

PARECER

PROPOSTA DE “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”

Atualização do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Distribuição para o período 2021 a 2025

ÍNDICE

PARECER.....	1
1 ENQUADRAMENTO	1
2 PARECER	3
ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020	7
1 ENQUADRAMENTO LEGAL	7
2 CONTEXTO DA AVALIAÇÃO DA PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020.....	11
3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE.....	13
3.1 Enquadramento.....	13
3.2 Contexto macroeconómico	14
3.3 Evolução do consumo de eletricidade.....	16
3.4 Evolução da ponta de carga	20
3.5 Opinião sobre a previsão da procura de eletricidade adotada na proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022”	23
4 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	27
4.1 Princípios de planeamento e processo de seleção de investimentos.....	27
4.2 Caracterização de informação sobre custos de investimento	30
4.3 Análise e comentários sobre caracterização de benefícios.....	31
4.4 Balanço intercalar.....	31
5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTOS NA PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020	37
5.1 Montante global de investimento previsto na proposta de atualização do PDIRD-E 2020	37
5.2 Classificação do investimento	38
5.3 Classificação do investimento por natureza	39
5.3.1 Investimento obrigatório.....	39
5.3.2 Investimento de iniciativa da empresa.....	40
5.4 Classificação por Vetor de Investimento	41
5.5 Classificação do investimento por programas de investimento	42
6 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE “PDIRD-E 2020 – ATUALIZAÇÃO 2022”	45
6.1 Análise das principais alterações ao PDIRD-E 2020 aprovado	46
6.2 O papel futuro da RND e os consumidores de eletricidade.....	56
6.3 Investimento não específico.....	60
7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS.....	61
7.1 Enquadramento dos proveitos da atividade de DEE	61

7.2	Metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos da atividade DEE (TOTEX) e efeitos na análise de impactes do PDIRD.....	65
7.3	Impacte económico da atualização do PDIRD-E 2020 na atividade de DEE AT/MT.....	68

PARECER

1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), definindo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso aquelas atividades e à proteção dos consumidores.

O referido Decreto-Lei procede, assim, à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Nesse contexto, nos termos do artigo 128.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) deve elaborar o plano de desenvolvimento e investimento quinquenal das respetivas redes, tendo por base a caracterização técnica da rede e a caracterização da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 129.º do referido Decreto-Lei.

Nos termos do artigo 130.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o plano de desenvolvimento e investimento da RND deve ser revisto quinquenalmente, seguindo-se o procedimento estabelecido para a sua elaboração. O PDIRD pode ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou da ERSE. Sem prejuízo do referido anteriormente, o PDIRD deve ser objeto de atualização nos anos pares, devendo o operador da RND apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta de atualização até 15 de outubro, sendo que cada atualização deve abranger o mesmo horizonte temporal do PDIRD a que diz respeito.

Nesse enquadramento, e no seguimento da aprovação da proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de Eletricidade para o período 2021-2025 (PDIRD-E 2020) no passado mês de junho, a E-Redes, enquanto operador da RND, apresentou à ERSE uma proposta de atualização do PDIRD-E 2020. Nos termos do n.º 4 do referido artigo 129.º, no prazo de 22 dias (com aviso a publicar em Diário da República com a antecedência de cinco dias), cabe à ERSE promover uma consulta pública ao seu

conteúdo, com prazo de 30 dias, que decorreu entre 17 de agosto e 28 de setembro do corrente ano (Consulta Pública n.º 111 da ERSE).

Decorrido este prazo, a ERSE elaborou o relatório da consulta pública, o qual, em conjunto com os contributos recebidos de treze entidades, foi levado a conhecimento da DGEG, do operador da RNT e do operador da RND, e tornado público na página da internet da ERSE a 4 de novembro passado.

Finalmente, nos termos do n.º 7 do referido artigo 129.º, compete ainda à ERSE emitir um parecer sobre a proposta de atualização do PDIRD-E 2020 no prazo de 30 dias, após a publicação do relatório da consulta pública.

2 PARECER

1. O PDIRD-E 2020 foi aprovado a 29 de junho de 2022, com um montante total no quinquénio 2021-2025 de 889 milhões de euros, a custos totais, dos quais, 550 milhões de euros no triénio 2023-2025, em linha com o recomendado pela ERSE no seu parecer emitido a 26 de novembro de 2020.
2. A atual proposta de atualização do PDIRD-E 2020, constitui-se como o primeiro exercício de atualização de um PDIRD-E aprovado, tendo este conceito de atualização sido introduzido pelo artigo 130.º do Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro.
3. Naturalmente, tendo esta proposta de atualização como base o PDIRD-E que lhe dá origem, incide sobre o mesmo horizonte temporal, em particular sobre os anos remanescentes 2023-2025. Nesse sentido, nesta proposta de atualização, o operador da RND incluiu apenas as alterações ao PDIRD-E 2020 que considerou necessárias face a alterações regulamentares e outras lacunas de rede que surgiram, entretanto.
4. A ERSE considera, no global, a presente proposta bem estruturada, tendo a mesma já beneficiado de recomendações da ERSE em pareceres anteriores. Não obstante, existem algumas considerações que se consideram pertinentes, recomendando a ERSE que sejam tidas em consideração em futuras edições do PDIRD-E.

PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

5. Os cenários de evolução do consumo e da ponta de carga não sofreram alterações relevantes em nível e em tendência face aos cenários previstos no PDIRD-E 2020 aprovado. Deste modo, as previsões macroeconómicas subjacentes à previsão do consumo não refletem os efeitos da guerra no leste da Europa e os riscos associados à elevada taxa de inflação e subida dos juros.
6. Recomenda-se que o modelo de previsão do consumo que suporte o próximo PDIRD-E seja aperfeiçoado, de modo a ser mais perceptível a relação causa-efeito dos diferentes fatores que condicionem a evolução da procura. Com este aperfeiçoamento poder-se-á melhor contribuir para um modelo dinâmico e flexível de planeamento e gestão das redes, previsto na nova lei de bases do setor elétrico.
7. Neste novo contexto de planeamento, a análise das pontas e da procura pode passar a fazer menos sentido, devendo os PDIRD-E passar a ter uma perspetiva mais ativa e dinâmica, focando-se em programas de diferimento do consumo que permitam alisar pontas e diminuir o consumo.

IMPACTES ECONÓMICOS

8. A metodologia de regulação da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT é do tipo revenue cap aplicado aos custos totais da atividade. De um modo genérico, neste quadro regulatório as propostas de PDIRD-E apenas influenciarão os proveitos permitidos no período de regulação seguinte e, conseqüentemente, apenas influenciarão as tarifas desse período de regulação. No caso presente, o próximo período de regulação iniciar-se-á em 2026. Por outro lado, os investimentos da atual proposta de atualização do PDIRD-E 2020 são semelhantes aos do PDIRD-E 2020 aprovado. A conjugação destes dois efeitos justificou que não se tenha analisado o impacte tarifário dos investimentos da proposta de atualização do PDIRD-E 2020.
9. No entanto, estimou-se o possível contributo dos investimentos da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 para o ativo a remunerar, para se poder antecipar o seu impacte económico para o próximo período regulatório. Dessa análise, concluiu-se que a atual proposta de atualização poderá provocar um pequeno incremento do ativo líquido a remunerar face aos investimentos do PDIRD-E 2020 aprovado, mas que o mesmo não deverá ser significativo.
10. Recomenda-se que a próxima proposta de PDIRD-E, sujeita a parecer da ERSE, inclua uma estimativa das datas de entrada em exploração dos investimentos, para melhor se estimar os impactes tarifários do plano.

OUTRAS RECOMENDAÇÕES

11. Não colocando em causa as razões identificadas pelo operador da RND para as alterações introduzidas face ao PDIRD-E 2020 aprovado, a ERSE recomenda um maior detalhe ao nível da fundamentação dos programas e subprogramas que foram alvo de alterações mais significativas ao nível dos montantes de investimento propostos.

