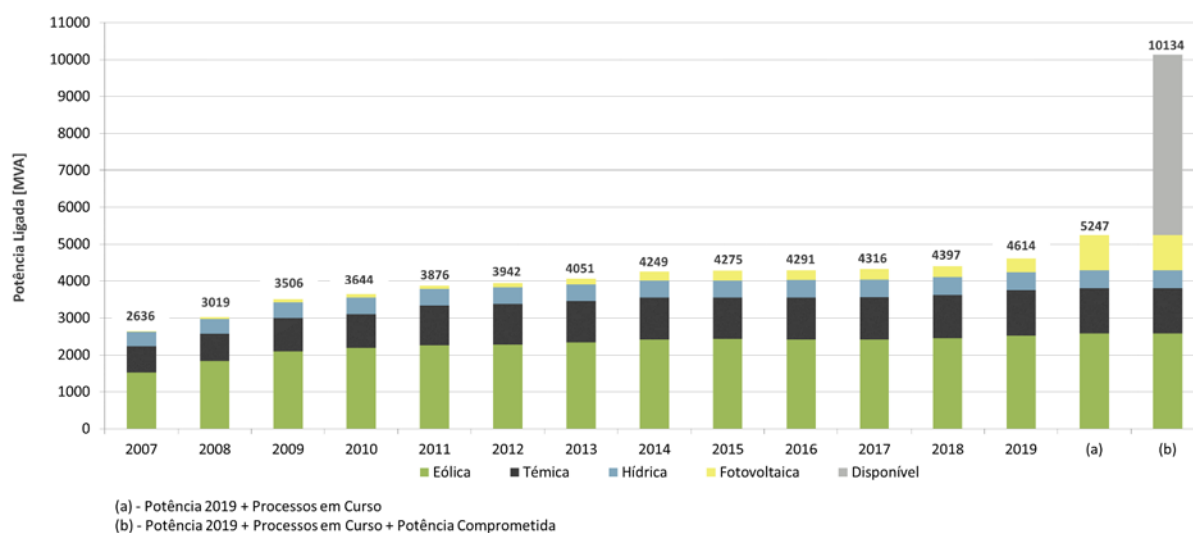
Segundo a proposta de PDIRD-E 2020, no final de 2019 estavam ligados à RND cerca de 5 200 MVA de potência distribuída, quase 300 MVA acima do valor registado em final de 2017. Segundo o operador da

RND, a tecnologia eólica representa 53% do total de PRE instalada em Portugal continental, enquanto a produção a partir de energia solar fotovoltaica representa apenas 8% do total, embora tenha registado um crescimento anual médio de 36% face a 2017.

A Figura 6-6 traduz assim a evolução da produção PRE ligada às redes distribuição, incluindo a rede em BT.

O operador da RND refere na proposta de PDIRD-E 2020 que, para além da capacidade já instalada até final de 2019, está prevista ainda a ligação de 633 MVA adicionais (já em construção), existindo cerca de 5 000 MVA com pontos de receção já atribuídos mas cuja construção ainda não se iniciou (colunas (a) e (b) da Figura 6-6). No total, o operador da RND estima que a produção distribuída comprometida, ligada ou já atribuída, exceda os 10 100 MVA.

Figura 6-6 - Evolução da PRE ligada às redes de distribuição em AT e MT



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

NOVA PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA LIGADA ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E BT

Nos seus últimos pareceres, a ERSE tem alertado para a importância do crescimento da produção descentralizada e outros recursos energéticos distribuídos, nomeadamente em UPAC²⁴ associadas à produção para o autoconsumo, que sendo maioritariamente injetada em redes BT e MT, origina alterações

²⁴ Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), estabelecidas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro.

no trânsito na fronteira entre níveis de tensão da distribuição, e que, por isso, merece ser objeto de atenção pelo operador da RND.

As UPAC, sejam elas para autoconsumo individual ou autoconsumo coletivo, pressupõe a adequação da capacidade de produção ao regime de consumo existente a nível local nas instalações de consumo envolvidas, reduzindo a energia proveniente da rede elétrica de serviço público.

Apesar da ainda reduzida potência instalada, para além do efeito no consumo doméstico em BT, é necessário também considerar o impacto que poderá ocorrer no consumo elétrico empresarial ligado às redes em MT e em BT.

Esse cenário em que a produção está próxima do ponto de consumo contribuirá, no curto prazo, para reduzir as perdas elétricas da rede, e a médio/longo prazo para a eventual redução das necessidades de investimento em reforço das redes.

Quando o número de consumidores ativos ligados aos níveis de tensão inferiores for significativo, iremos assistir a uma mudança de paradigma na “configuração” do sistema elétrico, com um maior papel por parte desses consumidores. Estes consumidores ativos passarão a contribuir ativamente para o financiamento do setor, através do investimento à priori nas suas próprias instalações de produção deixando de pagar à *posteriori* a utilização das redes para o fornecimento de energia. Poderão beneficiar assim de uma redução direta da sua fatura de eletricidade, e auferir de receitas resultantes de serviços que, eventualmente, possam prestar ao sistema.

Nesta fase inicial de mudança de paradigma, a que assistimos, numa perspetiva societária global, parece existir um consenso sobre as vantagens, resultantes de uma penetração mais generalizada da produção descentralizada e outros recursos energéticos distribuídos, bem como de uma participação mais ativa dos consumidores ligados aos níveis de tensão mais baixos. No entanto, a ERSE está consciente que esta alteração de paradigma coloca desafios aos operadores de rede, tanto no domínio da operação das redes como no domínio do planeamento.

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DA RND

Quanto à disponibilidade da rede, o operador da RND refere que a rede atual tem uma capacidade da ordem de 6 600 MVA no final de 2020, suficiente para satisfazer estes compromissos já assumidos, evidenciando ainda disponibilidade para satisfazer futuras ligações de nova produção distribuída,

apesar de entre 2018 e 2020 se ter registado uma redução da capacidade disponível em cerca de 1 200 MVA, o que é explicado por grande parte da nova capacidade comprometida se ligar a nova rede e não à atual rede. Outro fator que contribui para a disponibilidade atual deriva do operador da RND ter revisto a capacidade atual à luz da flexibilidade imposta aos produtores pela transposição para a regulamentação nacional do Regulamento (UE) 2016/631 da CE de 14 de abril de 2016.

De realçar ainda que, 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 de Capacidade” ou de “Acordo para criação de capacidade”, ou no caso de Unidades de Pequena Produção, de uma consulta ao operador de rede para emissão de parecer de conformidade de ligação.

Para efeitos de acompanhamento das expectativas de ligação à RND, o operador da RND disponibiliza no Anexo B.3 tabelas com a capacidade prevista a 31.12.2020, incluindo informação sobre a potência comprometida por subestação AT/MT (efetiva ou em fase de confirmação) e a informação da potência rejeitada pelo operador da RND (por limitações da própria rede ou por parecer negativo do operador RNT). Segundo o operador da RND, a potência rejeitada associada a pedidos de ligação à RND por limitações da própria rede totalizou, em 2018, 1 400 MVA, um valor significativamente inferior à potência rejeitada por parecer negativo do operador da RNT, que totalizou quase 18 000 MVA (inclui ligações à RND em painéis 60kV em instalações da RNT).

No seguimento de recomendação da ERSE, o operador da RND disponibiliza igualmente mapas com representação da distribuição geográfica da capacidade de receção disponível nas redes AT e MT, e nas subestações AT/MT, com valores estimados a 31.12.2020 e valores previstos em 2025.

SUBPROGRAMA DE INVESTIMENTO “REPOSIÇÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DA RND”

Em resultado da aposta nacional e europeia na descarbonização da economia e do setor energético, foram definidos no PNEC 2030 objetivos ambiciosos no que respeita à penetração de produção a partir de fontes de energia renovável. Nos últimos anos têm-se assistido ao crescimento das intenções de novas ligações de produção renovável, com particular destaque para a tecnologia solar fotovoltaica de média e pequena escala (desde 2018 formalizaram-se compromissos com aproximadamente 3 700 MVA). Em consequência, o operador da RND afirma ter-se assistido à redução e até ao esgotamento da capacidade de receção em algumas zonas de rede, apesar de globalmente a rede dispor de mais de 6 500 MVA de capacidade de receção.

Para compensar essa redução, e criar condições de rede para responder a esta tendência, o operador da RND definiu em sede de proposta de PDIRD-E 2020 um subprograma de investimento designado “reposição da capacidade de receção da RND”, inserido no programa “Desenvolvimento de Rede”, dedicando-lhe uma verba de aproximadamente 45 M€. Este subprograma está dirigido essencialmente para subestações e zonas de rede onde a capacidade tenha sido totalmente alocada a novas ligações, inviabilizando futuras ligações.

Com os investimentos previstos, o operador da RND espera aumentar a capacidade de receção em cerca de 800 MVA, beneficiando ainda de 200 MVA adicionais resultantes de projetos de outros subprogramas. Assim, até ao final do horizonte do plano (2025), o operador da RND espera um reforço de aproximadamente 1 000 MVA, a adicionar aos atuais 6 600 MVA (localizados em zonas de maior consumo urbano e não em zonas onde existe uma maior procura por parte de novos produtores). O operador da RND refere ainda que o investimento neste subprograma será realizado com recurso às participações financeiras resultantes dos encargos de reforço da rede, suportados pelos novos produtores²⁵ que se ligam à RND.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE reforça a necessidade de acompanhar a evolução das expectativas de ligação de nova produção, a nível local, já que são expectáveis ritmos de penetração de produção distribuída em MT e BT, diferenciados geograficamente, pois os recursos endógenos não se distribuem de igual forma por todo o país, o que leva a uma maior procura em algumas zonas geográficas, mais apelativas, em função da tecnologia de produção.

No mesmo sentido, a ERSE salienta a importância de acompanhar o impacto que o crescimento da capacidade instalada em produção distribuída ligada a redes em BT tem ao nível da inversão de trânsito nos PT, com consequências nas decisões de investimento nas redes MT.

A ERSE realça como positivo a disponibilização de informação gráfica (mapas) sobre a capacidade de receção disponível em cada subestação para cada nível de tensão, facilitando a identificação das zonas com maior capacidade de receção disponível e zonas em que esta é escassa, bem como identificar onde será

²⁵ Diretiva n.º 10/2019 Aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica e revoga a Diretiva n.º 18/2012, de 8 de novembro

necessário investir. Esta caracterização de necessidades de rede em termos de capacidade de receção era uma das recomendações expressas pelos participantes nos processos de Consulta Pública.

Relativamente ao subprograma de investimento “Reposição da capacidade de receção da RND”, a ERSE sublinha a sua importância em termos de criação de condições para a integração de nova produção renovável e para que se atinjam as metas de política energética estabelecidas no PNEC 2030.

Sobre os projetos incluídos neste subprograma, a ERSE realça a disponibilização de informação nas fichas de cada projeto individual sobre o acréscimo de capacidade de receção esperado, mas recomenda que para além desta quantificação, o operador da RND indique nessas mesmas fichas quais as subestações que apresentam escassez de capacidade de receção, e que justificaram o investimento proposto.

A ERSE considera igualmente positivo a decisão do operador da RND de dimensionar o investimento no subprograma em função do montante das participações nas redes devidas pelos produtores que se ligam à RND, evitando assim o aumento de custos adicionais para o SEN. No entanto, para garantir que essa neutralidade em termos de impacto tarifário ocorre de facto, será necessário existir um acompanhamento entre o acumulado de receitas efetivas relativas às participações por reforço de rede de novas ligações de produtores, e o acumulado do investimento concretizado em cada ano. Recomenda-se por isso, que o operador mantenha esse registo e que apresente o balanço do mesmo na próxima edição de PDIRD-E 2022.

Adicionalmente, a ERSE recomenda que o operador da RND apresente um balanço sobre a utilização da nova capacidade de receção associada a novos projetos, de forma a demonstrar a bondade e a necessidade desses projetos.

Finalmente, a ERSE reitera a sua recomendação anterior, para que o operador da RND aprofunde a avaliação do previsível impacto da disseminação da produção distribuída, especialmente aquela que irá ser instalada perto do local de consumo, recomendando a necessidade de o operador da RND adaptar os pressupostos de planeamento que utiliza em termos de resposta a pedidos de capacidade de novas ligações. A ERSE considera que a adoção de critérios conservadores definidos num contexto diferente pode resultar em sobrecustos de investimento na rede, que poderão constituir uma barreira à penetração desse novo tipo de produção distribuída. A ERSE recomenda, por isso, que em edições futuras de propostas de PDIRD-E se reflitam os comentários referidos.

6.2.2 LIGAÇÕES A INSTALAÇÕES DE CONSUMO

A proposta de PDIRD-E 2020 refere que a estimativa de ligações a instalações de consumo de novos clientes (Investimento Obrigatório), é baseada nos modelos adotados no passado (estudo INESC TEC). Na Figura 6-7 é apresentada a evolução histórica do número de consumidores ligados fisicamente às redes de distribuição em AT e MT, entre 2002 a 2019 (valores reais).

A proposta de PDIRD-E 2020 não permite identificar qualquer aumento significativo das necessidades de investimento face ao passado recente. Não obstante, o operador da RND refere que durante os anos de 2020-21, está prevista a conclusão de um conjunto de novas instalações de consumo em AT, num aumento de potência requisitada na rede AT de 180 MVA.

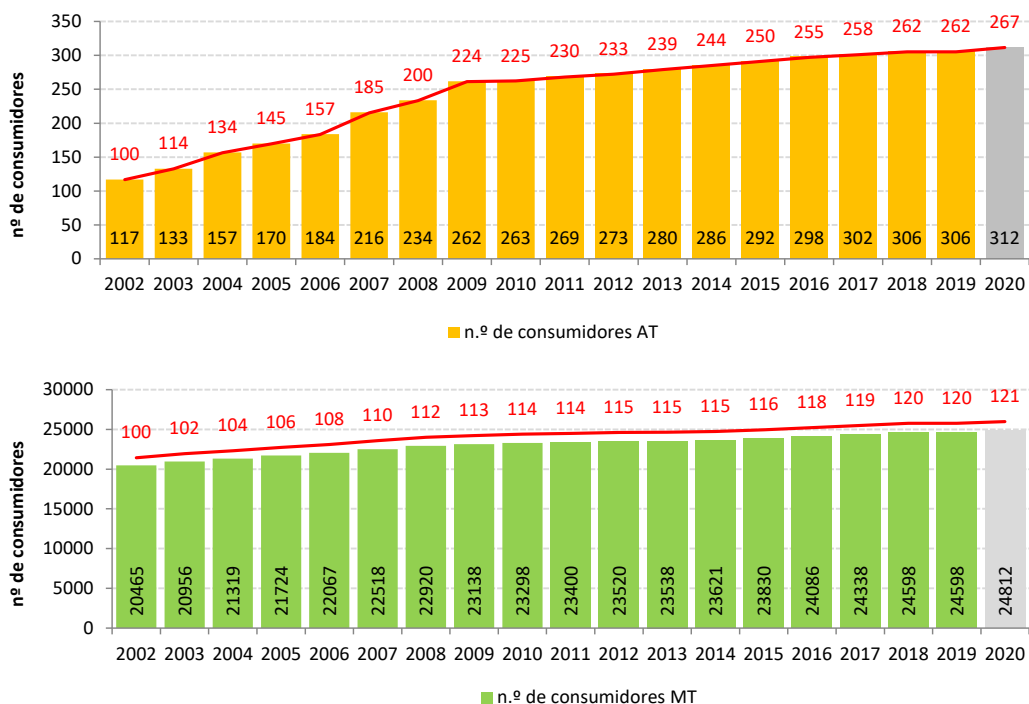
Consequência destas ligações de novos consumidores e aumentos de potência, a RND passará a integrar mais 6 postos de corte AT e cerca de 33 km de linhas aéreas e 4 km de cabos subterrâneos.