A ERSE recomenda ainda que, em cumprimento do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, o operador da RND apresente em futuras edições de PDIRD-E não apenas propostas de projetos de investimento, mas igualmente os resultados das análises custo-benefício que fundamentam o mérito dessas propostas, por comparação com as soluções alternativas de flexibilidade estudadas, e em que medida estas não permitem adiar o investimento. Nesse sentido, a ERSE recomenda que, tendo em conta a profunda alteração que se prevê ser necessária introduzir nas metodologias de planeamento para dar resposta a estas provisões, o operador da RND comece desde já a desenvolver todos os esforços necessários para a concretizar.

12. Finalmente, sendo a atual proposta uma atualização do PDIRD-E aprovado, e incidindo principalmente na recalendarização de projetos, não foi objeto de uma revisão profunda da sua estrutura. Assim, permanecem válidas as principais recomendações efetuadas pela ERSE em novembro de 2020 à então proposta de PDIRD-E 2020, em particular:

- A necessidade de melhorar a qualidade da informação sobre os benefícios decorrentes da concretização dos projetos, tanto ao nível dos benefícios esperados como ao nível do balanço dos benefícios obtidos com os projetos concretizados anteriormente.
- A importância de garantir um planeamento integrado das redes, resultante de um exercício de coordenação não só com o planeamento da rede de transporte de eletricidade, mas também com o planeamento das redes em baixa tensão, e com o planeamento das redes de transporte e distribuição de gás natural, incluindo futuras redes de gases renováveis.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

13. No global, a ERSE considera que a proposta está devidamente estruturada, e que as alterações aos projetos aprovados, em sede de PDIRD-E 2020, refletem as atuais necessidades do operador da RND. Nesse sentido, a ERSE dá o seu parecer favorável à proposta de atualização do PDIRD-E 2020.

ANEXOS AO PARECER À PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020

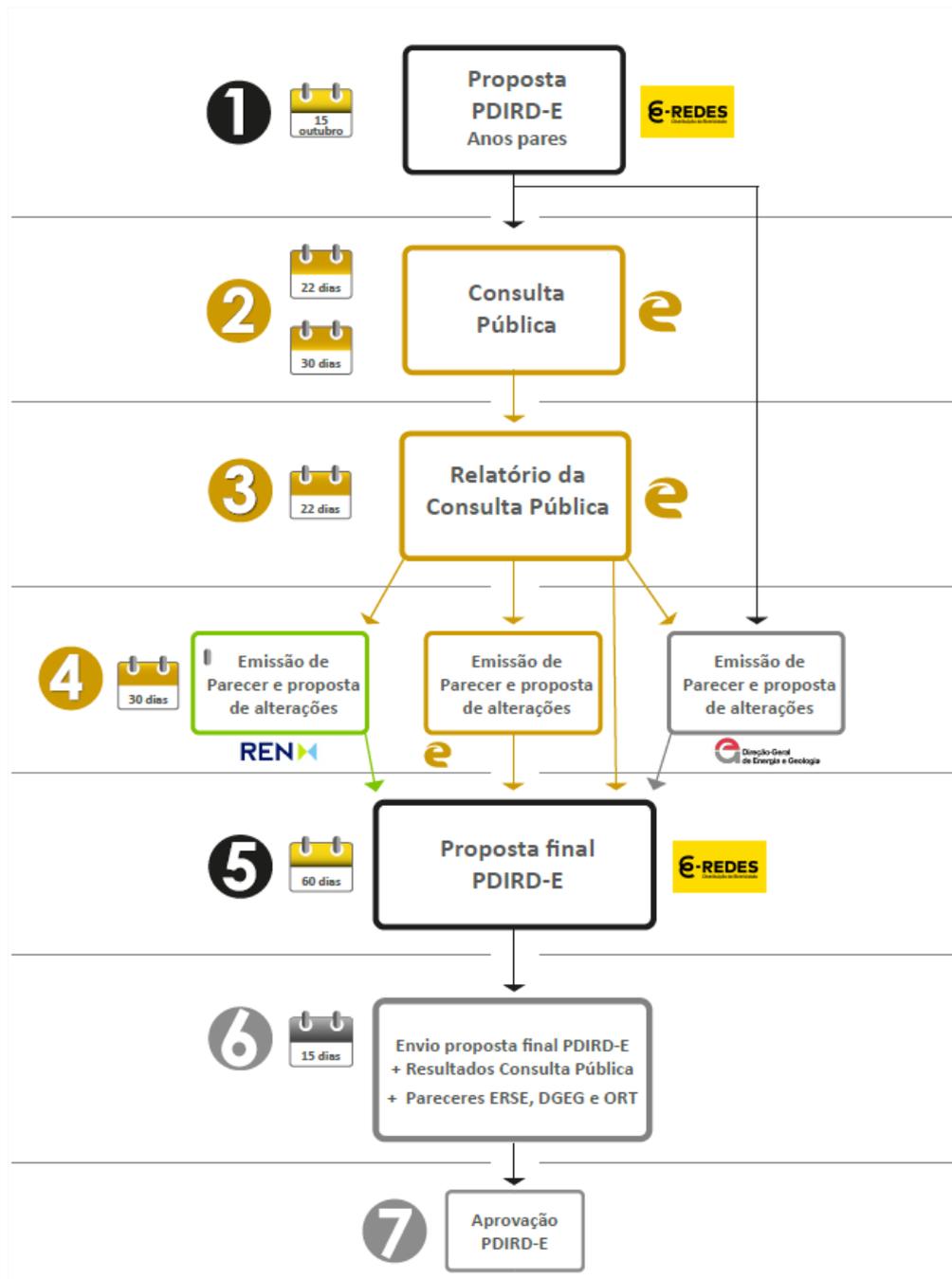
1 ENQUADRAMENTO LEGAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece a organização e o funcionamento do SEN, definindo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, armazenamento, autoconsumo, transporte, distribuição, agregação e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e agregador, à organização dos respetivos mercados, à atividade de emissão de garantias de origem, à atividade de gestão de garantias do SEN, aos procedimentos aplicáveis ao acesso aquelas atividades e à proteção dos consumidores. O referido Decreto-Lei procede, assim, à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

O artigo 130.º do referido Decreto-Lei estabelece que o plano de desenvolvimento e investimento da RND deve ser revisto quinquenalmente, seguindo-se o procedimento estabelecido para a sua elaboração. O PDIRD-E poderá ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do operador da RNT, da DGEG ou da ERSE. Sem prejuízo do referido anteriormente, o PDIRD-E deve ser objeto de atualização nos anos pares, devendo o operador da RND apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta até 15 de outubro, sendo que cada atualização deve abranger o mesmo horizonte temporal do PDIRD a que diz respeito.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução das propostas de PDIRD-E, assim como das propostas de atualização, encontra-se ilustrado na figura seguinte.

Figura 1-1 – Procedimento de Atualização do PDIRD-E



Fonte: ERSE

Nesse enquadramento, o operador da RND apresentou à ERSE uma proposta de atualização do PDIRD-E 2020, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 4 do artigo 129.º do referido Decreto-Lei, promover, no prazo de 22 dias, uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias. A Consulta Pública n.º 111 decorreu entre 17 de agosto e 28 de setembro de 2022, e reuniu contributos de 13 entidades participantes.

Decorrido esse prazo, a ERSE elaborou um relatório da consulta pública, o qual, em conjunto com os contributos recebidos, foi levado a conhecimento da DGEG, do operador da RNT e do operador da RND, tendo sido publicado na página da internet da ERSE a 4 de novembro passado.

Com base nos resultados dessa consulta pública, e nos termos do n.º 7 do artigo 129.º, a ERSE deverá emitir o seu parecer no prazo de 30 dias, devendo comunicar o mesmo à DGEG, ao operador da RNT e ao operador da RND.

Em paralelo, nos termos do mesmo n.º 7, a DGEG e o operador da RNT devem igualmente elaborar os seus pareceres à proposta de atualização do PDIRD-E 2020, levando os mesmos a conhecimento da ERSE.

Com base nos pareceres emitidos pela ERSE, DGEG e operador da RNT, no relatório da Consulta Pública e nos comentários recebidos, no prazo de 60 dias, o operador da RND deverá elaborar a proposta final de atualização 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 operador da RNT, bem como dos resultados da consulta pública.

A aprovação da proposta de atualização do PDIRD-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, não carecendo de discussão prévia em sede de Assembleia da República.

2 CONTEXTO DA AVALIAÇÃO DA PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020

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.

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.

Adicionalmente, face aos novos desenvolvimentos ao nível de iniciativas europeias, como o “Fit for 55” e o “REPowerEU 2022⁴”, alguns dos objetivos do PNEC estão já desatualizados, perspetivando-se assim que o mesmo venha a ser revisto muito em breve, com o previsível estabelecimento de metas ainda mais ambiciosas.

A contribuir para o alcance destas metas estarão, entre outros, a integração de produção renovável descentralizada, o aumento da eficiência energética e 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 a interação de todos estes recursos energéticos distribuídos com os recursos tradicionais do setor elétrico, sendo a mesma crucial para o cumprimento das metas estabelecidas.

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.

A agravar a dificuldade do referido exercício, surge ainda a conjuntura atual em que vivemos, em plena recuperação da crise pandémica devido à COVID-19, que tanto impactou na atividade económica e,

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>

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900>

consequentemente, no nível de utilização das redes de eletricidade. A esta realidade acrescenta-se o facto de estarmos neste momento a atravessar uma crise energética e um contexto geopolítico adverso, resultado da guerra no leste da Europa, o que agrava significativamente o clima de incerteza no setor energético.

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.

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 – Atualização 2022”, que salvaguarda os possíveis impactos negativos nos custos a suportar pelos consumidores, no curto prazo.

3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

3.1 ENQUADRAMENTO

A previsão da evolução da procura de eletricidade é um dos fatores ponderados na avaliação das necessidades de investimento do operador da RND, embora nos últimos anos tenha perdido relevância como determinante para o planeamento das redes de distribuição. A este respeito refere a E-redes que *“como os projetos de investimento a definir para a RND têm desenvolvimento e impactos locais, os pressupostos base que suportam a tomada de decisão estão ancorados nas previsões de pontas e consumos locais.”*

No entanto, a evolução da procura de eletricidade a nível nacional mantém a mesma relevância de sempre na avaliação dos impactos tarifários que estes investimentos causarão no futuro, o que justifica a necessidade de a analisar e ponderá-la cuidadosamente nos exercícios de planeamento e 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, sendo relevante avaliar a racionalidade económica do conjunto dos investimentos apresentados na perspetiva dos consumidores;
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 e a sua realização deve ser ponderada face à realização, em alternativa, de programas de diferimento de consumos, que permitam alisar as pontas e diferir consumo.

Contrariamente ao que aconteceu em pareceres anteriores, no presente parecer não serão apresentados os impactos tarifários associados aos investimentos da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, uma vez que os proveitos anuais da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT deixaram de ser diretamente influenciados pelos investimentos concretizados em cada ano, como adiante é detalhado no capítulo 7. Por este motivo, este parecer também não inclui uma atualização dos consumos de energia elétrica projetados pela ERSE para o cálculo dos impactos tarifários.

Neste sentido, efetua-se, seguidamente, uma breve análise das previsões de procura de eletricidade apresentadas pela E-REDES, que se inicia com uma breve contextualização macroeconómica, e que incide, depois, nas previsões do consumo de eletricidade e nas previsões da ponta síncrona da RND, nomeadamente na comparação dos valores da atual proposta de PDIRD-E com os valores do plano aprovado.

3.2 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Dado o extenso horizonte temporal dos investimentos nas redes de energia elétrica e respetivo impacto, a análise e contextualização macroeconómica deverá ser focada, sobretudo, no médio e longo prazo, o que nem sempre é possível de realizar devido a acontecimentos de magnitude e duração imprevisível, que criam instabilidade económica a nível global e geram níveis de incerteza elevados, como são exemplo a crise pandémica, a guerra na Ucrânia ou fenómenos naturais e climatéricos.

A presente análise do plano de investimentos da rede de distribuição realiza-se num contexto de recuperação da crise pandémica, com o ano de 2022 a ser caracterizado por conflitos geopolíticos na Europa e por desequilíbrios entre procura e oferta que têm originado aumentos significativos nos níveis de preços⁵. O aumento da taxa de inflação tem vindo a propagar-se nas economias europeias e norte-americanas, bem como noutros países, embora com menor expressão, verificando-se em alguns casos valores máximos de 40 anos⁶. Por forma a contrariar esta tendência, os bancos centrais têm vindo a aumentar as taxas de juro, colocando pressão em baixa no crescimento económico projetado para 2023⁷. Assim, existe uma incerteza latente quanto à evolução da atividade económica, a nível mundial, europeu e, em particular, em Portugal, justificando a necessidade de enquadrar a análise deste plano de investimentos nas redes de distribuição face à evolução macroeconómica do país, que se descreve sucintamente.

⁵ FMI, "World Economic Outlook" – Outubro 2022

⁶ OCDE, "Economic Outlook" - Setembro 2022

⁷ OCDE, "Economic Outlook" - Novembro 2022

Após a queda do Produto Interno Bruto (PIB), observada em 2020, seguiu-se uma recuperação da economia em 2021, que refletiu o controlo da pandemia, os avanços no processo de vacinação, bem como os apoios monetários e financeiros europeus, que tiveram efeitos positivos sobre a confiança dos agentes.

Em 2022, o Banco de Portugal (BdP) destaca o crescimento económico robusto, consequência da recuperação do turismo e do consumo privado, bem como o dinamismo do mercado de trabalho, perceptível na diminuição da taxa de desemprego e no aumento dos salários nominais. Ao nível de efeitos adversos, o BdP refere o aumento da inflação e das taxas de juro, que afetam negativamente o rendimento disponível real, bem como a desaceleração do investimento, consequência da maior incerteza, dos constrangimentos da oferta e do aumento dos custos de financiamento.

As previsões mais recentes do BdP para economia portuguesa apontam para uma desaceleração do PIB português em 2023, impactada em grande parte pelos efeitos dos conflitos geopolíticos, do aumento do nível de preços e da deterioração das condições de financiamento.