O operador da RND recorda ainda que o saldo entre investimento obrigatório e participações financeiras associadas a novas ligações de instalações de consumo é tendencialmente nulo com os ativos, após executados por administração direta do promotor, a passar a integrar a RND.

Já quanto à disponibilidade das subestações AT/MT em termos de potência de ligação disponível, alega o operador da RND 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, estimando que em 2020 cerca de 87% das subestações AT/MT possuam potência de ligação disponível superior a 2MW. Para as restantes subestações (13%) os valores da potência de ligação disponível são baixos ou mesmo inexistentes. Salienta, contudo, 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, na determinação daqueles valores, se considera a carga natural em vez da ponta máxima (ou seja, a capacidade disponível nessas subestações será mais elevada).

O operador da RND estima que, em 2025, considerando o aumento previsto das cargas, existam 85% das subestações AT/MT com potência de ligação disponível acima de 2MW.

Figura 6-7 - Evolução do número de clientes ligados às redes de distribuição em AT e MT



Fonte: ERSE

6.2.3 SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DA RDN

CUMPRIMENTO DOS PADRÕES DE SEGURANÇA

Para além de assegurar as condições de receção e entrega de energia, o operador da RND identifica um terceiro pilar de orientação que passa pelo cumprimento dos padrões de segurança.

Com base na evolução passada e estimada do consumo, o operador adota para efeitos da identificação de necessidades de rede um cenário de crescimento médio anual de 1,3% apontando para níveis de consumo em 2025 acima dos máximos verificados em 2010.

Sobre a recomendação da ERSE de se estimar as necessidades de rede de cada subestação em termos de ponta, desagregando essa variação da variação dos consumos, o operador da RND refere ter sido efetuado um estudo nesse sentido, o qual se revelou ainda inconclusivo. Assim, o operador manteve a metodologia usada no passado, considerando que a taxa de variação de ponta de uma subestação tem um valor igual à taxa de variação dos consumos alimentados por essa subestação tendo por base o consumo de cada concelho. Com base nesta metodologia e na análise de sensibilidade a diferentes cenários de consumo serem excedidos, o operador identificou as necessidades de rede em função da potência não garantida,

quer em regime N quer em regime N-1, optando pelo cenário de investimento que apenas prevê a existência de potência não distribuída da ordem dos 190 MW no caso de regime N-1, garantido que esta é nula no regime normal de exploração. Este cenário resulta num investimento proposto da ordem dos 33 M€ no programa “Desenvolvimento de rede”.

Como referido, o operador refere que o investimento proposto se situa no nível mínimo necessário para dar resposta ao cumprimento dos padrões de segurança, propondo apenas investimentos pontuais em casos identificados de crescimentos locais que impliquem a violação dos valores de referência (90% de utilização da potência instalada em subestações ou 70% da capacidade nominal das linhas). A estes investimentos pontuais, o operador acresce a necessidade de continuar a reforçar o investimento em unidades de reserva de transformação, na medida que a falha de uma transformação implica um volume significativo de energia não distribuída.

GARANTIA DE ALIMENTAÇÃO A CAPITAIS DE DISTRITO

Em linha com as propostas de PDIRD-E 2016 e 2018, o operador dá continuidade à aposta em garantir a segurança N-1 a todas as capitais de distrito (Zona A), garantindo que o consumo destas deve ser abastecido mesmo no caso de falha de uma subestação, o que implica a alimentação a partir de, no mínimo, 2 subestações. O operador identifica a existência de 3 distritos onde este critério não é ainda cumprido (Beja, Portalegre e Bragança), e por isso propõe um conjunto de investimentos quer em Beja, com uma nova subestação 60/15 kV, quer no distrito de Bragança, com uma nova subestação 60/30 kV. Já sobre o distrito de Portalegre, a conclusão do projeto de reforço de potência da subestação de Alpalhão, concluído em 2017, assegurou que as condições de recurso à capital do distrito de Portalegre tenham melhorado significativamente, estando ainda prevista a construção de uma subestação 60/30 kV na zona industrial.

Sobre a utilização da capacidade instalada, a ERSE havia recomendado no seu parecer à proposta de PDIRD-E para que o operador da RND identificasse aquelas subestações onde se verificasse congestionamento, em qualquer dos sentidos, quantificando o número de horas em que esse congestionamento sucedeu.

Em resposta, o operador da RND disponibiliza no Anexo I essa informação relativa ao ano de 2019, com base nos dados enviados à ERSE ao abrigo do artigo 22.º do RARI. O operador apresenta uma lista de cerca de 30 subestações onde ocorreu sobrecarga no sentido AT>MT, ainda que refira que apenas pontualmente se registaram situações de congestionamentos e de curta duração, identificando a SE Alcoitão (67 horas)

como aquela em que se registou um maior volume de horas (esta é uma das subestações alvo de intervenção prevista ao abrigo do programa de “Renovação e Reabilitação de Ativos”). Já em sentido contrário, o operador da RND apenas identifica 2 subestações com congestionamento registado, numa duração máxima de 1 hora

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

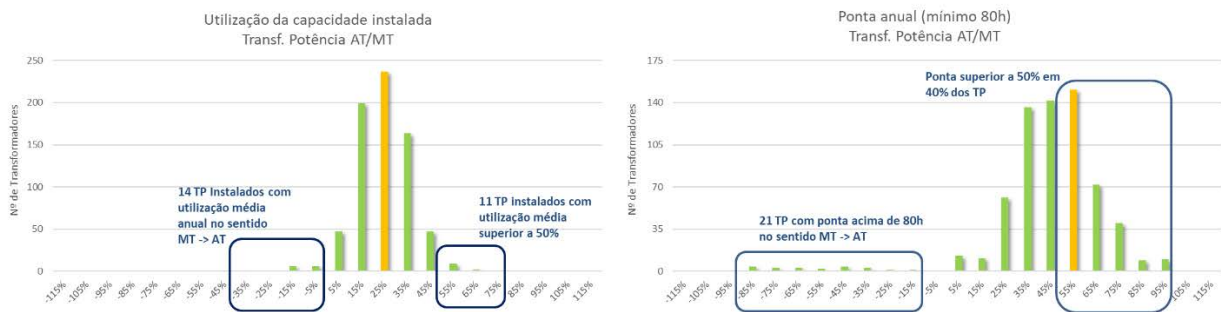
Em linha com as posições assumidas no passado, a ERSE sublinha o esforço do operador da RND em fundamentar as propostas de investimento necessários para dar resposta aos padrões de segurança, ao mesmo tempo que mantém o investimento nos níveis mínimos adequados.

O investimento proposto pelo ORD em subestações onde se verifique a violação dos valores de referência, situa-se em valores mínimos, na medida em que não há um número significativo de instalações nessa situação. No final de 2020, apenas 3 subestações apresentavam valores de potência utilizada superior a 90%, enquanto o número de linhas AT acima dos 90% era de 3 resultando na proposta de investimento no reforço da capacidade de transformação em 4 subestações (Guimarães, Pinhão, Vila Robim e Expo Sul), ainda que inserido no subprograma renovação e reabilitação de ativos.

A ERSE recomenda que, nestes casos, o operador da RND melhore as fichas de caracterização identificando se a necessidade de investimento está diretamente associada a utilização da subestação e à necessidade de reforço da mesma, ou se este se deve à condição física dos ativos que a compõem.

Na Figura 6-8 ilustra-se a utilização da capacidade instalada em transformadores AT/MT, com base em valores reais do final de 2019, enviados à ERSE no âmbito da informação para efeitos de acesso prevista no artigo 22.º do RARI. Apresenta-se igualmente a ponta registada em cada unidade (num mínimo de 80h). Verifica-se que existem 11 transformadores de potência (TP) com uma utilização média anual superior a 50%, destacando-se ainda a existência de 14 TP com utilização média no sentido inverso ao trânsito característico da RND (sentido MT > AT). Por outro lado, analisando a figura em termos de ponta ocorrida, 40% dos TP registaram pelo menos 80h acima de 50% da sua utilização. Estes números validam assim a opção correta do operador em manter o investimento em níveis mínimos.

Figura 6-8 - Distribuição da utilização da potência instalada em Transformadores de potência e respetiva ponta registada num mínimo de 80h

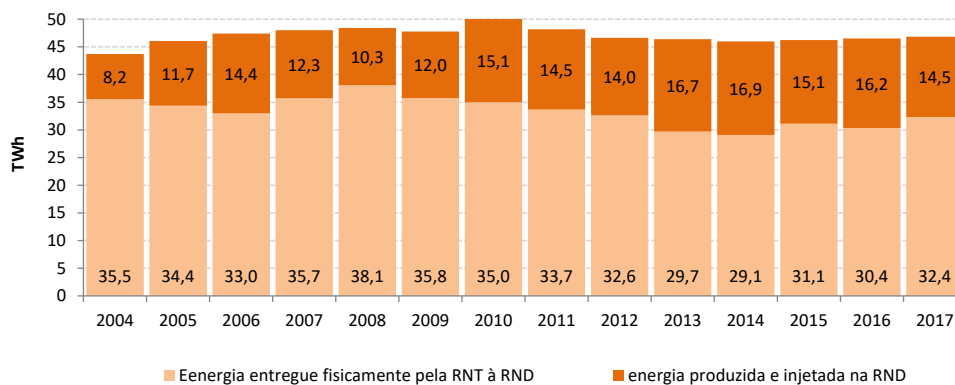


Fonte: ERSE

6.2.4 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DA RND E DA RNT

Segundo a proposta de PDIRD-E 2020, até final de 2020 existem 66 pontos de entrega (PdE), ou seja, ligações entre a RND e a RNT. Segundo o operador da RND, a concretização de novas ligações à RNT permite criar condições para satisfazer as necessidades de abastecimento dos consumos com melhoria no desempenho do sistema. No entanto, deve ser destacado que, ao longo dos últimos anos, a RND tem tido um papel cada vez mais importante no abastecimento dos consumos (a partir da penetração ocorrida da produção distribuída), com uma diminuição da energia injetada pela RNT, sem prejuízo da importância que a RNT representa em termos de garantia do abastecimento em situações de ponta.

Figura 6-9 - Evolução da energia entrada nas na RND a partir da RNT e da produção distribuída



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020 e de dados do Operador da RNT

A proposta de PDIRD-E 2020 prevê duas novas ligações a pontos injetores da RNT (Vila Nova de Famalicão e Divor), que resultam de compromissos assumidos com o operador da RNT, com o objetivo de reforçar a

capacidade de transformação naquelas subestações em que esteja em risco a manutenção da potência garantida necessária, tendo em conta os critérios técnicos de segurança. Estes projetos já faziam parte da anterior proposta de PDIRD-E 2018.

Destaca-se a importância do novo injetor de Vila Nova de Famalicão (a concretizar até 2021), que segundo o operador da RND, para além de apoiar o PdE “Riba d’ Ave” permite melhorar a flexibilidade na região, reduzir as perdas e aumentar a fiabilidade do abastecimento local. Já quanto à abertura do novo PdE “Divor”, na região de Évora Divor, a sua necessidade prende-se, segundo o operador da RND, pela dificuldade de expandir o PdE já existente, traduzindo-se ainda em benefícios claros ao nível da criação de capacidade de receção para nova produção distribuída. O adiamento da concretização destes projetos é explicado pelo operador da RND pela evolução dos consumos ao longo dos últimos anos, que permitiram o adiamento até 2021.

A proposta refere ainda a necessidade de estabelecimento do reforço da ligação da rede de distribuição em AT a pontos injetores já existentes, através de novos painéis (Sines, Castelo Branco e Estremoz), sem prejuízo do adiamento de alguns painéis, na sequência da redução das estimativas dos consumos servidos pela rede de distribuição AT.

No total, o operador da RND propõe um montante de investimento da ordem dos 11 M€ para o período 2021-2025, a distribuir por 8 projetos individuais.

Em termos de coordenação do planeamento entre os operadores da RND e RNT, refere o primeiro que são realizadas reuniões periodicamente, onde é assegurado o alinhamento de projetos que envolvem ambos os operadores para posterior incorporação nos respetivos PDIR, podendo sempre ajustar-se os mesmos caso haja alteração posterior na execução dos planos, de forma coordenada entre ambos os operadores.

No Anexo C e F, o operador da RND apresenta a descrição dos projetos individuais, cuja concretização depende do operador da RNT. Dos 8 projetos apresentados, 6 já viram a sua calendarização previamente coordenada com o operador da RNT. Quanto às novas Subestações 60/30kV em Castro Verde e Ourique, a data de conclusão situa-se para além do período deste PDIRD-E 2020 e, por isso, a coordenação será realizada posteriormente.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Na linha dos comentários da ERSE em Pareceres anteriores, a ERSE entende que se devem realizar todos aqueles projetos que sejam necessários por falta de garantia de reserva N-1, e cuja decisão resulte de estudos conjuntos entre o operador da RNT e operador da RND. Salienta-se, no entanto, que tais investimentos só deverão ser concretizados após devidamente fundamentados, pelos resultados desses estudos comprovando a evolução local dos consumos e pontas. A ERSE reitera a sua recomendação anterior para que não sejam tomadas decisões com base apenas em cenários de evolução a nível nacional.

Em linha com esta posição, a ERSE realça como positiva a decisão assumida pelo operador da RND de não concretizar no curto prazo o novo ponto injetor de Pegões, na sequência da alteração dos pressupostos que serviram de base à necessidade deste investimento, nomeadamente o consumo esperado da região.

No global, e apesar de considerar que existe um esforço claro de coordenação entre os operadores da RNT e da RND, a ERSE considera essencial aprofundar alguns aspetos associados à coordenação do planeamento da RND e RNT, e em especial no que diz respeito à efetiva utilização das capacidades instaladas nas subestações. Com efeito, salvo em cenários extremos, de probabilidade mínima, não existe uma efetiva utilização da capacidade instalada no sentido de jusante (RND) para montante (RNT). Assim, é fundamental que o operador da RND, em coordenação com o operador da RNT, explicita o número de horas em que se verificou qualquer congestionamento nas subestações, desagregando essa informação por subestação. Esta informação, que deverá ser objeto de divulgação, servirá como um claro sinal de que poderá ser necessário investir em nova capacidade previamente à atribuição de novas licenças (com destaque para as atribuídas a produtores ligados diretamente à RND).

Adicionalmente, recomenda a quantificação do montante de capacidade associado a pedidos de ligação à RND recusados por falta de capacidade, em cada subestação ou área da subestação. Estas informações de acesso às redes deverão ser associadas à seção relativa à capacidade disponível para receção de nova produção renovável, disponibilizada pelo operador.

6.3 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO VETOR “EFICIÊNCIA DE REDE”

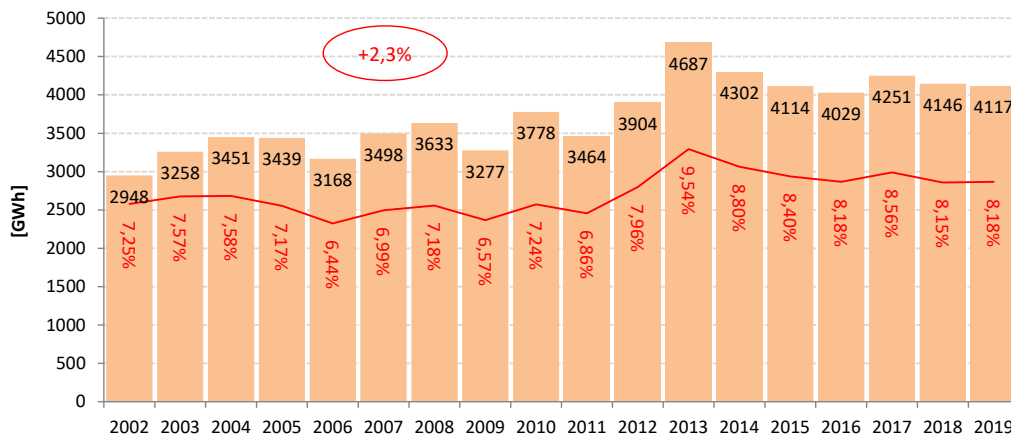
O vetor eficiência de rede está diretamente associado ao indicador “Perdas Técnicas da RND”, e inclui projetos que contribuam para reduzir/manter o nível de perdas técnicas em valores adequados. De acordo com o operador da RND, para a redução de perdas nas redes de AT e MT contribuem diferentes projetos de investimento englobados em outros programas investimento que não o programa “redução de perdas

técnicas”, designadamente os programas “desenvolvimento de rede” e “renovação e reabilitação de ativos AT/MT”. Os principais investimentos propostos incidem principalmente na duplicação de saídas de subestações com maior utilização, estabelecimento de novas subestações nas zonas de maior concentração de carga e recuperação de redes de seção reduzida.

Em termos de perdas técnicas, a proposta de PDIRD-E 2020, desagrega as perdas técnicas em duas componentes: uma das quais fixa (que não varia com a procura e corresponde às perdas no ferro dos transformadores AT/MT e MT/MT e consumos próprios de SE, num total próximo de 145 GWh anuais), e uma componente que depende da procura (perdas por efeito de Joule), que varia com o quadrado da energia transitada, pelo que, quando medidas em termos relativos (percentuais), variam linearmente com a evolução da procura.

Ao longo dos últimos anos, o nível de perdas de distribuição tem registado uma tendência para estabilizar em valores da ordem dos 4100 GWh ou 8% do consumo referido à emissão, muito embora o maior peso se deva a redes de distribuição em BT. Na figura seguinte, pode observar-se a variação ocorrida desde 2002, onde se observa uma estabilização do nível de perdas nos últimos 4 anos.

Figura 6-10 - Evolução das perdas das redes de distribuição



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

O operador da RND considera que o atual desempenho da RND, no que diz respeito às perdas técnicas, pode ser considerado adequado, quantificando as perdas em 0,73% da energia entrada na rede AT e 1,38% da energia entrada na rede MT, tendo em conta os valores de trânsito de energia verificados em 2019. O operador da RND afirma que os estudos desenvolvidos com INESC-ID e INESC TEC, concluem que, a nível global, estas estão em níveis adequados.

No entanto, no seguimento das recomendações da ERSE em anteriores pareceres, o operador da RND tem procurado desagregar as pernas por nível de tensão. Para tal, já na proposta de PDIRD-E 2018, com base nos referidos estudos foram estimadas as perdas para a rede AT e MT.

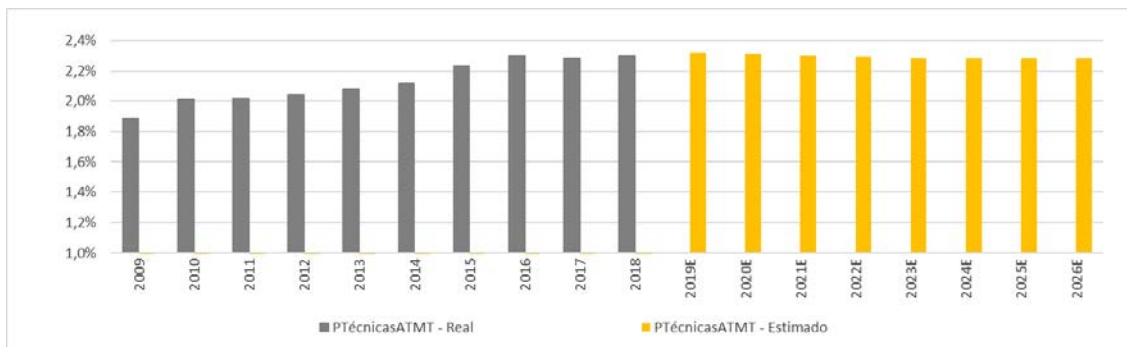
Nesta proposta de PDIRD-E 2020, e dando seguimento aos trabalhos realizados em parceria com o INESC TEC, o operador a RND procurou identificar a viabilidade de aplicar os balanços de energia para distinguir perdas por nível de tensão e para identificar a parcela correspondente a perdas não técnicas. No entanto, refere o operador da RND que *“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”*

Já quanto à avaliação do impacto da produção distribuída nas perdas, refere que o estudo intitulado *“Estimação do impacto da produção distribuída nas perdas da rede de distribuição”*, 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.”*

Finalmente, o operador da RND está a estudar e apurar a viabilidade de aplicar os balanços de energia para distinguir perdas por nível de tensão e para identificar a parcela correspondente a perdas não técnicas.

Na proposta de PDIRD-E 2020, com base na metodologia desenvolvida neste último estudo do INESC-TEC, o operador estima as projeções para as perdas técnicas na RND até 2026 (excluindo, portanto, as redes em BT) resultantes do investimento proposto, dando assim resposta a recomendações passadas da ERSE, no sentido de desagregar as perdas por nível de tensão.

Figura 6-11 - Impacto do investimento nas Perdas Técnicas da RND



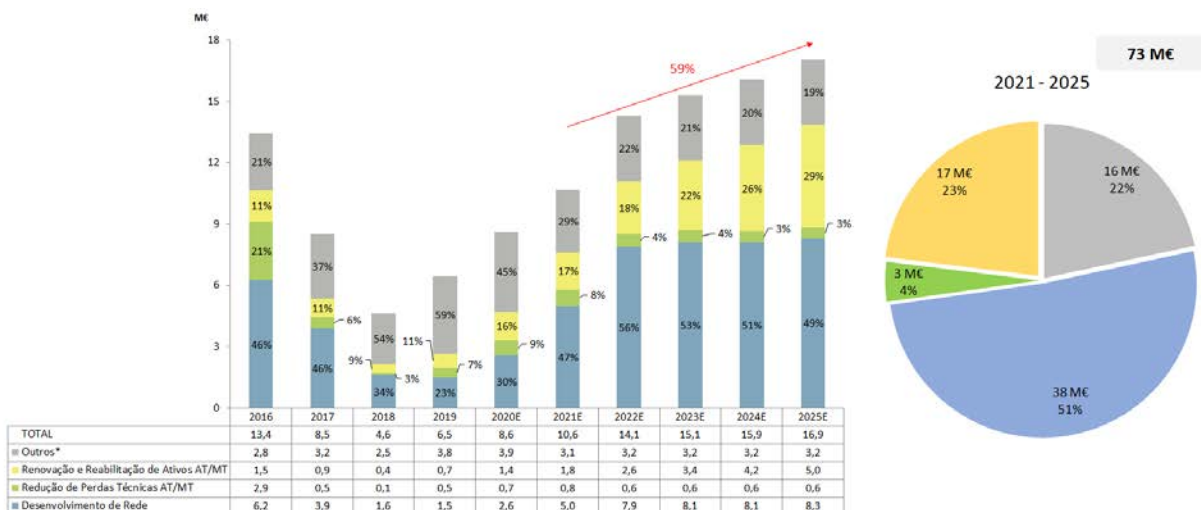
Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

Tendo em conta os resultados dos estudos atrás mencionados, o ORD estima o investimento necessário para manter o nível de perdas na RND nos níveis adequados, compensando assim o efeito da injeção na RND de produção distribuída.

O investimento proposto pelo operador da RND na proposta de PDIRD-E 2020 para o vetor “Eficiência de rede” diretamente associado à redução de perdas técnicas representa cerca de 4% do montante total a investir, num total de cerca de 73 M€, acima do nível do proposto no PDIRD-E 2018.

Com este nível de investimento proposto, o operador estima ganhos anuais em redução de energia de perdas na rede AT e MT de 120,3 GWh no fim do período 2021-2025.

Figura 6-12 - - Evolução do investimento no vetor “Eficiência de Rede”

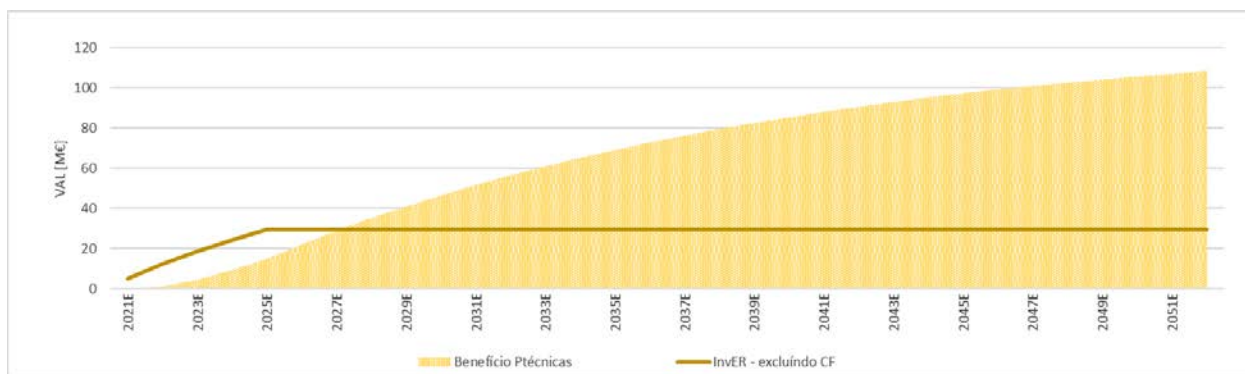


* Inclui: Inv. Obrigatório (excluindo eq. contagem) - Aquisição de Terrenos para Subestações - Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica - Beneficiações Extraordinárias Ligações aos Operadores de Redes BT - Programa de Inv. Corrente Urgente

Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

O operador da RND realiza ainda uma análise custo-benefício comparando o valor atualizado do total de benefícios monetizados esperados ao longo de 30 anos, associados a um menor volume de perdas elétricas, com o valor atualizado dos investimentos propostos no vetor, como ilustrado na Figura 6-13, demonstrando assim o mérito e a racionalidade dos investimentos propostos.

Figura 6-13 - Comparação entre a evolução do custo do incremento de perdas técnicas AT/MT por não investimento em ER, com o valor do investimento em ER nos níveis AT e MT (30 anos)



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Em termos de redução das perdas técnicas nas redes, a ERSE reitera a sua posição, considerando como relevante a iniciativa do operador em realizar estudos em parceria com instituições académicas, desenvolvendo modelos para determinar o valor de perdas, em energia, por cada nível de tensão, recorrendo a balanços de energia por nível e tensão.

A ERSE considera que este é o caminho correto, mas reforça o seu comentário ao Parecer de PDIRD-E 2018, de se quantificar e disponibilizar informação em separado para as redes MT e BT, concretizando assim os benefícios decorrentes dos investimentos já realizados de instalação de telemetria na fronteira MT/BT. Assim, a ERSE sublinha a expectativa de que na próxima edição de PDIRD-E 2020, seja possível ao operador da RND apresentar um balanço energético identificando claramente as perdas elétricas nas redes, em termos de energia (GWh) e em percentagem (%) do consumo referido à emissão. Será assim possível, e com dados concretos, confirmar as expectativas que foram antecipadas pelas análises custo-benefício que justificaram a aprovação do investimento neste vetor.

Finalmente, a ERSE regista como positiva a preocupação do operador da RND em apresentar um montante de investimento que permita manter os níveis de perdas nos valores adequados, designadamente

compensando as variações resultantes do aumento de produção distribuída e do nível em que a injeção desta ocorre, mas que, por outro lado, não resultem num agravamento dos custos a suportar pelos consumidores.

6.4 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO VETOR “EFICIÊNCIA OPERACIONAL”

A expansão da RND e o conseqüente aumento do número de ativos, com a crescente importância da gestão ativa da rede, o papel das comunicações e a evolução tecnológica criam desafios à operação e gestão da rede, associados a uma quota cada vez mais significativa da Produção em Regime Especial (PRE), bem como a novos padrões de consumo associados à mobilidade elétrica, sem esquecer a penetração de soluções de armazenamento, por forma a obter uma maior eficiência, quer ao nível da eficiência técnica da rede, quer ao nível da redução de custos. A resposta a tais desafios exige um maior nível de monitorização da rede e dos seus componentes, só possível através da criação de uma rede inteligente que permita integrar serviços úteis aos gestores e utilizadores da RND.

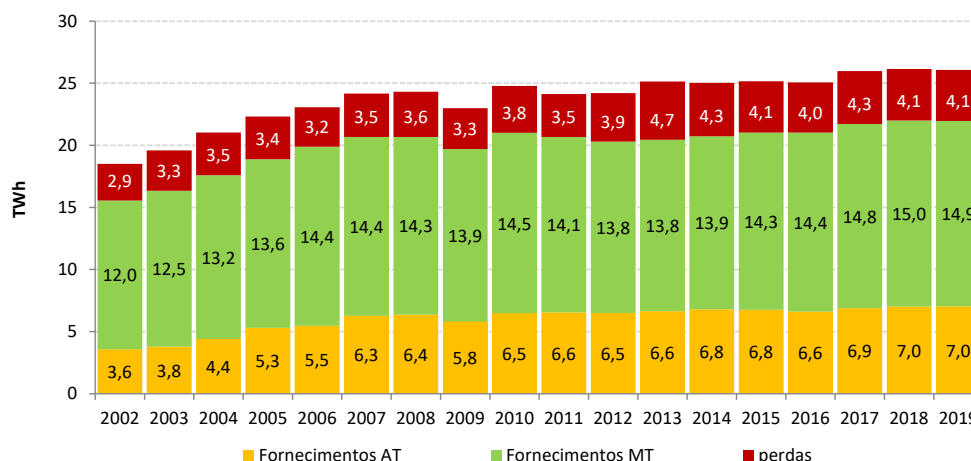
Segundo o operador da RND, na proposta de PDIRD-E 2020, e no horizonte temporal 2021-2025, dá-se continuidade ao esforço de melhoria da eficiência operacional, através da implementação de novas soluções e melhoria das existentes, procurando obter um maior controlo da rede, cuja complexidade deverá continuar a aumentar significativamente nos próximos anos, decorrente da Transição Energética e do aumento da digitalização, e que se pretende gerir de forma eficiente.

Neste contexto, o operador da RND refere na proposta de PDIRD-E 2020 que o vetor “Eficiência Operacional” contempla investimentos que potenciam a redução de custos operacionais, ainda que possa não ser esse o objetivo principal que justifica a sua realização. Estão abrangidos, entre outros, projetos de renovação de ativos e de melhoria do nível de automação das redes, com o objetivo de criar condições para que os vários elementos de rede possam comunicar entre si e, deste modo, atuar na rede, minimizando o número e a duração de incidentes, reduzindo a necessidade de intervenções nas redes e respetivos custos de operação.