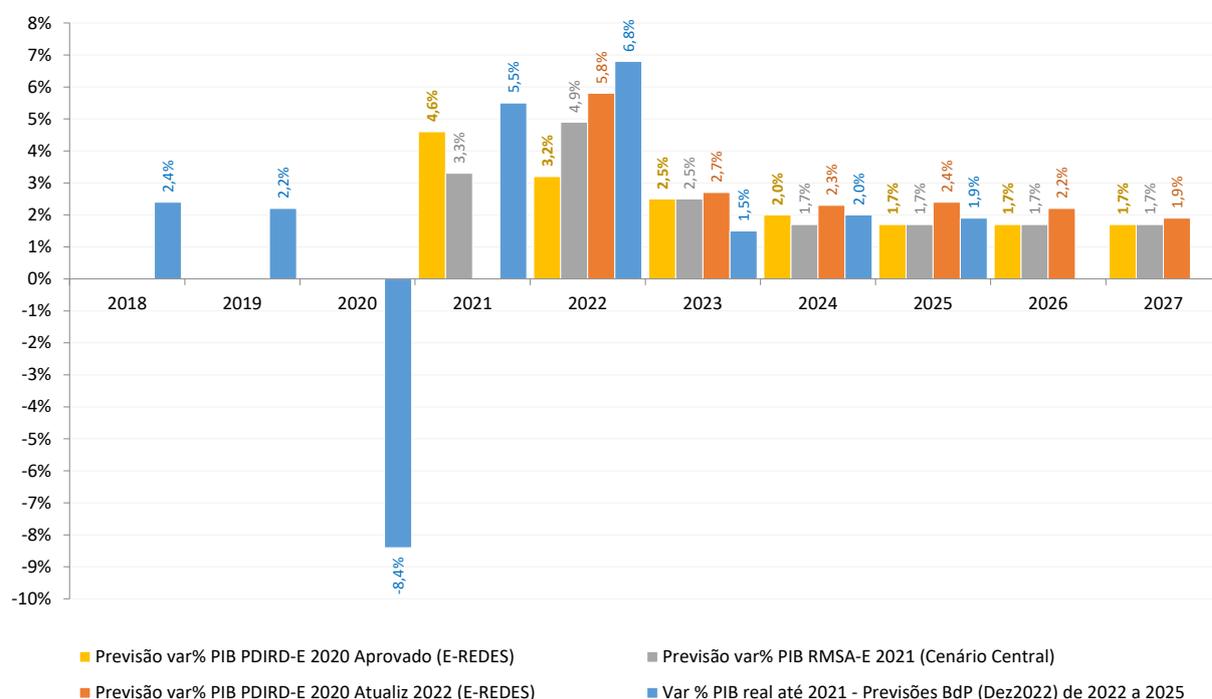
As projeções adotadas pelo operador de rede na proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” são baseadas na média das previsões de diversas fontes⁸, disponíveis até maio de 2022, enquanto que o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN para o período 2022-2040 (RMSA-E 2021) se suporta nas previsões de fontes idênticas, mas disponíveis até março de 2021. Por este motivo, em ambos os casos não se encontram integralmente refletidos os efeitos da guerra no leste da Europa e os riscos associados à elevada taxa de inflação e subida dos juros.

Na Figura 3-1 apresenta-se a comparação entre os dados reais mais recentes de evolução anual do PIB português, publicados pelo BdP⁹, e os cenários de evolução do PIB considerados na proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, no PDIRD-E 2020 aprovado e no RMSA-E 2021, que estão subjacentes às previsões de procura de energia elétrica presentes nesses documentos.

⁸ Valor publicado pelo INE para o ano 2021, projeções da Comissão Europeia para os anos 2022 e 2023 (maio 2022) e média das projeções macroeconómicas das diversas fontes (Ministério das Finanças, Banco de Portugal, OCDE e FMI) para os anos seguintes.

⁹ [BdP - "Boletim Económico" - Dezembro 2022](#)

Figura 3-1 - Evolução do PIB de Portugal prevista na proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022”, no RMSA-E 2021 e previsões mais recentes do BdP



Fonte: E-REDES (Proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022”), RMSA-E 2021, INE, BdP

Da anterior figura, é possível observar que as previsões da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” são mais otimistas que as do PDIRD-E 2020 aprovado e que as do RMSA-E 2021, o que reflete, no essencial, a atualização de previsões dos diferentes organismos, ocorrida entre o momento de preparação de cada um dos planos/relatórios. Ao comparar as previsões mais recentes com as da proposta do plano, constata-se uma maior desaceleração económica em 2023 e nos anos seguintes do que o previsto nesta proposta de PDIRD-E, pelos motivos acima referidos.

3.3 EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

A proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” apresenta as previsões de evolução do consumo de eletricidade, abrangendo o período de 2022 a 2027¹⁰, que estão suportadas no estudo “Previsão da Procura de Eletricidade 2022-2027”, realizado pela E-REDES e incluídos no anexo A da proposta de atualização do plano.

¹⁰ Ver capítulo 3 e anexo A da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”.

As previsões de consumo, agora atualizadas, estão suportadas nos consumos reais de eletricidade ocorridos até 2021 e na análise de diferentes fatores, quer macroeconómicos, quer de variáveis exógenas, que são usadas em modelos de previsão desenvolvidos pela E-REDES.

No que diz respeito aos fatores macroeconómicos, os seus efeitos na procura são apresentados através de modelos econométricos. Quanto aos efeitos na evolução prevista da procura das restantes variáveis exógenas analisadas pela E-REDES neste plano (temperatura, efeitos de calendário, medidas de eficiência energética, utilização de veículos elétricos, autoconsumo, etc.) são justificados com recurso a avaliações qualitativas de diferentes fontes. Contudo, não são apresentados os modelos que suportam a conjugação desses efeitos na evolução da procura.

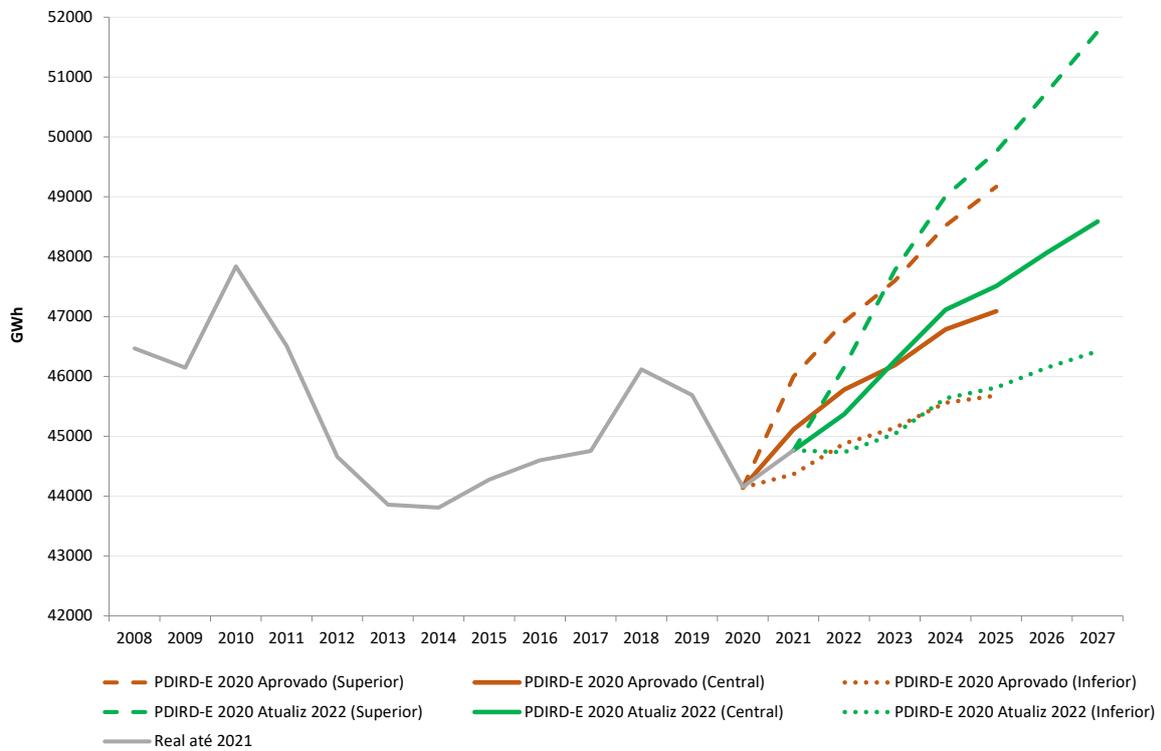
Adicionalmente, na atual situação de preços de eletricidade nos mercados grossistas extremamente elevados, nomeadamente desde a segunda metade de 2021, e face aos esforços a nível europeu e nacional para a redução do consumo¹¹, poderão existir fatores conjunturais ou estruturais que não estão incorporados no modelo apresentado pela E-REDES para a previsão do consumo, como sejam um aumento da eficiência energética, uma resposta mais notória da procura a sinais preço e a aceleração do autoconsumo.