Uma vez que a eficiência da rede em termos de custos está diretamente associada à utilização da rede, e em particular à energia saída da rede, a Figura 6-14 mostra a evolução da energia afeta ao uso das redes de distribuição, desagregada pelos níveis de tensão, AT e MT, bem como as perdas elétricas para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Apesar de, no geral, a figura demonstrar um histórico de acréscimo

da ordem dos 35% entre 2002 e 2008, é notório o abrandamento do crescimento anual do consumo após 2010, com uma quase estagnação até 2016 e um ligeiro aumento nos últimos 3 anos.

Figura 6-14 - Energia afeta ao uso das redes de distribuição



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Segundo o operador da RND, com os investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2020, será possível recolher benefícios em termos de redução de custos decorrentes da redução de tempos de interrupção e de um menor gasto com as equipas de manutenção. Estes benefícios serão tanto maiores quanto maior for o grau de automação das redes e o número de elementos de automatização na rede.

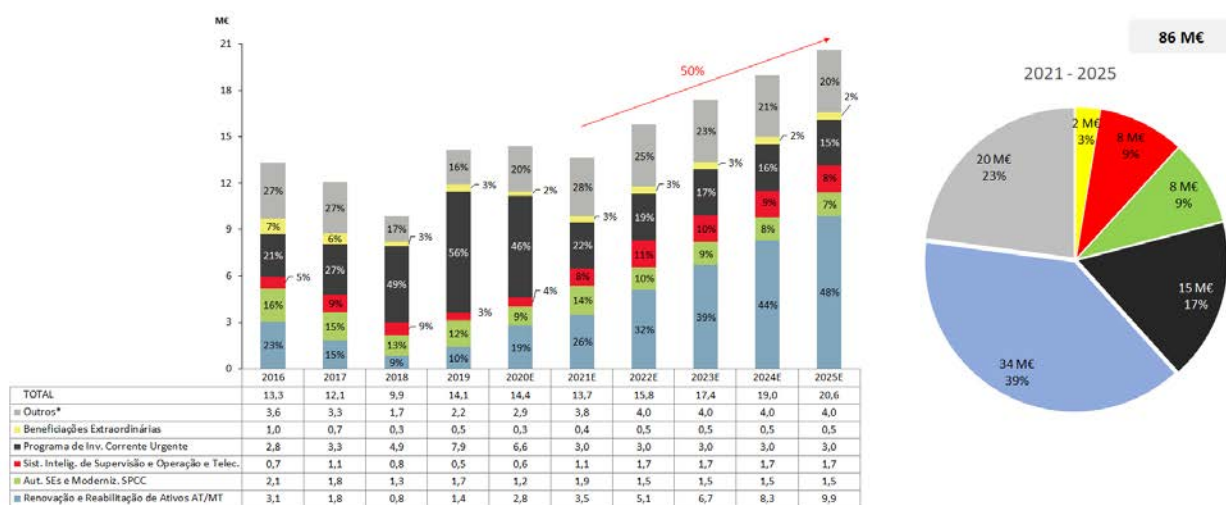
Para aferir o efeito desta automação o operador da RND divide os benefícios entre aqueles associados ao custo evitado com ordens de serviço, derivadas dos índices SAIFI e MAIFI, e os restantes associados a custos de manutenção (OPEX), em função linear da evolução do telecomando na rede MT (medido pela variação do custo “OPEX/Cliente”, com e sem investimento em pontos telecomandados).

Com base nestes indicadores, o operador da RND efetua uma análise custo-benefício, concluindo que este vetor se caracteriza por uma rápida recuperação do investimento com benefícios acima dos custos após 2035. Adicionalmente, o operador da RND avalia se o montante de investimento alocado a este vetor é compatível com a eficiência projetada, referindo que, para o nível de investimento proposto entre 2021-2025 (86,4M€), essa condição é verificada desde que a base de custos AT/MT decresça cerca de 1,1%/ano no quinquénio, e se a eficiência se mantiver durante a vida do investimento (atualmente essa redução é da ordem dos 2%).

Para atingir o nível de automação desejado, o operador da RND destaca os seguintes programas de investimento, especialmente direcionados para o vetor estratégico “Eficiência Operacional”:

- Automação de Subestações e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controle, que consiste na automação e a modernização dos sistemas em subestações com o objetivo de reduzir os custos operacionais, melhorando simultaneamente a eficiência operacional e facilitando a operação e condição da rede. Este programa ascende a 8M€ e representa 9% do investimento total do vetor.
- Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações, que tem por fim a modernização técnica de sistemas e de equipamentos de supervisão e operação, aumentando a sua resiliência, nomeadamente ao nível da disponibilidade, operacionalidade e eficácia, o que contribui para melhoria da eficiência operacional (8 M€ ou 9% do total do vetor).
- Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT, que consiste na substituição de ativos degradados, reduzindo as necessidades de manutenção e a melhoria da eficiência operacional (34 M€, 39% do investimento total).
- Investimento Corrente Urgente, que pretende dar resposta a problemas identificados nas redes e que, pela sua natureza, exigem uma solução urgente e levam na maioria dos casos à substituição dos elementos de rede, quando obsoletos, diminuindo, assim, os custos de operação e contribuindo para a melhoria da eficiência operacional (15 M€, 17% do investimento total).

Figura 6-15 - Evolução do investimento no vetor “Eficiência Operacional”



Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

A proposta de PDIRD-E 2020 apresenta uma ligeira redução do investimento no que diz respeito ao vetor “Eficiência Operacional”, com uma média de cerca de 17 M€ face aos 25 M€ registado no triénio 2018-2020. Ainda assim, a ERSE saúda o esforço do operador da RND em selecionar aqueles projetos que apresentem uma relação benefício-custo superior à unidade (Figura 6-15).

Quadro 6-5 - Custos associados ao vetor Eficiência Operacional

Programas de Investimento (mil euros)	2021 - 2025 (M€)	Eficiência Operacional						
		TOTAL	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Inv. Obrigatório (excluindo contadores)	88580	4429		872	894	888	888	888
Inv. Obrigatório (só contadores)	6500							
Desenvolvimento de Rede	82650	4133		553	873	895	895	918
Aquisição de Terrenos para Subestações								
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	83000	5810		1106	1176	1176	1176	1176
Mitigação do Risco do Operador de Infraestruturas Críticas	2500							
Automação e Telemando da Rede MT	27000	2700		700	500	500	500	500
Promoção Ambiental	35500							
Autom. SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	26300	7890		1890	1500	1500	1500	1500
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	39800	7960		1080	1720	1720	1720	1720
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	5500	275		75	50	50	50	50
Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT	167500	33500		3500	5100	6700	8300	9900
Beneficiações Extraordinárias	5615	2246		400	462	462	462	462
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	50000							
Ligações aos Operadores de Redes BT	10000	1000		200	200	200	200	200
Programa de Investimento Corrente Urgente	37500	15000		3000	3000	3000	3000	3000
Investimento Inovador	29204	1460		292	292	292	292	292
TOTAL	697149	86403	0	13668	15767	17382	18982	20605

Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2020

6.5 ANÁLISE DO INVESTIMENTO NO VETOR “ACESSO A NOVOS SERVIÇOS E INOVAÇÃO”

No contexto da transição energética, com uma crescente eletrificação e digitalização da sociedade, a transição para uma rede inteligente 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.

Com o investimento previsto neste vetor, o operador da RND pretende melhorar a sua capacidade de resposta, 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. Para tal, a instalação de dispositivos inteligentes de monitorização e controlo da rede bem como sistemas de gestão, 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.

Adicionalmente, segundo o operador da RND, os novos serviços, 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).

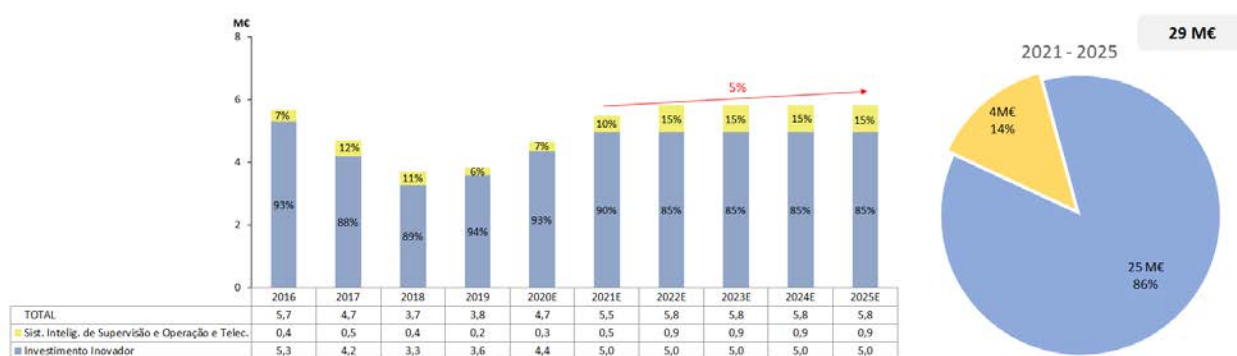
Em particular, os novos serviços permitirão, entre outras potencialidades:

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

Para concretizar os objetivos propostos neste vetor de investimento, o operador da RND definiu 2 programas de investimento:

- Investimento Inovador, que tem como fim dotar a rede de maior inteligência ao nível de componentes avançados, monitorização e sensorização da rede, e gestão ativa e integrada. Segundo o operador da RND, pretende-se alcançar “benefícios na disponibilização de informação e facilitar os serviços para o mercado e consumidores, contribuindo para uma rede cada vez mais “smart””. O programa prevê cerca de 24 M€ investir até 2025 neste vetor de investimento.
- Sistemas inteligentes de supervisão e operação, e telecomunicações, que tem como fim assegurar a modernização técnica de sistemas e equipamentos de supervisão e operação, bem como as telecomunicações e a cibersegurança, dotando a rede de uma gestão mais inteligente (4M€).

Figura 6-16 - Evolução do investimento no vetor “Acesso a Novos Serviços”

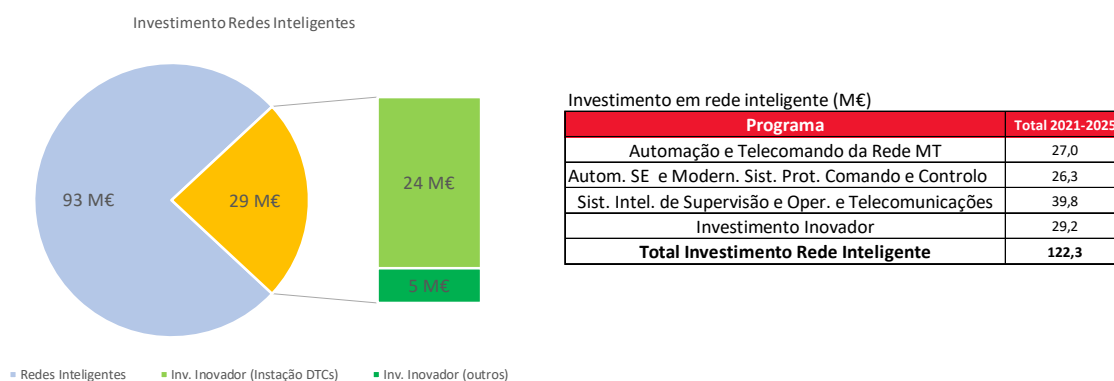


Fonte: Proposta de PDIRD-E 2020

Apesar de a proposta de PDIRD-E 2020 apresentar cerca de 28 M€ para o vetor “Acesso a Novos Serviços”, os programas que compõem este vetor são transversais a outros programas. Assim se considerarmos o investimento proposto pelo operador da RND nas chamadas “redes inteligentes”, num montante superior a 120 milhões de euros, verifica-se que 30 milhões de euros estão associados ao programa de “Investimento Inovador” estando o restante montante associado a outros programas de investimento que pretendem dotar a rede de soluções que permitam responder a novos desafios, nas áreas da digitalização, da sensorização e monitorização, da automação e telegestão do controlo da rede, comunicações e cibersegurança, e do processamento e análise de um volume crescente de dados.

O operador da RND refere que os novos serviços não dependem apenas da instalação de contadores inteligentes, mas também de sistemas de comunicação, tratamento de dados e de operação da rede, salientando o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, da ERSE.

Figura 6-17 - Investimento proposto em “redes inteligentes”



Fonte: A partir de dados da Proposta de PDIRD-E 2020

Dando resposta às recomendações da ERSE, no sentido de procurar melhorar a metodologia de quantificação e monetização dos benefícios associados ao vetor Acesso a Novos Serviços (ANS), o operador da RND refere a realização de um estudo conduzindo à adoção de uma metodologia baseada 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*”.

A ERSE considera que a transição energética e a crescente aposta da digitalização do setor elétrico, potenciarão o papel dos consumidores enquanto produtores atuando em comunidades de energia, criando condições para o aparecimento de novas soluções e novos serviços que possibilitem uma gestão local das redes de distribuição, otimizando os equilíbrios entre a procura e a produção local, por recurso a soluções de flexibilidade, que resultarão num adiamento de investimentos de rede.

Assim, a ERSE recomenda que na próxima edição do PDIRD-E 2022, o operador da RND apresente estudos que demonstrem o potencial das medidas de flexibilidade assentes em soluções de gestão das redes designadas “*non –wired*”, ou seja, sem o tradicional recurso a investimento em linhas e transformação.

Outro tema que importa referir e que foi objeto de comentário durante a consulta pública está relacionado com a implementação do projeto de instalação de contadores inteligentes, tendo sido referido que o número de contadores inteligentes instalados é até à data bastante inferior ao número de pontos de consumo. O mesmo comentário alerta ainda para a falta de informação na proposta de PDIRD-E 2020 sobre os montantes de investimento associados à instalação destes contadores, bem como a ausência de informação sobre as diferentes fases de implementação, informação essencial para a implementação do

disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019 (aqui associado à ausência de informação sobre o prazo de desenvolvimento da plataforma que permitirá o acesso, por parte dos consumidores finais, às suas próprias curvas de consumo, em períodos de 15 minutos, essencial para que seja eliminada a necessidade de faturação por estimativa na Baixa Tensão).

Face a este comentário, que é pertinente, a ERSE recomenda que o operador da RND melhore a proposta de PDIRD-E 2020 e, se possível que a versão final da mesma procure colmatar as lacunas de informação identificadas, recomendando ainda que seja efetuado um balanço detalhado ao nível dos resultados obtidos decorrentes das unidades já instaladas.

6.6 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Analisados os 5 principais vetores estratégicos de investimento, o operador da RND apresenta um sexto vetor designado “outros”, onde agrega um conjunto de investimentos que não se enquadram total ou parcialmente nos restantes vetores estratégicos, designadamente investimentos relacionados com questões ambientais e imposições regulamentares. São exemplos desses investimentos os programas de investimento abrangendo a instalação de equipamento de contagem no âmbito do investimento obrigatório, a Promoção Ambiental, Beneficiações Extraordinárias, a Abertura e Restabelecimento da RSFGC, o investimento Corrente Urgente e a Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas.

No total, estes investimentos ascendem a 88 milhões de euros ou 13% do investimento total específico proposto pelo operador da RND entre 2021-2025.

No que se refere à Promoção Ambiental, estão incluídas várias medidas voluntárias específicas de natureza ambiental, tais como a instalação de fossas de retenção de óleos em subestações, a instalação de barreiras acústicas em instalações para mitigação do ruído, a correção de linhas no âmbito da proteção da avifauna e o enterramento de linhas aéreas. Destaque para as medidas relativas a esta última medida, integradas no subprograma “*Integração Paisagística de Redes Aéreas*”, que na atual proposta de PDIRD-E 2020 tem como objetivo a integração paisagística de redes aéreas em AT áreas de elevada densidade populacional e urbanisticamente estabilizadas (na anterior proposta de PDIRD-E 2018 apenas incidia sobre a rede MT), num montante total de 48 M€.

Mantém-se, ainda, a preocupação acrescida com a abertura e restabelecimento da rede secundária de faixas de gestão de combustível, prevendo-se uma duplicação de verba em relação ao PDIRD-E 2018, num

total de 50 M€, decorrente do contínuo aumento das necessidades identificadas e custos unitários associados.

O PAPEL FUTURO DA RND E OS CONSUMIDORES DE ELETRICIDADE

Tal como referido no parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2018, o setor energético encontra-se num momento de transição energética, fruto de uma necessidade consensual de descarbonização da economia, que só será possível através de uma maior eletrificação da sociedade e um recurso cada vez maior a fontes de energia sustentáveis.

Nesse sentido, Portugal assumiu externamente, perante a União Europeia, compromissos quanto à defesa do clima e do plano de ação para a mitigação das consequências das alterações climáticas, ao nível do consumo de energia e em particular da eficiência energética, da eletrificação dos consumos, do incremento da produção de energia renovável, da descentralização da produção e introdução de fatores de consumo relevantes, tais como, o carro elétrico e o armazenamento de energia.

Em concreto, estes compromissos, que ficaram oficializados através do PNEC – Plano Nacional Energia e Clima²⁶, que estabelece linhas de atuação para 2021-2030, no Roteiro para Neutralidade Carbónica 2050²⁷ e no Plano Nacional de Investimentos 2030²⁸, são de, até 2030, reduzir entre 45 % e 55 % as emissões de gases com efeito de estufa, por referência às emissões registadas no ano de 2005; incorporar 47 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia; reduzir 35 % do consumo de energia primária com vista a uma melhor eficiência energética.

Para os atingir, será fundamental o papel das redes elétricas, e em particular o das redes de distribuição, como meio de integrar o expectável aumento da quota de produção a partir de fontes de energia renovável, cada vez mais descentralizada. Será igualmente fundamental o papel do consumidor final, enquanto produtor para o seu autoconsumo ou para o consumo das comunidades de energia em que se insere. Será ainda decisivo o incremento acentuado da eficiência energética e a adoção de novas formas de conversão e gestão de energia, como sejam a mobilidade elétrica e o armazenamento distribuído.

²⁶ Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/137618093/details/maximized>

²⁷ Disponível em <https://descarbonizar2050.pt/>.

²⁸ Disponível em <http://www.portugal2030.pt/wp-content/uploads/2017/10/Apresentacao-PNI2030-Site-PT2030.pdf>

Dependendo muito daquilo que a digitalização e a evolução tecnológica vierem a permitir, existem muito menos certezas do que incertezas quanto às consequências dessa evolução para as redes elétricas. No campo das certezas, ainda que seja expectável e desejável um aumento da eficiência energética, antevê-se um aumento do consumo final de eletricidade como consequência da transição do consumo de outros vetores energéticos mais poluentes. Existe também a certeza de que o tradicional modelo da rede elétrica, em que a energia flui, no essencial, da Muita Alta Tensão para a Baixa Tensão, já está a evoluir para uma outra realidade, com fluxos mais complexos e incertos, podendo fluir em sentido oposto.

E começam aqui algumas das incertezas, como por exemplo a evolução futura da utilização dos diferentes níveis de tensão das redes elétricas, não sendo garantido que ocorrerá um aumento do seu nível de utilização, o que poderá ser explicado pelo desacoplamento previsto entre consumo final de eletricidade e a utilização das redes elétricas – mais consumo final não significará necessariamente uma maior utilização. Como referido no seu último parecer à proposta de PDIRD-E 2018, a ERSE reforça que, em seu entender, uma menor utilização das redes na satisfação do consumo de energia elétrica não deve significar necessariamente uma contenção nas necessidades de investimento.

O papel dos consumidores enquanto agentes de promoção da eficiência energética está diretamente dependente da qualidade da informação que tenham acesso em termos da sua utilização da rede, bem como do nível de conectividade e digitalização disponível da rede de distribuição, que possibilite a inovação e a tomada de decisão em função de critérios de eficiência. É fundamental a discussão e clarificação das funções do operador da rede na disponibilização de informação aos consumidores e a empresas prestadoras de serviços, bem como a redefinição dos papéis de cada agente no setor.

É nesta linha de orientação que segundo o operador da RND, existe nesta proposta de PDIRD-E 2020 uma aposta crescente no investimento em equipamento essencial à gestão ativa das redes com recurso à digitalização e às tecnologias de informação (*smart grids*), o que permitirá um melhor conhecimento do estado dos equipamentos dessas redes e a antecipação das respetivas necessidades de manutenção, possibilitando uma gestão ativa das cargas, com um elevado potencial de redução das pontas de carga a que as redes de distribuição estão sujeitas. Estes investimentos acabarão por se traduzir em benefícios ao nível da otimização das necessidades de investimento em equipamento convencional e em ganhos de eficiência para o setor e para os consumidores (utilizadores).

A ERSE considera este investimento necessário e justificado, mas recorda que para que o mesmo seja aceite pelos consumidores é necessário que o operador da RND lhes transmita o máximo de benefícios que alcançou com a concretização dos projetos de automação e digitalização das redes. É fundamental que o

resultado dos vários projetos piloto realizados ou em curso resulte num conhecimento dos agentes sobre os benefícios alcançados e que sintam esses benefícios.

Um aspeto chave no papel da RND neste processo diz respeito à oferta de produção descentralizada e renovável por parte dos consumidores. Esta oferta não se irá limitar apenas ao abastecimento do seu consumo, mas permitirá aos consumidores enquanto produtores de energia elétrica disponibilizar serviços de sistema ao operador da rede, em determinadas condições, permitindo uma gestão otimizada da rede a nível local, sem recurso a soluções tradicionais mais centralizadas associadas a um indesejável aumento do investimento em mais rede “wired”. Esta nova realidade implicará naturalmente novas formas de relacionamento comercial entre as partes, abrindo caminho à existência de outros agentes, tais como, os agregadores e as comunidades energéticas, perspetivando-se alterações na forma de regulação do setor²⁹.

Existe hoje ao dispor dos operadores um cada vez maior leque de soluções de flexibilidade designadas “non-wired” que permitem procurar a cada momento um equilíbrio entre produção e consumo a nível local, adiando a concretização de investimentos, que eventualmente terão de ser realizados no futuro.

É nesta interpretação que a ERSE considera adequada a aposta do operador da RND na digitalização e automação da rede associada a uma maior comunicação entre elementos a rede, e entre estes e o próprio operador e consumidores. Mas, relembra que o ritmo de concretização dos investimentos deve ser medido em função da perceção dos benefícios por todos, para que o esforço de transição energética seja partilhado e para que o setor elétrico seja eficiente e sustentável.

6.7 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico contemplado na proposta de PDIRD-E 2020 resulta, segundo o operador da RND, 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.

Para o período 2021-2025, está previsto um investimento médio de 17,5 M€ a custos primários, coincidente com a média registada no triénio 2018-2020. Já a custos totais o valor inscrito na proposta de

²⁹ Uma visão interessante sobre a forma de regulação dos operadores da rede distribuição, inclusive visando a inovação, poderá ser consultada no estudo do CEER “Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators, including for innovation”, disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1128ea3e-cadc-ed43-dcf7-6dd40f9e446b>.

PDIRD-E 2020 ascende a 104 M€, ou uma média anual de 21 M€, abaixo da média no triénio 2018-2020 (23 M€), explicado por um menor peso dos encargos associados ao investimento específico.

Segundo o operador da RND, destaca-se um maior esforço de investimento até 2023, relacionado com a implementação do *roadmap* tecnológico, metodologia *agile* no desenvolvimento de produtos informáticos, aceleração digital, renovação de sistemas OMS e GIS, entre outros, tal como descrito detalhadamente no ponto 3.5 e 9.2 da proposta de PDIRD-E 2020.

O operador identifica ainda o modo como aloca este investimento, transversal a todas as redes de distribuição, aos vários níveis de tensão, referindo que *“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%.)”

6.8 CENÁRIO FINAL DE INVESTIMENTO

Tendo por base a análise crítica efetuada pela ERSE ao investimento específico proposto para que sejam cumpridos os principais objetivos do plano e de cada vetor estratégico de investimento, a ERSE considera que, no geral, o racional subjacente aos programas e subprogramas de investimento propostos é adequado, e que os mesmos estão na sua maioria devidamente fundamentados. No entanto, ao longo da sua análise, a ERSE identificou algumas exceções e, por isso, tece um conjunto de considerações e recomendações para que o exercício de planeamento possa evoluir e para que a proposta de PDIRD-E 2022 possa trazer valor acrescentado, em termos de informação útil para que os utilizadores das redes possam compreender melhor a motivação do investimento a concretizar.

A ERSE identificou algumas lacunas em termos de informação que permita fundamentar as necessidades de alguns dos projetos individuais, como, por exemplo, no programa “renovação e reabilitação de ativos”, onde para alguns dos projetos propostos não é disponibilizada informação sobre a condição física dos ativos e a sua criticidade. A ERSE recomenda que, previamente à aprovação desses projetos, o operador da RND forneça a informação em causa, de modo a que todos compreendam a calendarização proposta.

Por outro lado, em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRD-E 2020, a ERSE considera que na atual conjuntura económica não é desejável que o investimento

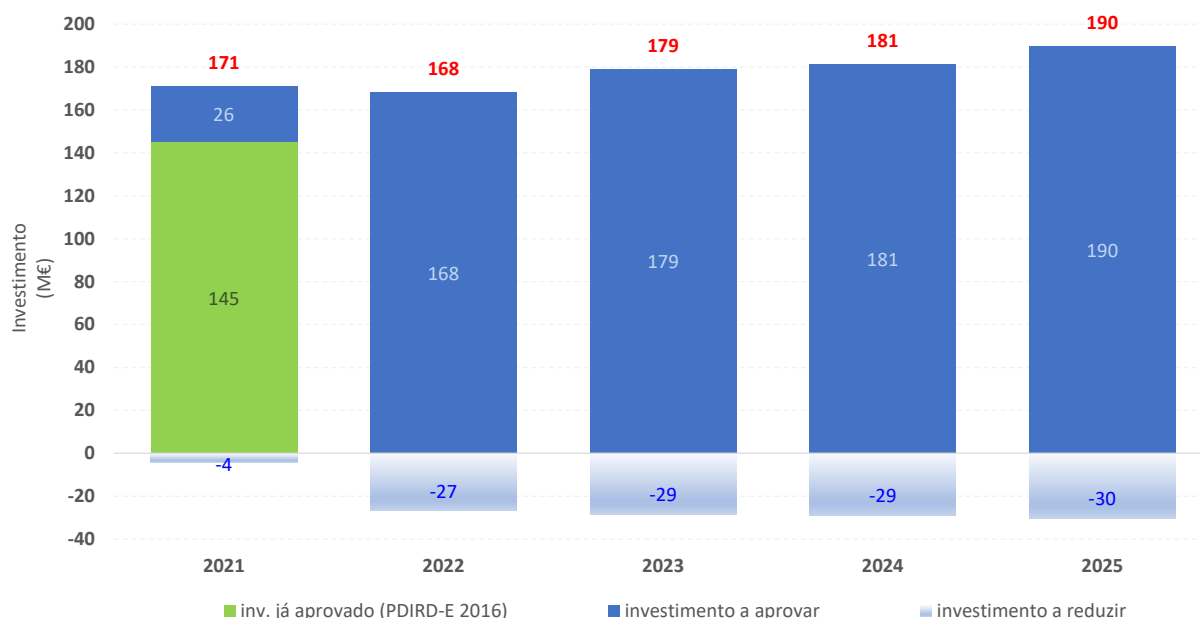
proposto possa conduzir a um aumento de custos para os consumidores, ou seja, que o investimento a concretizar ao longo dos 5 anos do horizonte do plano, deve ser neutro em termos de impacto tarifário.

Para que esta condição se verifique, a ERSE considera ser necessária uma redução do montante global de investimento num total de 119 milhões de euros, a custos totais, para todo o quinquénio, relembrando que existe um montante de 145 milhões de euros de projetos aprovados a concretizar até 2021, sobre os quais não pode incidir essa redução.

Assim, a ERSE recomenda ao operador da RND que reformule a proposta de PDIRD-E 2020, de forma a que ao longo dos 5 anos, o total de transferências para exploração não exceda 889 milhões de euros, e que em cada ano não exceda os limites ilustrados na Figura 6-18 .

A ERSE sublinha que cabe ao operador da RND seleccionar os projetos que apesar de necessários podem ser adiados e recalendalizados, e quais os projetos que, pela sua urgência, necessitem de ser concretizados na data apresentada na proposta de PDIRDE 2020. A ERSE admite igualmente que, pode ser necessário antecipar alguns projetos, nomeadamente em subprogramas de investimento agregados, recomendando ao operador da RND que, nesse caso, proceda as devidas adaptações para que o montante nesse ano não exceda o limite indicado.

Figura 6-18 – Cenário final de investimento (ERSE)



Fonte: A partir de dados da proposta de PDIRD-E 2020

7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

7.1 IMPACTES ESTIMADOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR PELA TARIFA

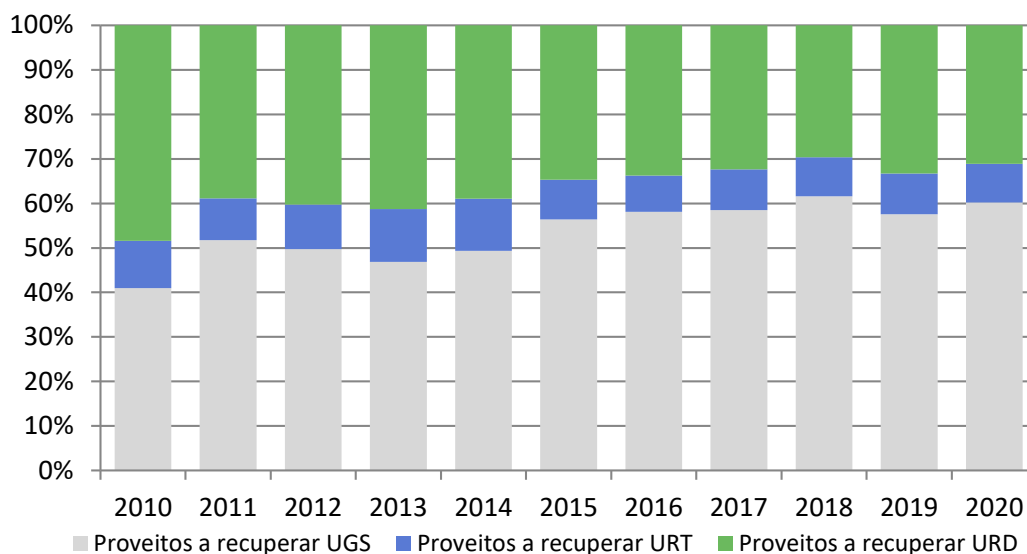
Neste capítulo, são apresentadas estimativas dos impactes dos custos decorrentes das necessidades de investimento da RND, previstos na proposta de PDIRD-E 2020, nos proveitos unitários da atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar pela aplicação da tarifa de Uso das Redes de Distribuição em Alta Tensão e Média Tensão. Este capítulo integra, igualmente, uma estimativa do impacte tarifário desses investimentos, tanto ao nível da tarifa de uso das redes de distribuição como nas tarifas de venda a clientes.