Na proposta de atualização do PDIRD-E 2020 também consta uma comparação dos cenários de evolução do consumo previstos pela E-REDES com os cenários de consumo do RMSA-E 2021, tendo em conta a atualização efetuada nesta proposta de PDIRD-E aos cenários macroeconómicos e às estimativas para o impacto das medidas de eficiência energética, do consumo dos veículos elétricos e do autoconsumo face ao assumido naquele relatório.

A figura seguinte mostra os três cenários de evolução do consumo de eletricidade utilizados nesta atualização do PDIRD-E 2020 e os previstos no PDIRD-E 2020 aprovado.

¹¹ Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro, e Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, publicada no Diário da República, 1.ª série, de 27 de setembro.

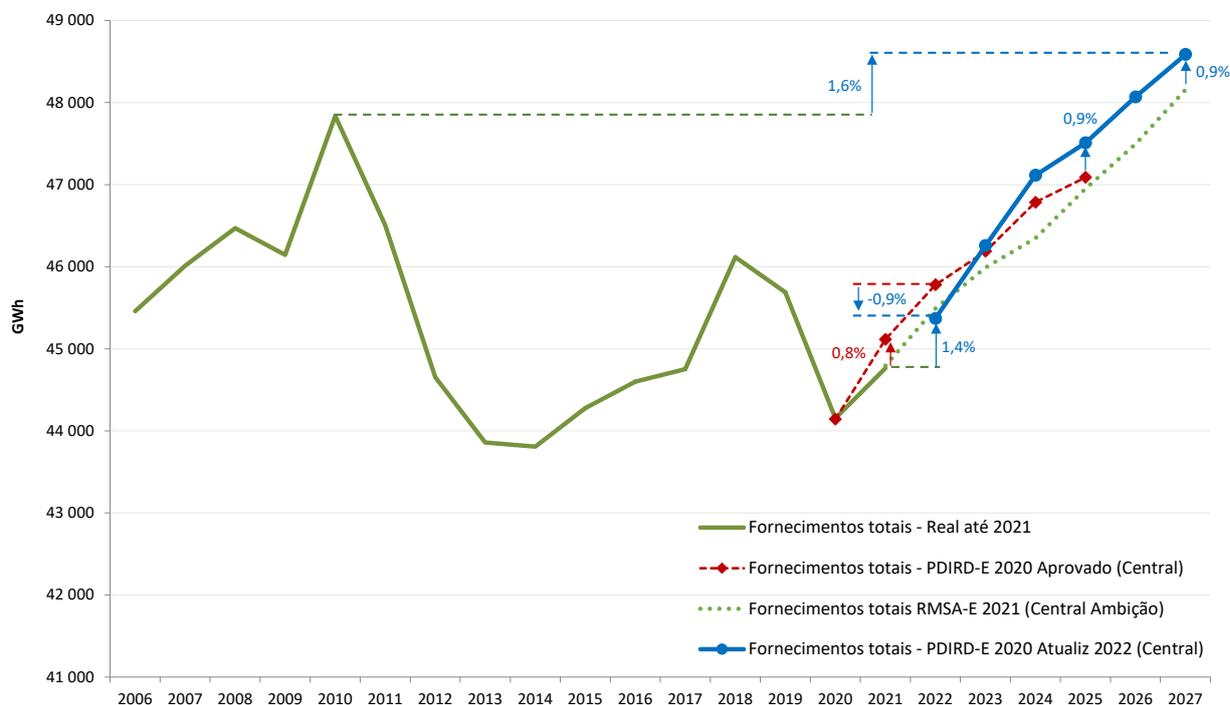
Figura 3-2 - Cenários de evolução do consumo (referencial de saída da rede) prevista no PDIRD-E 2020 aprovado e na proposta de atualização do PDIRD-E 2020



Fonte: E-REDES (PDIRD-E 2020 – aprovado e proposta de atualização 2022)

A Figura 3-3 compara, de modo mais detalhado, as previsões dos cenários centrais de evolução do consumo.

Figura 3-3 - Comparação dos consumos (referencial de saída das redes) previstos no RMSA-E 2021, no PDIRD-E 2020 aprovado e na proposta de atualização do PDIRD-E 2020 – Cenário Central

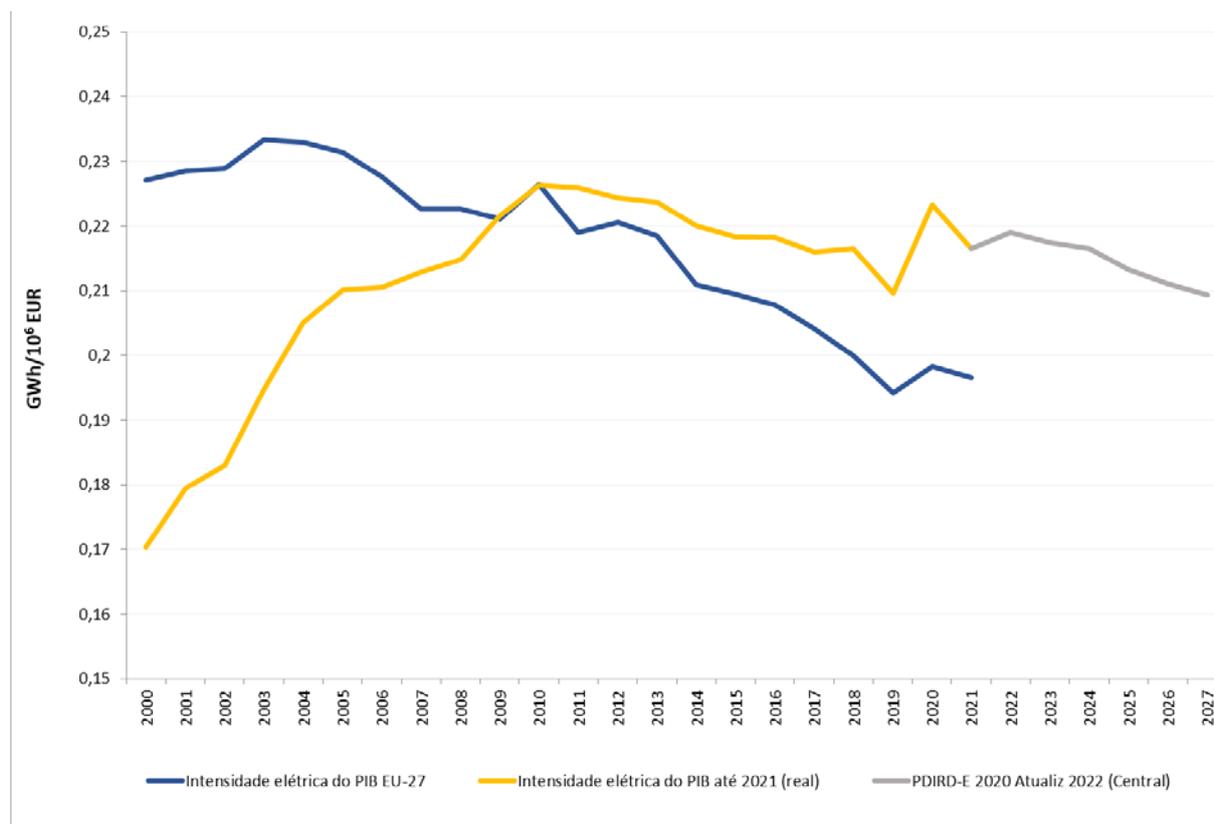


Fonte: ERSE, DGEG (RMSA-E 2021), E-REDES (PDIRD-E 2020 – aprovado e proposta de atualização 2022)

Na figura verifica-se que o consumo previsto no PDIRD-E 2020 aprovado se situa acima dos dados reais de 2021 e da atual previsão para 2022, enquanto o maior otimismo subjacente às previsões macroeconómicas utilizadas na atualização do plano em apreço, tem reflexo num aumento do consumo de 2023 em diante, face ao plano aprovado e ao RMSA-E 2021, levando a um valor em 2025 que é 0,9% superior à anterior previsão. O cenário central da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” tem subjacente uma taxa de crescimento média anual (TCMA) do consumo de 1,38% entre 2022 e 2027, que se situa ligeiramente acima da TCMA de 1,30% prevista no plano aprovado.