ENQUADRAMENTO

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de acesso às redes e têm um impacte significativo na tarifa de venda a clientes finais. Na figura seguinte é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição assumem no total dos proveitos dos acessos³⁰. Observa-se, no entanto, que o peso destes proveitos no total dos proveitos recuperados pelas tarifas de uso das redes têm vindo a diminuir, em parte devido ao aumento dos Custos de Interesse Económico Geral, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, mas também decorrente da própria diminuição do valor dos proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição.

³⁰ Os proveitos relativos aos acessos incluem os proveitos decorrentes do uso da rede de transporte, da rede de distribuição e do uso global do sistema.

Figura 7-1 - Proveitos dos acessos recuperados nas tarifas



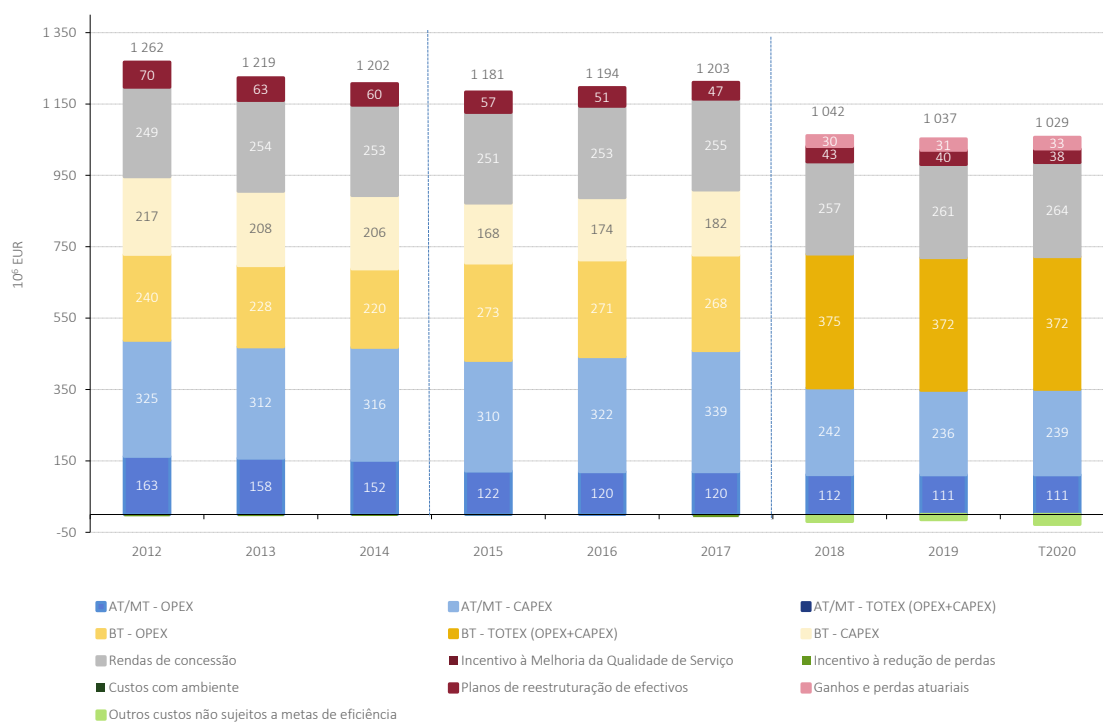
Fonte: ERSE

A atividade de Distribuição de energia elétrica é uma atividade, cujos proveitos permitidos decorrem da aplicação de uma metodologia do tipo *price cap*. Até ao período de regulação 2009-2011, o *price cap* foi aplicado ao conjunto dos custos operacionais e de investimento (amortizações e remuneração do ativo líquido aceite). A partir de 2012, e como forma de reduzir os custos sem sacrificar os investimentos, o CAPEX³¹ passou a ser aceite em base anual, continuando o OPEX a estar sujeito a metas de eficiência. A partir de 2018, a metodologia de *price cap* voltou a ser aplicada aos custos totais (conjunto dos custos operacionais e de investimento), mas apenas para o nível de tensão BT. Um dos motivos para esta alteração de metodologia apenas ter sido efetuada no nível de tensão BT prende-se com o facto de os investimentos nesse nível de tensão não se encontrarem enquadrados por planos de desenvolvimento e investimentos de redes.

Assim, só desde 2012 é possível individualizar o CAPEX do OPEX em termos de proveitos permitidos, sendo possível verificar o peso de cada componente de custos da atividade de distribuição, conforme ilustrado na figura seguinte.

³¹ CAPEX: remuneração do ativo líquido aceite (taxa de remuneração*Base de Ativos regulada) e amortizações.

Figura 7-2 - Proveitos permitidos reais e previstos em tarifas³²



Fonte: ERSE

Observa-se que, em média, ao longo deste período, cerca de 25% dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica dizem respeito aos custos associados aos investimentos em AT/MT, isto é, à remuneração e à amortização desses investimentos.

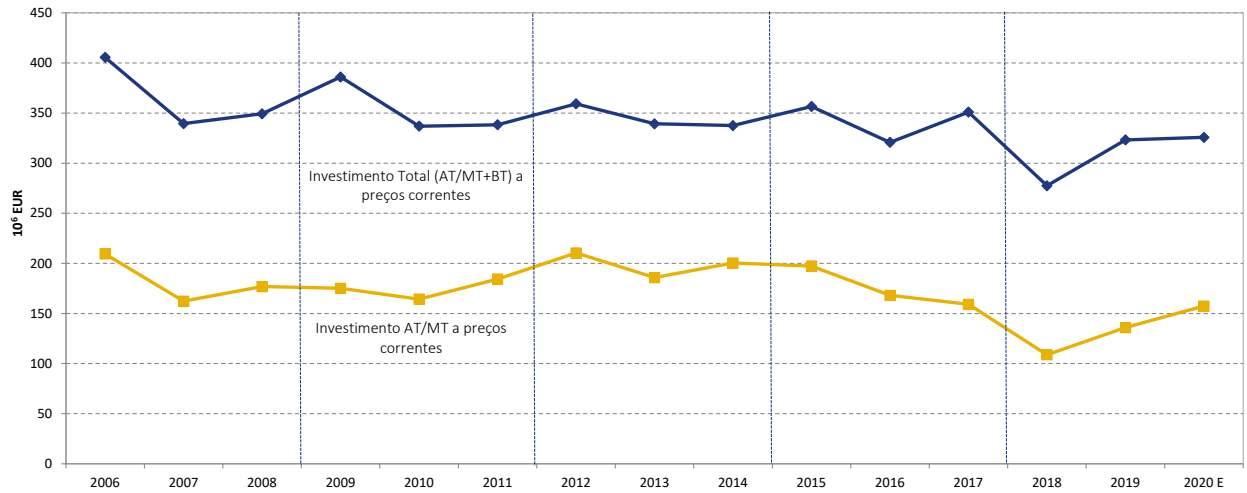
Tendo em conta o impacto das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica, mais propriamente ao nível do CAPEX, importa analisar a evolução dos investimentos desta atividade e o seu reflexo na base de ativos regulada para efeitos de remuneração.

A Figura 7-3 apresenta a evolução dos investimentos em toda a rede de distribuição (incluindo as redes de BT) e dos investimentos na rede AT e MT, sendo possível observar que, embora o valor anual dos investimentos nestes níveis de tensão não apresentou grandes oscilações, diminuiu a partir 2016³³, para valores médios em torno dos 150 milhões de euros.

³² Não incluem o efeito de ajustamentos.

³³ Note-se que, em 2018, a queda mais acentuada do investimento foi devida, em parte, à transição para um novo sistema de informação da E-Redes.

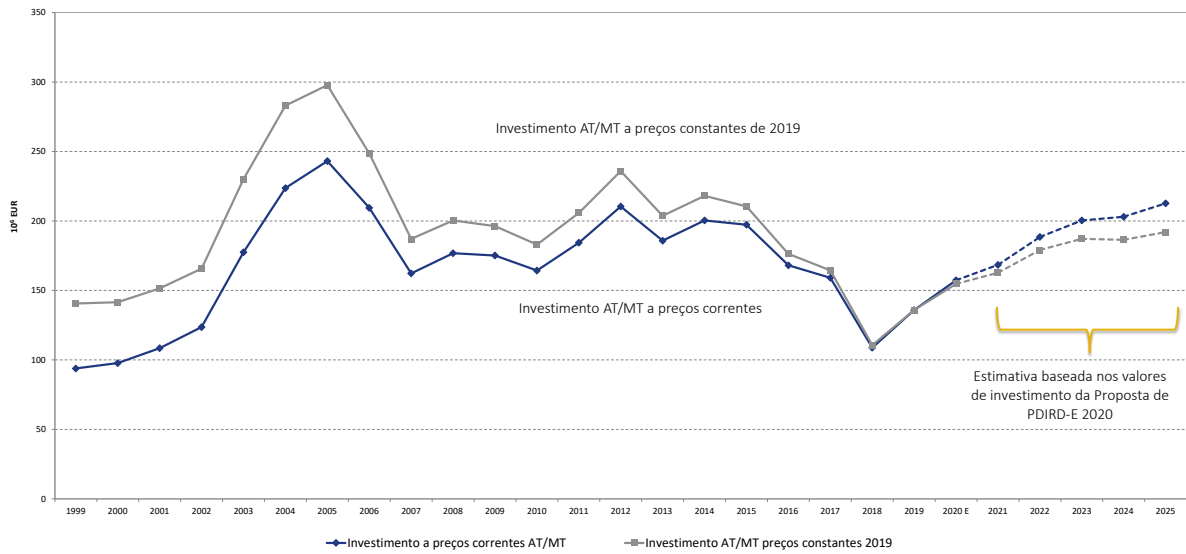
Figura 7-3 - Evolução do investimento



Fonte: ERSE, E-Redes

Esta tendência de redução do investimento nos últimos anos é confirmada também pela observação de uma série mais longa de evolução do investimento na rede AT/MT, tal como demonstrado na figura seguinte. Sublinhe-se que o cenário de investimento apresentado na presente proposta de PDIRD-E 2020 implica a inversão desta tendência, levando ao aumento do investimento na rede AT/MT para níveis próximos dos verificados entre 2007 e 2015.

Figura 7-4 - Evolução do investimento na rede de AT/MT³⁴



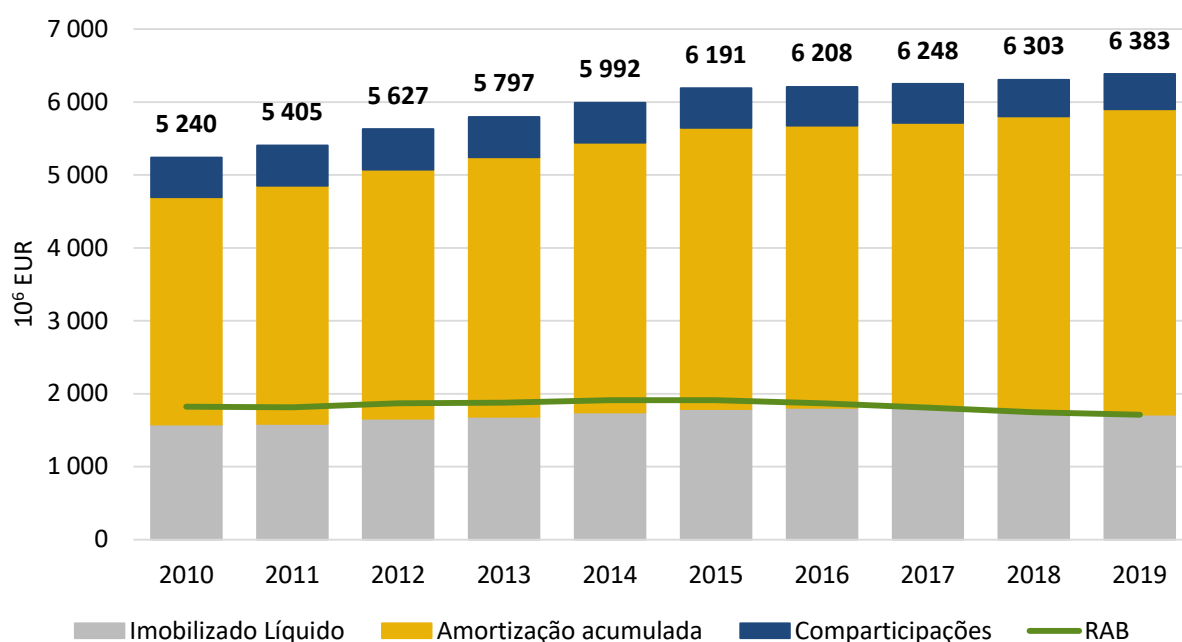
Fonte: ERSE, E-Redes

A diminuição do investimento na rede AT/MT que se verificou desde 2016 também é evidente quando se analisa a evolução do ativo, nomeadamente, a evolução do ativo regulado³⁵, que apesar de apresentar, para AT/MT, valores relativamente estáveis, ligeiramente abaixo dos 2 mil milhões de euros, conforme ilustrado na figura seguinte, observou uma diminuição nos últimos anos. Desde 2016, o nível de investimento foi inferior ao nível de amortizações e abates.

³⁴ Investimento em imobilizado tangível e intangível, incluindo custos primários, encargos de estrutura e gestão, contadores, participações financeiras e em espécie. Exclui custos financeiros e investimento em imobilizado em exploração.

³⁵ RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*, ativo líquido médio deduzido de subsídios e participações.

Figura 7-5 - Evolução do ativo em AT/MT



Fonte: ERSE

IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

Com base nos dados fornecidos na proposta de PDIRD-E 2020 foram avaliados diferentes cenários de evolução da procura e dos proveitos a recuperar pelas tarifas, com vista a efetuar simulações dos impactes dos custos de investimento propostos no PDIRD-E 2020 nos proveitos unitários da atividade de distribuição de energia elétrica (DEE) em AT/MT.

Tendo presente o desalinhamento dos cenários de consumo propostos no PDIRD-E 2020 face ao contexto macroeconómico atual, ilustrado no capítulo 3, a ERSE optou por considerar cenários de consumo para a análise dos impactos tarifários diferentes, de modo a nela refletir os efeitos no consumo de eletricidade decorrentes da crise pandémica da COVID-19, que já são conhecidos atualmente. Estes cenários da ERSE têm como ponto comum de partida a melhor estimativa do consumo para o ano 2020, tendo por base o consumo ocorrido até ao final 3.º trimestre, e projetam-se para o futuro com diferentes taxas de crescimento, que pretendem refletir diferentes expectativas de recuperação económica em Portugal.

Assim, no cálculo do proveito unitário foram considerados cenários para a evolução do consumo de eletricidade³⁶ com os seguintes pressupostos:

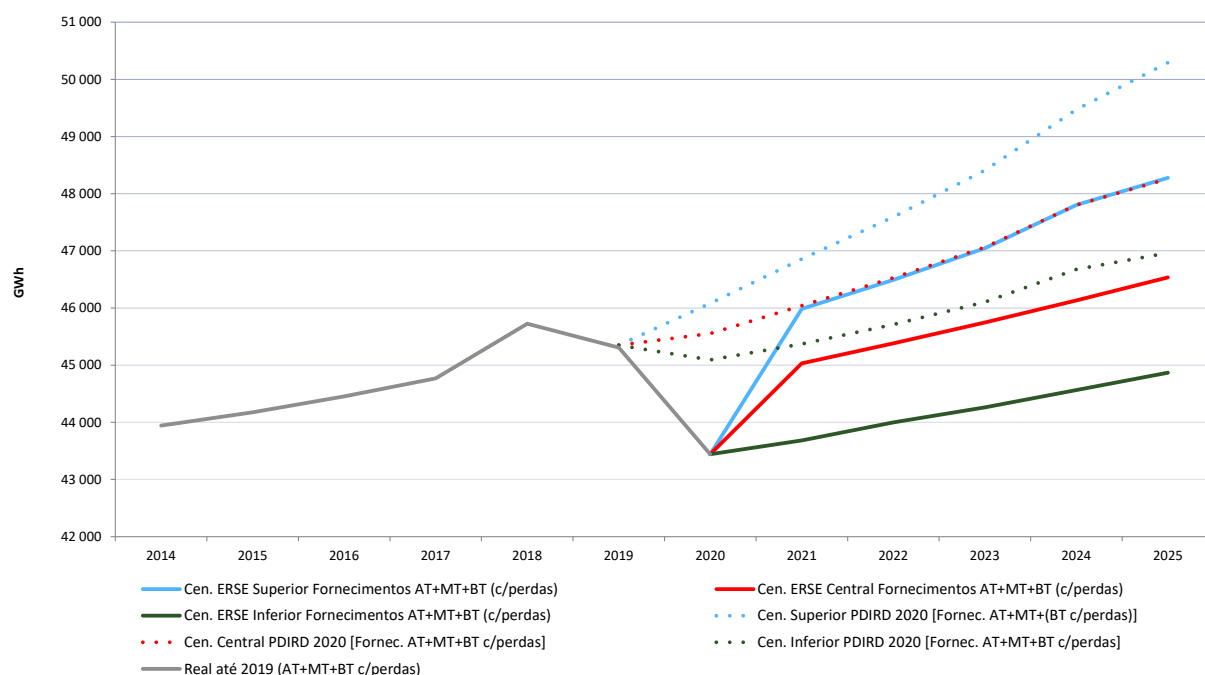
- **Cenário ERSE Central** – Em 2020 assume-se que a variação anual do consumo por nível de tensão é igual à variação do consumo real por nível de tensão acumulada até ao 3.º trimestre de 2020. Em 2021 assume-se uma previsão dos fornecimentos totais que iguala o ocorrido em 2019. A partir de 2022 aplicam-se as taxas de crescimento do cenário Central Ambição do RMSA-E 2019;
- **Cenário ERSE Superior** – Em 2020 assume-se o consumo do cenário Central (vide acima). A partir de 2021 assumem-se os valores anuais do cenário Central do PDIRD-E 2020;
- **Cenário ERSE Inferior** - Em 2020 assume-se o consumo do cenário Central. De 2022 em diante aplica-se as taxas de crescimento do cenário Continuidade Central do RMSA-E 2019. O valor de 2021 é determinado de forma a que o consumo em 2025 iguale o valor de 2019 (no referencial dos fornecimentos).

Na construção dos cenários de procura foram ainda utilizados outros pressupostos, nomeadamente: i) a taxa de perdas da RNT prevista para 2021 é aplicada durante o período do plano; ii) a taxa de perdas da RND utilizadas nos cenários ERSE têm correspondência às taxas dos cenários Proposta PDIRD-E 2020 equivalentes; iii) a estrutura de fornecimentos por nível de tensão, a partir de 2021, de acordo com o apresentado nos cenários da procura do plano, aplicada aos respetivos cenários ERSE.

Na Figura 7-6 identificam-se os três cenários de procura utilizados pela ERSE para a análise da evolução do proveito unitário, bem como a sua comparação com os cenários de consumo da proposta de PDIRD-E 2020.

³⁶ Os cenários para a evolução da procura foram formulados no referencial de fornecimentos totais, e posteriormente, transpostos para o referencial de fornecimentos AT+MT+BT (com perdas) para efeitos de cálculo de proveito unitário.

Figura 7-6 - Cenários de evolução da procura considerados pela ERSE para cálculo de impactes tarifários e sua comparação com os do PDIRD-E 2020 (Fornecimentos AT + MT + (BT com perdas))



Fonte: ERSE, E-Redes

Os cenários de proveitos considerados na análise foram os seguintes:

- a) **Cenário PDIRD-E 2020** - Cenário 2019 Real com evolução dos investimentos da proposta de PDIRD-E 2020

Este cenário teve por base: (i) valores do CAPEX³⁷ de 2019 real e de 2020 estimado³⁸, evoluindo até 2025 de acordo com os investimentos anuais previstos no cenário de investimento apresentado na proposta de PDIRD-E 2020³⁹ e (ii) valores do OPEX⁴⁰ de 2019 real e de 2020 estimado³⁸, evoluindo até 2025 com o IPIB-X, sendo que o indutor energia distribuída evolui com base nos cenários de procura considerados.

- b) **Cenário ERSE** - Cenário 2019 Real com evolução dos investimentos do cenário proposto pela ERSE

³⁷Capital Expenditure, que corresponde aos custos com capital (remuneração do investimento sua respetiva amortização)

³⁸ Com base na informação recebida no âmbito do processo tarifário para 2021.

³⁹ Nestas análises assume-se que as transferências para exploração correspondem ao investimento anual. O cenário de investimentos anuais constante da proposta de PDIRD-E 2020 inclui 145 milhões de euros de investimento já aprovado em sede do PDIRD-E 2016.

⁴⁰ Operational Expenditure, que corresponde aos custos com capital (remuneração do investimento sua respetiva amortização)

Este cenário procura garantir que, no cenário de procura ERSE Central, a variação do proveito unitário entre 2019 e 2025 seja nula. O cenário teve por base: (i) valores do CAPEX de 2019 real e de 2020 estimado³⁸, evoluindo até 2025 de acordo com os investimentos anuais previstos no cenário de investimento ERSE proposto neste Parecer⁴¹, detalhado no ponto 6.8 deste Anexo e no Quadro 7-1 abaixo e (ii) valores do OPEX de 2019 real e de 2020 estimado³⁸, evoluindo até 2025 com o IPIB-X, sendo que o indutor energia distribuída evolui com base nos cenários de procura considerados.

No quadro seguinte compara-se o montante de investimento total entre os dois cenários de proveitos analisados.

Quadro 7-1 - Investimento total nos 2 cenários de proveitos analisados

10 ⁶ EUR	2021	2022	2023	2024	2025	Total 2021 - 2025
Investimento Total (custos totais) cenário PDIRD-E 2020	175	195	208	210	220	1008
Investimento Total (custos totais) cenário ERSE	171	168	179	181	190	889
Diferença (ERSE-PDIRD-E 2020)	-4	-27	-29	-29	-30	-119

Fonte: ERSE, E-Redes

Para a realização das simulações de impactes, os principais pressupostos considerados no cálculo de proveitos permitidos encontram-se resumidos no Quadro 7-2.

⁴¹ Assume-se que no cenário ERSE o montante anual de participações financeiras e de investimento em contadores se mantém face ao cenário PDIRD-E 2020. O cenário ERSE contém, em 2021, os 145 milhões de euros de investimento já aprovado em sede do PDIRD-E 2016.

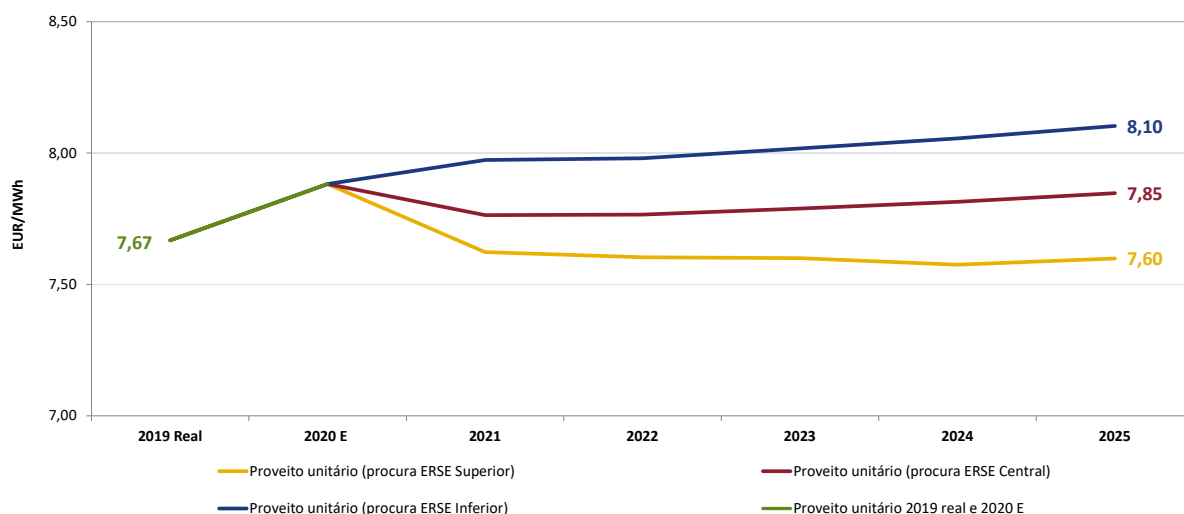
Quadro 7-2 – Resumo dos pressupostos para cálculo de proveitos da atividade de DEE em AT/MT

Base de ativos (RAB)	Valor de referência para as bases de ativos reguladas e amortizações acumuladas são os valores reais de 2019 e estimados de 2020, com base na informação recebida no âmbito do processo tarifário para 2021.
Taxa de amortização	Média histórica da taxa de amortização.
Taxa de abates	Média histórica da taxa de abates.
Taxa remuneração ativos	Taxa de remuneração de ativos real de 2019: 5,13%.
Custos operacionais	Determinados através da atual formulação de proveitos com componente fixa e indutores de custos (evolução do consumo e kms de rede) sujeitos a eficiência (2%). A evolução do indutor do consumo está associada ao respetivo cenário de procura. O valor dos kms de rede manteve-se igual ao valor estimado para 2020.
Ajustamentos	Ajustamentos t-1 do CAPEX e restantes ajustamentos t-2 não foram considerados.
Outros	Restantes rubricas de proveitos: à semelhança dos Pareceres a PDIRD-E anteriores, não se consideraram as rubricas de custos não controláveis (ganhos e perdas atuarias, custos com planos de reestruturação de efetivos, outros custos não sujeitos a metas de eficiência).

Fonte: ERSE

De seguida, é apresentada na Figura 7-7 a evolução dos proveitos permitidos unitários resultante do cenário de investimento PDIRD-E 2020, para os três cenários de procura definidos pela ERSE.

Figura 7-7 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – Investimentos Cenário PDIRD-E 2020



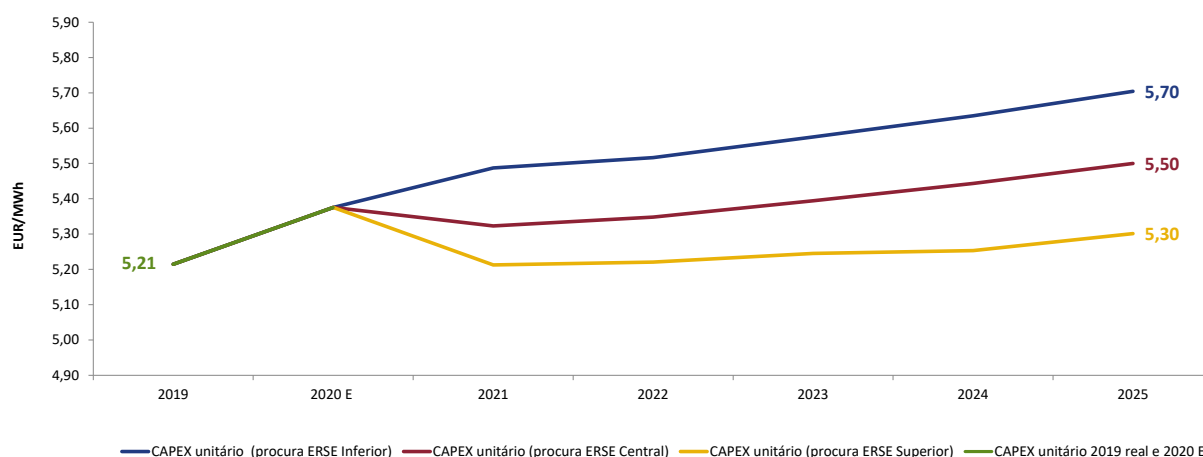
Fonte: ERSE

Nesta análise, considera-se como ponto de partida o proveito unitário real de 2019, uma vez que a crise provocada pela COVID-19 torna o ano de 2020 um ano com muitas especificidades e, portanto, desadequado para ser considerado um ano de referência. Observa-se que, em 2025, o proveito unitário a

recuperar por aplicação das tarifas é inferior ao valor de 2019 apenas no cenário de procura ERSE Superior, sendo superior nos cenários de procura ERSE Central e ERSE Inferior.

De seguida, apresenta-se igualmente a evolução do CAPEX unitário neste cenário de investimento, para os três cenários de procura. Verifica-se um aumento do CAPEX unitário em todos os cenários de procura.

Figura 7-8 - CAPEX unitário e cenários de evolução da procura – cenário PDIRD-E 2020



Fonte: ERSE

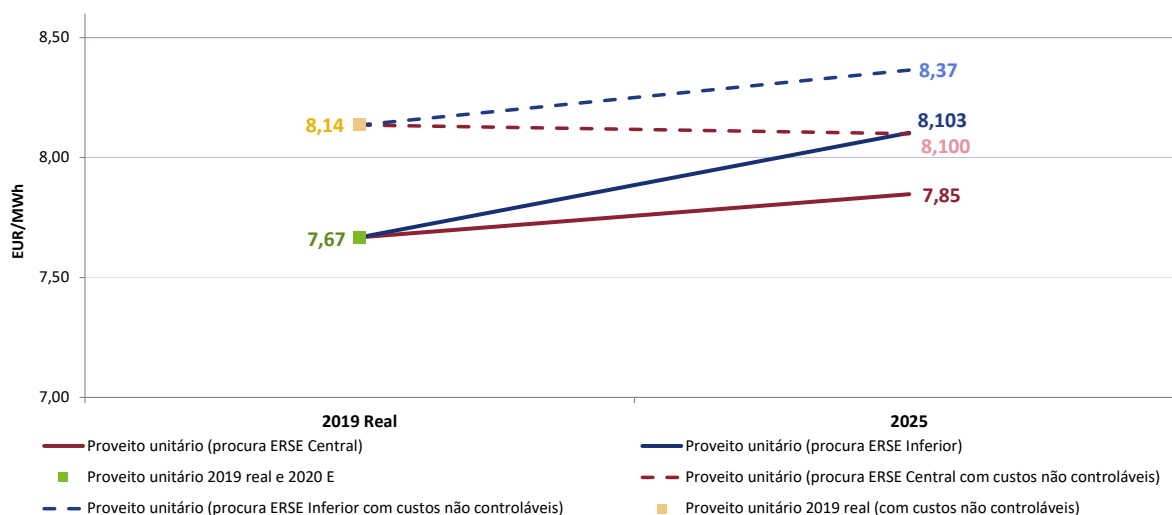
Na proposta de PDIRD-E 2020, o operador de rede estimou que o cenário de investimentos proposto não iria agravar o proveito unitário em 2025 face ao valor de 2019, nos três cenários de procura aí considerados.