A Figura 3-4 analisa a evolução da intensidade elétrica do PIB em Portugal e na Europa, bem como a previsão deste indicador para o cenário central de evolução de procura assumidos na atualização do PDIRD-E 2020. Observa-se que Portugal iniciou mais tardiamente do que o conjunto das economias europeias a tendência de redução da intensidade elétrica do PIB, a qual foi interrompida nos anos de crise pandémica. Assim, é expectável que se assista no futuro a uma retoma e reforço da tendência decrescente, o que está em linha com o que resulta para este indicador.

Figura 3-4 – Intensidade elétrica do PIB em Portugal e na Europa e previsões subjacentes à proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022” (corrigida pela paridade do poder de compra)



Fonte: ERSE, INE, EUROSTAT, E-REDES

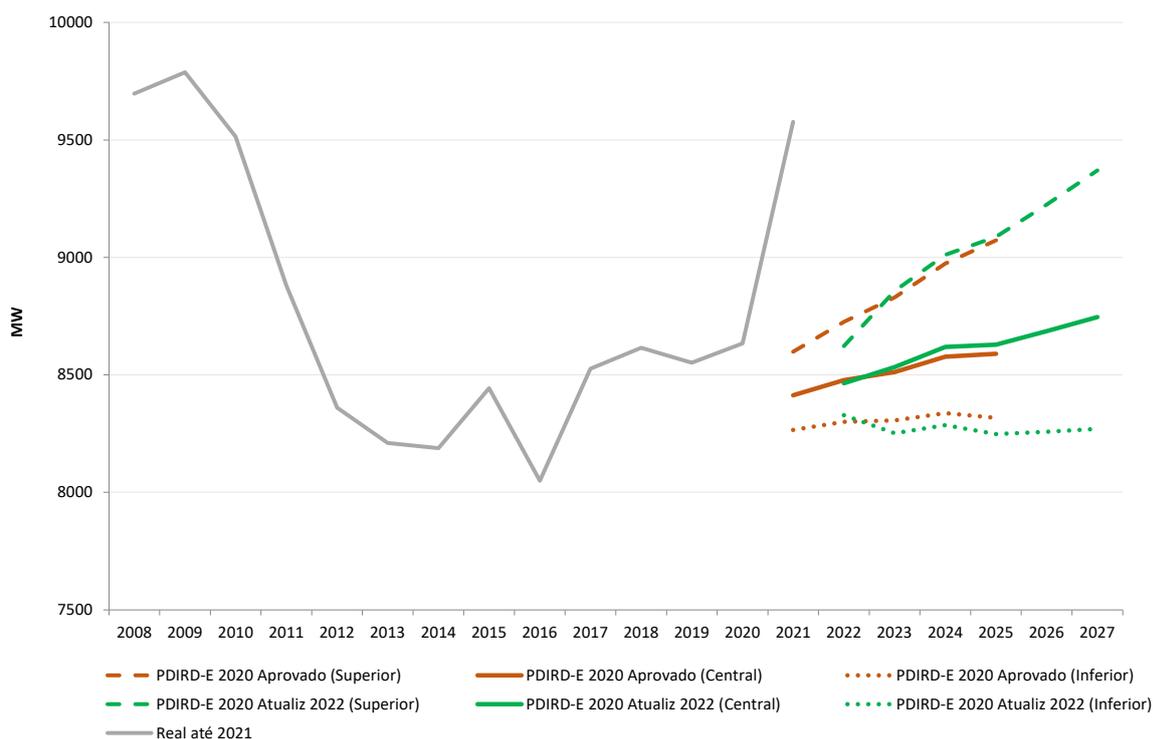
3.4 EVOLUÇÃO DA PONTA DE CARGA

A evolução das pontas de carga é outro fator relevante na avaliação das necessidades de investimento nas redes. Embora na rede de distribuição as decisões de investimentos em reforço de capacidade da rede e de transformação para satisfação do consumo estejam essencialmente dependentes da evolução das pontas de carga locais e da utilização da potência instalada nas subestações¹², a ponta síncrona da RND merece ponderação na coordenação do planeamento entre a rede de distribuição e a rede de transporte, bem como nas análises sobre segurança de abastecimento a nível nacional.

¹² Neste sentido, a atualização da proposta de PDIRD-E 2020 em apreço apresenta no Anexo B.1.3 uma caracterização das pontas, cargas naturais e utilização da potência instalada nas subestações de distribuição AT/MT no ano de 2022 e a sua previsão para 2025, após a realização dos investimentos previstos neste plano.

A Figura 3-5 apresenta a evolução histórica da ponta anual síncrona anual da RND ocorrida entre 2008 e 2021 e as previsões da sua evolução nos três cenários considerados quer no PDIRD-E 2020 aprovado, quer na proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”.

Figura 3-5 – Cenários de evolução da ponta síncrona da RND prevista no PDIRD-E 2020 aprovado e na proposta de atualização do PDIRD-E 2020



Fonte: E-REDES (PDIRD-E 2020 – aprovado e proposta de atualização 2022)

Após o máximo ocorrido em 2009 (9788MW), observou-se uma tendência fortemente decrescente até 2014. Posteriormente, verificou-se uma estabilização até 2020, observando-se um forte crescimento em 2021, que atingiu 9577MW, um novo máximo da ponta síncrona da RND desde 2009.

As previsões de evolução da ponta síncrona da RND apresentadas pela E-REDES são suportadas por um modelo que relaciona a evolução da ponta síncrona da RND com a evolução do consumo, que intrinsecamente tem fragilidades por não existir uma correlação forte entre consumo e ponta síncrona. Por este motivo, à semelhança do que é feito para a evolução do consumo, são apresentados 3 cenários para evolução da ponta síncrona da RND, sendo possível observar que em qualquer deles não existem alterações substanciais nesta atualização do PDIRD-E 2020 face ao previsto no PDIRD-E aprovado.

Conforme descrito no Anexo A à proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, o acréscimo substancial da ponta síncrona da RND ocorrida em 2021 está relacionado com o efeito do confinamento, devido à pandemia, associado às temperaturas baixas sentidas no inverno de 2021 (janeiro).

Este efeito do confinamento conjugado com temperatura motivou uma alteração de estrutura no modelo de estimação da ponta síncrona da RND, que a E-REDES considera ser um efeito isolado em 2021. Contudo, as alterações socioeconômicas associadas à pandemia poderão ter também um efeito estrutural e não apenas conjuntural (como por exemplo, a adoção de teletrabalho), que importa acompanhar nos anos seguintes.