Embora a proposta de PDIRD-E 2020 não apresente detalhes dos pressupostos utilizados nas análises de impactes em proveitos, é possível concluir que existem pelo menos duas diferenças substanciais relativamente aos pressupostos assumidos pela ERSE:

- Os cenários de procura utilizados, tal como detalhado anteriormente deste Parecer;
- A consideração de custos não controláveis, como os planos de reestruturação de efetivos e os ganhos e perdas atuariais, no total de proveitos permitidos.

Estima-se que o montante destes custos não controláveis venha a diminuir ao longo do período de análise dos impactes, à medida que os planos de reestruturação de efetivos se aproximam do seu término. A figura seguinte apresenta a evolução do proveito unitário entre 2019 e 2025, considerando no cálculo dos proveitos os custos com ganhos e perdas atuariais e com os planos de reestruturação de efetivos.

Figura 7-9 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – cenário PDIRD-E 2020, com custos não controláveis



Fonte: ERSE

Como observado na Figura 7-7 acima, no cenário de investimento PDIRD-E 2020, não considerando custos não controláveis, o proveito unitário em 2025 é superior ao de 2019 no cenário de procura ERSE Central. Contudo, considerando parte dos custos não controláveis (ganhos e perdas atuarias e planos de reestruturação de efetivos) nos proveitos permitidos, no cenário de procura ERSE Central passa a verificar-se uma redução do proveito unitário entre 2019 e 2025. Este efeito decorre da evolução decrescente estimada dos custos com planos de reestruturação de efetivos entre 2019 e 2025, como acima referido, o que permite um aumento do CAPEX até 2025, sem que se ultrapasse o proveito unitário do ano de 2019. Ou seja, a inclusão destes custos não controláveis, decrescentes, na análise de impactes permite acomodar o aumento de CAPEX decorrente do plano de investimento proposto. Note-se que o cenário de procura ERSE Central é ligeiramente inferior ao cenário inferior utilizado nas análises constantes da proposta de PDIRD-E 2020.

Essas rubricas de custos não fazem parte da base de custos sujeita a metas de eficiência, pelo que a sua diminuição tem um impacte da mesma ordem de grandeza nos proveitos a recuperar pelas tarifas. Sendo essas rubricas de custos naturalmente independentes da proposta de PDIRD-E 2020, a opção do operador de inclui-las na avaliação dos impactes do PDIRD-E 2020 causará naturalmente um enviesamento da avaliação do impacte deste plano na evolução dos proveitos.

Ao contrário da opção do operador, a ERSE entende que as análises de impactes em proveitos devem procurar avaliar o impacte incremental dos investimentos propostos, independentemente da evolução

mais ou menos favorável de custos que estão fora do controlo do operador e que não respeitam a decisões tomadas no âmbito do plano de investimentos.

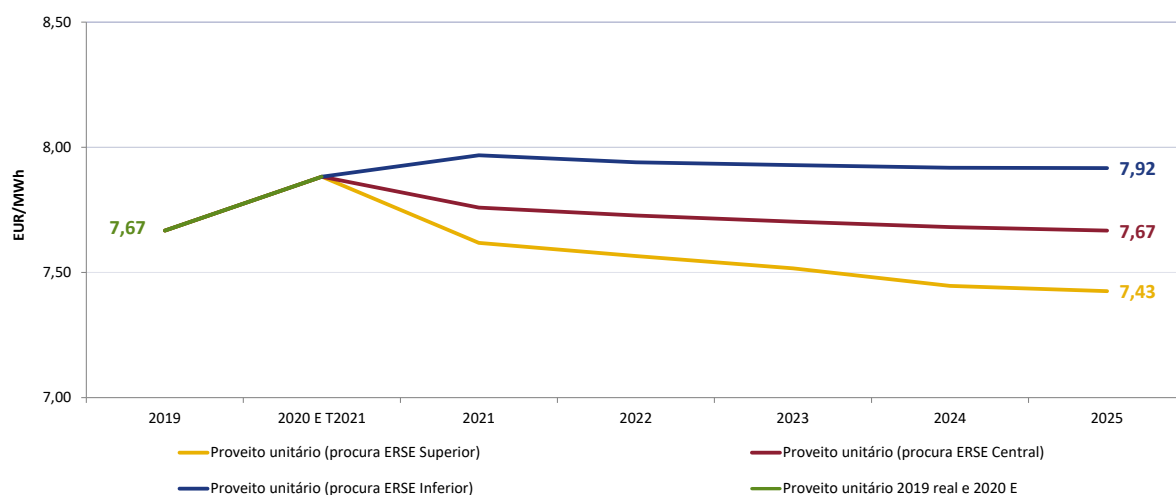
Registe-se que esta posição da ERSE tem sido consistente, visto que nos Pareceres da ERSE às propostas de PDIRD-E 2016 e de PDIRD-E 2018 também não se consideraram estes custos não controláveis na análise de impactes em proveitos.

Assim, em termos de impactes económicos, conclui-se que, no cenário de procura ERSE Central, o cenário de investimento constante da proposta de PDIRD-E 2020 agrava os proveitos permitidos unitários ao longo do período em análise, com base nos pressupostos utilizados pela ERSE.

Procurou-se então encontrar uma solução que garantisse o objetivo de manter o proveito unitário no cenário de procura ERSE Central, tendo em conta o contexto económico particularmente incerto, decorrente da crise provocada pela COVID-19.

Este cenário, detalhado no Quadro 7-1 acima, implica a redução em 119 milhões de euros, a custos totais, do total do investimento do quinquénio, face ao proposto no cenário PDIRD-E 2020. O impacte deste cenário no proveito unitário é evidenciado na figura seguinte.

Figura 7-10 - Proveitos unitários e cenários de evolução da procura – Investimentos Cenário ERSE



Fonte: ERSE

No quadro seguinte, apresenta-se um resumo comparativo do impacte nos valores de proveito unitário em 2025 face a 2019, resultantes dos cenários de procura, investimento e de custos expostos anteriormente,

bem como as respetivas taxas de variação média anual e taxa de variação acumulada para o período do plano.

Quadro 7-3 – Resumo comparativo dos impactes em proveito unitário dos cenários analisados

Investimentos	Inclusão de custos não controláveis	Consumo	2019	2025	Variação do proveito unitário 2019 » 2025	
			Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Taxa média anual	Variação acumulada
Proposta PDIRD-E 2020	×	ERSE Inferior	7,67	8,10	0,93%	5,68%
	×	ERSE Central	7,67	7,85	0,39%	2,34%
	×	ERSE Superior	7,67	7,60	-0,15%	-0,90%
Proposta PDIRD-E 2020	✓	ERSE Inferior	8,14	8,37	0,46%	2,82%
	✓	ERSE Central	8,14	8,10	-0,07%	-0,45%
Cenário ERSE	×	ERSE Inferior	7,67	7,92	0,54%	3,25%
	×	ERSE Central	7,67	7,67	0,00%	0,00%
	×	ERSE Superior	7,67	7,43	-0,53%	-3,16%

Fonte: ERSE

7.2 ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRD-E 2020

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT são recuperados pelas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT. O peso destas tarifas nas tarifas de acesso às redes aprovadas para 2019 e para 2020 são os apresentados no quadro seguinte.

Quadro 7-4 – Peso médio das tarifas Uso das Redes de Distribuição em AT e MT nas tarifas de Acesso às Redes, aprovadas para 2019 e para 2020

Nível de tensão	Tarifas aprovadas para 2019	Tarifas aprovadas para 2020
AT	6%	6%
MT	22%	20%
BTE	11%	10%
BTN	9%	8%

A avaliação do impacto tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRD-E 2020 tem por base os cenários de evolução da procura anteriormente apresentados (Figura 7-6), assim como os cenários de investimentos desenhados pela ERSE (Quadro 7-1), com os correspondentes efeitos em termos de proveitos permitidos na atividade de distribuição de energia elétrica. Os impactos são avaliados quanto à variação anual, tanto das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e MT, como das tarifas de acesso às redes, e, finalmente, dos preços finais a clientes.

O quadro seguinte apresenta, para o cenário ERSE central de procura, os impactes tarifários anualizados, por nível de tensão, das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais, para cada ano entre o ano de referência (2019) e o último ano do plano (2025).

De notar que, devido ao facto de o ano de 2020 ser um ano atípico devido à pandemia de COVID-19, houve necessidade de alterar o referencial de tarifas (que corresponderia, em circunstâncias normais, às publicadas mais recentemente, 2020), para o referencial das tarifas publicadas para 2019.

Quadro 7-5 – Impactes tarifários anuais dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE central de evolução da procura

Tarifas	Impacte Tarifário anual no cenário central de procura (%)											
	2020 / 2019		2021 / 2020		2022 / 2021		2023 / 2022		2024 / 2023		2025 / 2024	
	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE
Uso Rede Distribuição AT/MT	2,8%	2,8%	-1,5%	-1,6%	0,0%	-0,4%	0,3%	-0,3%	0,3%	-0,3%	0,4%	-0,2%
Acesso às Redes	0,3%	0,3%	-0,2%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
AT	0,2%	0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,6%	0,6%	-0,3%	-0,3%	0,0%	-0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	0,0%
BT	0,2%	0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,2%	0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preços Finais	0,1%	0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,2%	0,2%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BT	0,1%	0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,1%	0,1%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

O Quadro 7-7 resume a informação acima, em termos de impactes tarifários acumulados entre 2019 e 2025, assim como em dois subperíodos: de 2019 a 2021 (até 2021, ao ano inicial do PDIRD-E 2020) e de 2021 a 2025 (anos do PDIRD-E 2020).

Quadro 7-6 – Impactes tarifários (acumulados) dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE central de evolução da procura

Impacte Tarifário (acumulado) no cenário central de procura (%)						
Tarifas	2019 a 2021		2021 a 2025		2019 a 2025	
	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE
Uso Rede Distribuição AT/MT	1,3%	1,2%	1,1%	-1,2%	2,3%	0,0%
Acesso às Redes	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,3%	0,0%
AT	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	0,0%
MT	0,3%	0,3%	0,2%	-0,3%	0,5%	0,0%
BT	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,0%
BTN	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,0%
Preços Finais	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	0,0%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,0%
BT	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	0,0%
BTN	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	0,0%

Em relação ao cenário de investimento do PDIRD-E 2020, do quadro acima retira-se que o período prévio ao PDIRD-E 2020, fruto da situação excecional da pandemia e seu impacto na redução do consumo no ano de 2020, introduz um agravamento nas tarifas de uso da rede de distribuição de +1,3%, entre 2019 e 2021. Conjugado com o impacto no mesmo sentido durante o período do PDIRD-E 2020 propriamente dito (+1,1%), as tarifas de uso da rede de distribuição em AT e MT, sofrem um acréscimo de +2,3%, em termos acumulados, entre 2019 e 2025, contribuindo para um aumento das tarifas de acesso às redes de 0,3% no total do período.

Na solução proposta pela ERSE («Cenário ERSE» de investimentos), partindo do cenário de investimento apresentado pela empresa, o nível de investimento, no cenário de procura ERSE central, não implica um aumento das tarifas entre 2019 e 2025. Esta redução de investimentos permite que o agravamento de 1,2% nas tarifas de uso da rede de distribuição entre 2019 e 2021, seja compensado por uma redução de 1,2% entre 2021 e 2025.

Os quadros seguintes apresentam, para os mesmos períodos, os impactos tarifários anualizados, por nível de tensão, das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, das tarifas de Acesso às Redes e das Tarifas de Venda a Clientes Finais. O Quadro 7-7 respeita ao cenário ERSE central de procura, e os Quadro 7-8 e Quadro 7-9, ao cenários inferior e superior, respetivamente.

Quadro 7-7 – Impactes tarifários anualizados dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE central de evolução da procura

Impacte Tarifário anualizado no cenário central de procura (%)						
Tarifas	2019 a 2021		2021 a 2025		2019 a 2025	
	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE
Uso Rede Distribuição AT/MT	0,6%	0,6%	0,3%	-0,3%	0,4%	0,0%
Acesso às Redes	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,1%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,1%	0,0%
BT	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Preços Finais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Quadro 7-8 – Impactes tarifários anualizados dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE inferior de evolução da procura

Impacte Tarifário anualizado no cenário inferior de procura (%)						
Tarifas	2019 a 2021		2021 a 2025		2019 a 2025	
	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE
Uso Rede Distribuição AT/MT	2,0%	1,9%	0,4%	-0,2%	0,9%	0,5%
Acesso às Redes	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
AT	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
MT	0,4%	0,4%	0,1%	0,0%	0,2%	0,1%
BT	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
BTN	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
Preços Finais	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%
BT	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Quadro 7-9 – Impactes tarifários anualizados dos cenários de investimento analisados, para o cenário ERSE superior de evolução da procura

Impacte Tarifário anualizado no cenário superior de procura (%)						
Tarifas	2019 a 2021		2021 a 2025		2019 a 2025	
	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE	Investimento: Cenário PDIRD-E	Investimento: Cenário ERSE
Uso Rede Distribuição AT/MT	-0,3%	-0,3%	-0,1%	-0,6%	-0,2%	-0,5%
Acesso às Redes	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	-0,1%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	-0,1%	-0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	-0,1%
BT	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%
Preços Finais	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
AT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MT	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%
BT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

O cenário de investimentos proposto pela ERSE garante que, embora com variações ano a ano, não há agravamentos tarifários entre 2019 e 2025, no cenário central de evolução de procura.

7.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Pelas análises anteriores conclui-se que, nos cenários de procura ERSE Central e ERSE Inferior, o cenário de investimentos constante da proposta de PDIRD-E 2020 implicaria um agravamento do proveito unitário em 2025, face ao valor de 2019.

Em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública à proposta de PDIRD-E 2020, a ERSE considera que, no atual contexto económico particularmente incerto, decorrente da crise provocada pela COVID-19, não é desejável que o investimento proposto possa conduzir a um aumento de custos para os consumidores, ou seja, que o investimento a concretizar ao longo dos 5 anos do horizonte do plano deve ser neutro em termos de impacto tarifário.

Recomenda-se, assim, que o operador implemente o cenário ERSE de investimento, de modo a garantir que, no cenário de procura ERSE Central, não se possa verificar um aumento das tarifas em termos médios anuais entre 2019 e 2025. Este novo cenário proposto considera um investimento total de 889 milhões de euros, incorporando uma redução de 119 milhões de euros, a custos totais, do total do investimento do quinquénio, face ao considerado na proposta de PDIRD-E 2020, ou seja, uma redução de 11,8% do investimento proposto.

Para os próximos 2 anos, de 2021 a 2022, o investimento no cenário proposto será de 339 milhões de euros, representando uma redução de 31 milhões de euros face ao considerado na proposta de PDIRD-E 2020, ou seja, uma redução de 8,4% do investimento proposto. Como o exercício de PDIRD-E se repete em 2022, a recomendação da ERSE de redução do investimento será objeto de reanálise, designadamente ao nível das necessidades decorrentes da utilização da infraestrutura de redes e da evolução da procura.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