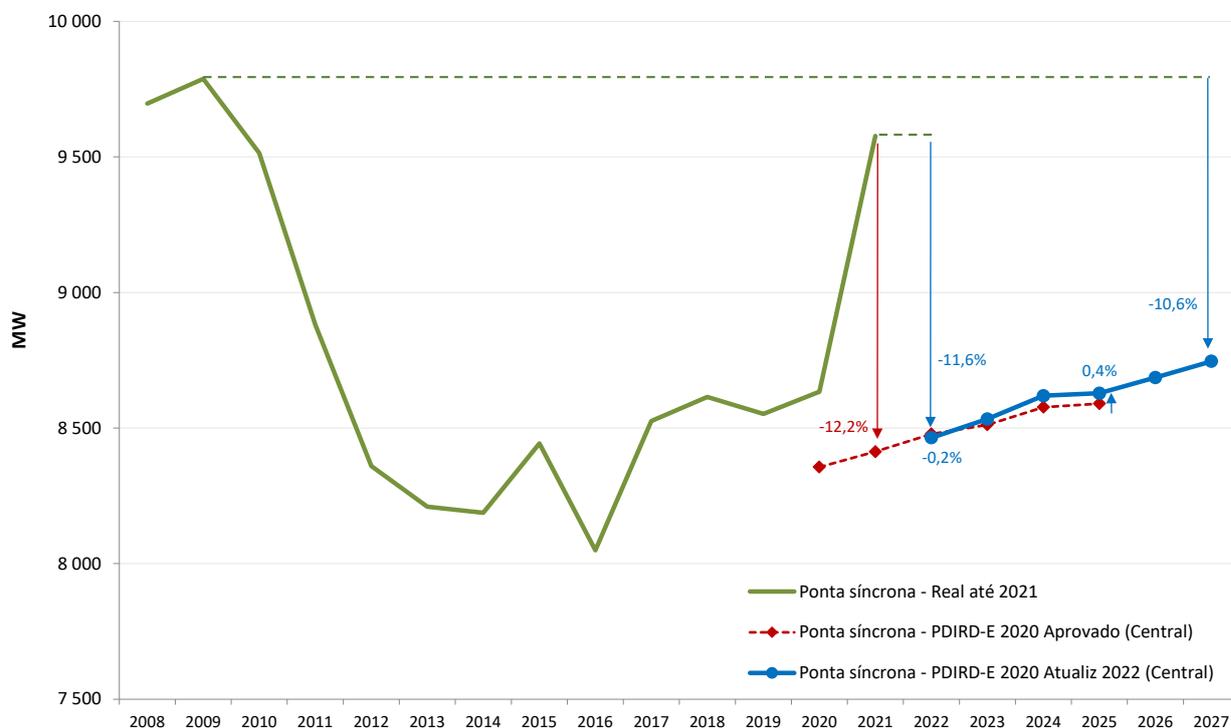
Refira-se ainda que, como o modelo usa como variáveis independentes o consumo (no referencial da energia entrada na RND) e o peso dos consumos em baixa tensão normal e da iluminação pública, os efeitos complexos da penetração do autoconsumo poderão ainda não estar totalmente incorporados no modelo de estimação da ponta síncrona da RND. Refira-se que muitas vezes as pontas ocorrem no inverno ao início da noite, em que o autoconsumo, essencialmente baseado em produção fotovoltaica, não contribui para a redução da ponta da RND. No entanto, caso seja acoplado a baterias o autoconsumo é mais eficaz no alisamento das pontas. Finalmente, não foram igualmente tidos em conta programas de gestão flexível da produção e da carga, os quais poderiam contribuir para o alisamento das pontas e o diferimento dos consumos.

Na atualização do PDIRD-E 2020, o cenário central da ponta síncrona da RND apresenta uma TCMA de 0,66% entre 2022 e 2027. Refira-se que, mesmo no cenário superior, com uma TCMA de 1,68%¹³, o valor da ponta síncrona não ultrapassa o valor máximo atingido em 2009, nem o máximo recente de 2021, no horizonte temporal do PDIRD-E 2020.

Na Figura 3-6 é possível observar as variações nas previsões da ponta síncrona constantes da proposta de atualização do PDIRD-E 2020 e do plano aprovado, nos respetivos cenários centrais.

¹³ No PDIRD-E 2020 aprovado, as previsões da ponta síncrona da RND têm uma TCMA de 0,55% entre 2021 e 2025, enquanto no cenário superior a TCMA era de 1,66%.

Figura 3-6 – Comparação da ponta síncrona prevista no PDIRD-E 2020 aprovado e na proposta de atualização do PDIRD-E 2020 – Cenário Central



Fonte: ERSE, E-REDES (PDIRD-E 2020 – Aprovado e Atualização 2022)

É possível observar que após a proposta de atualização do PDIRD-E 2020, as previsões para a ponta síncrona da RND se mantêm em nível e em tendência durante o horizonte de aplicação do plano, embora com valores bastante distantes dos máximos atingidos em 2009 e em 2021.

3.5 OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NA PROPOSTA DE “PDIRD-E 2020 - ATUALIZAÇÃO 2022”

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

1. Os cenários de evolução do consumo e da ponta de carga da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” não sofreram alterações relevantes em nível e em tendência face aos cenários previstos no PDIRD-E 2020 aprovado.
2. 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 2022-2027”, em anexo à

proposta de atualização do PDIRD-E 2020. Devido ao momento em que foi realizado este estudo, as previsões macroeconómicas utilizadas não refletem integralmente os efeitos da guerra no leste da Europa e os riscos associados à elevada taxa de inflação e subida dos juros. Não obstante, reconhece-se o impacto limitado que a alteração nas previsões de consumo e das pontas de carga pode causar nos investimentos desta proposta de atualização do PDIRD-E 2020.

3. 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 e à transição energética, 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, de forma gradual, a participação da procura e a gestão ativa da rede, bem como um melhor conhecimento do estado dos ativos, com um elevado potencial de redução das pontas de carga nas redes de distribuição e de otimização dos investimentos necessários para manter a rede segura e com os níveis desejados de qualidade de serviço. Este fator permitirá igualmente desenvolver novas soluções de gestão flexível da produção e da carga, que possibilitam uma menor utilização das redes através do diferimento da procura e da diminuição e alisamento das pontas, que devem ser contempladas e avaliadas pelo operador de rede de distribuição;
 - b. a transição energética em curso motivará a 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, os quais não poderão ser eficazmente dirimidos sem o desenvolvimento de soluções flexíveis e participativas da gestão dos fluxos de energia.
 - c. o operador da rede de distribuição deve prosseguir os esforços de aperfeiçoamento dos modelos de estimação da evolução do consumo e da ponta de carga (síncrona da RND e das subestações AT/MT), procurando estudar de forma tão aprofundada quanto possível

os efeitos da produção renovável distribuída, do autoconsumo, do armazenamento e dos veículos elétricos, o que, simultaneamente, contribuirá para a criação de um modelo de planeamento das redes orientado para a sua gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível, em linha com o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. São ainda de ponderar novos fatores que possam influenciar a evolução do consumo, como seja a resposta da procura ao preço, nomeadamente em contexto de preços muito elevados, e a existência de nova legislação, a nível europeu e nacional, para promover a redução do consumo e das pontas de carga.

- d. a informação sobre os modelos de estimação que é apresentada nos PDIRD-E deve permitir entender e quantificar a relação causa-efeito para todos os fatores e variáveis independentes neles incorporadas, o que não se verifica atualmente, sendo, por isso, muito difícil validar o racional que suporta as previsões apresentadas.

4 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

4.1 PRINCÍPIOS DE PLANEAMENTO E PROCESSO DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS

Como referido anteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, introduziu alterações significativas ao nível do planeamento das redes elétricas nacionais, nomeadamente da rede de distribuição, com destaque para o facto do PDIRD-E passar a ser revisto quinquenalmente e atualizado a cada dois anos, nos anos pares.

O atual exercício consiste na atualização do PDIRD-E 2020, aprovado a 29 de junho, pelo Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, e que abrange o horizonte de investimentos 2021-2025. Essa atualização incide sobre o mesmo horizonte temporal do PDIRD-E 2020, consistindo numa atualização dos investimentos a realizar nos anos 2023, 2024 e 2025, e contemplando, segundo o operador da RND, apenas alterações pontuais para esse período que, embora não previstas inicialmente em sede de PDIRD-E 2020, se revelaram agora mais críticas, mas que não alteram, contudo, a estratégia delineada naquele Plano.

Neste sentido, importa referir que na elaboração do PDIRD-E 2020, o operador da RND adotou três princípios básicos de planeamento:

- 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:

- A existência de capacidade disponível das redes 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 distribuída¹⁴;
- 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, o planeamento 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.

Ao nível da avaliação técnico-económica, o operador da RND, refere que na elaboração do PDIRD-E 2020 e respetiva atualização, foram avaliados e comparados os benefícios associados às diferentes soluções alternativas que davam resposta às necessidades de intervenção na rede que cada projeto pretende colmatar. O resultado económico das diversas soluções exprime-se por meio de valores de relação benefício/custo, VAL, TIR e TRI (taxa de rentabilidade inicial). Assim, foram incluídos no PDIRD-E 2020 os projetos de investimento que, para cada necessidade de rede identificada, apresentavam a melhor relação benefício/custo superior à unidade.

No que diz respeito à priorização dos investimentos, e ao nível do Investimento de Iniciativa da Empresa, os critérios utilizados para selecionar os investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 foram:

- 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;

¹⁴ 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.

- 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.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A atual proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” tem como base o PDIRD-E 2020 aprovado, nomeadamente no que se refere aos princípios de planeamento que orientaram a sua elaboração.

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 aos 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 – Atualização 2022” no que diz respeito ao impacto esperado de cada projeto de investimento, através das fichas de caracterização, com disponibilização de informação sobre benefícios monetizados. A ERSE destaca ainda a importância da realização de estudos e análises que permitam continuar a desenvolver metodologias de monetização dos benefícios previstos para os investimentos propostos. Nesse sentido, a ERSE recomenda que o operador continue a aprofundar estudos de benchmarking com outros operadores de rede em termos de adequação dos vetores estratégicos e montante de investimento, garantindo que no enquadramento económico atual e com a evolução esperada da procura, os investimentos propostos se traduzam em benefícios comprovados no curto e médio prazo, e que não penalizem excessivamente os utilizadores das redes em termos de tarifas de uso de redes.

Como destacado por vários dos contributos da consulta pública à proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, tendo em conta, entre outros fatores, os desígnios da transição energética e a necessidade de compatibilização do investimento com alternativas de flexibilidade, é imperativo que seja promovida a

coordenação entre os operadores de todas as redes nacionais no planeamento das mesmas. Nesse sentido, a ERSE recomenda que o operador da RND, concentre esforços em garantir que, de futuro, o planeamento das suas redes seja parte integrante de um exercício de coordenação não só com o planeamento da rede de transporte de eletricidade, mas também com o planeamento das redes de transporte e distribuição de gás natural, com o planeamento de futuras redes de gases renováveis e com o planeamento das redes BT.

A ERSE reconhece ainda 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.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DE INFORMAÇÃO SOBRE CUSTOS DE INVESTIMENTO

A proposta de atualização do PDIRD-E 2020 apresenta, para o período 2023-2025, 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 2023 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.

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 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. No entanto, a ERSE realça a necessidade de uma melhor fundamentação sobre o modo como são determinados os custos totais de cada projeto individual, nomeadamente os valores de encargos, devendo essa informação ser disponibilizada nas fichas de caracterização. Esta fundamentação é essencial para que as análises sobre cenários de investimento associados a cada programa sejam isentas de erro, conduzindo a recomendações mais efetivas e eficazes.

4.3 ANÁLISE E COMENTÁRIOS SOBRE CARATERIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

Na proposta de atualização do 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 do verificado no PDIRD-E 2020 aprovado, o operador da RND apresenta para alguns projetos os benefícios esperados em termos de redução da energia não distribuída ou das perdas, mas também em termos do aumento da capacidade de receção ou da melhoria de indicadores de qualidade de serviço, monetizando, em alguns casos esses benefícios.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE considera bastante positivo a incorporação no planeamento da RND de metodologias que permitam monetizar os benefícios associados a todos os vetores de investimento, recomendando que continuem os trabalhos para que os resultados destas avaliações sejam mais sólidos.

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

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.

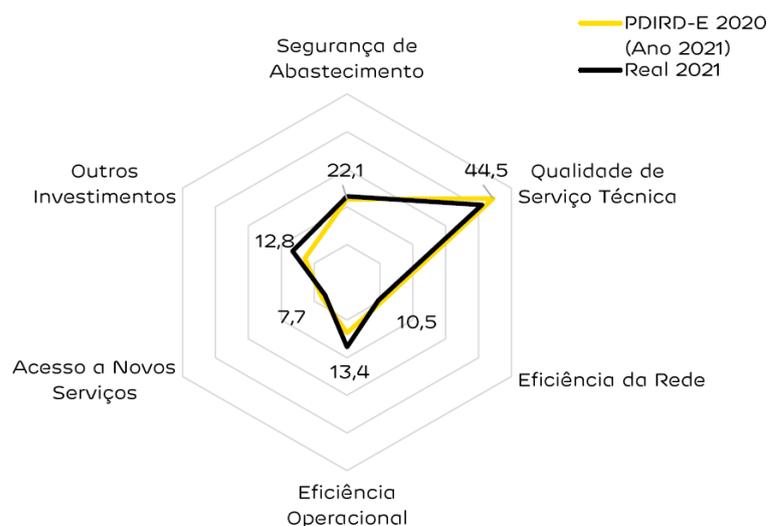
4.4 BALANÇO INTERCALAR

À semelhança do ocorrido no PDIRD-E 2020, no seguimento da recomendação da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRD-E 2016, o operador da RND incluiu nesta proposta de atualização um balanço intercalar ao investimento aprovado. No entanto, tendo em conta o carácter de atualização deste exercício, o balanço apresentado, no anexo H da proposta, diz apenas respeito ao período do PDIRD-E 2020 aprovado

(2021-2025), focando-se assim no único ano concluído (2021). Este balanço ajuda a compreender algumas das diferenças entre o investimento aprovado e o investimento efetivamente realizado.

Em termos de Investimento Específico por vetor estratégico de investimento, ilustra-se na figura seguinte as principais diferenças registadas.

Figura 4-1 – Comparação entre Investimento Específico aprovado e realizado, por vetor estratégico, em 2021



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

Numa análise mais detalhada, verificam-se as seguintes diferenças:

- Um desvio positivo de 3% (de 22,1 para 22,8 milhões de euros) no vetor Segurança de Abastecimento. Ao nível dos programas de investimento que mais contribuem para o vetor, verifica-se que o mais relevante é o “Investimento Obrigatório”, tendo-se verificado para este programa um alinhamento dos valores de investimento concretizados com os valores previstos.

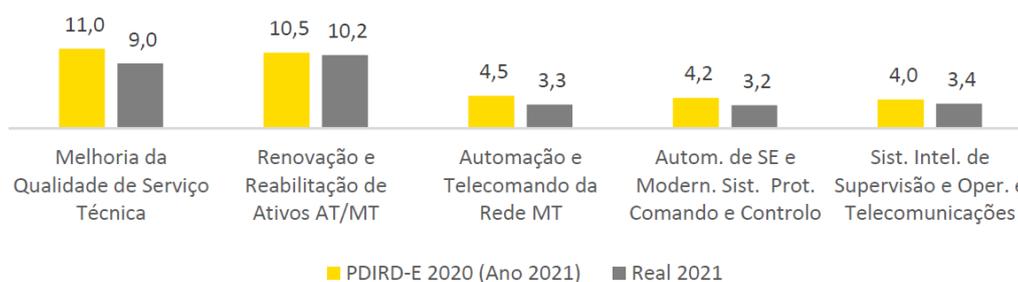
Figura 4-2 – Balanço intercalar aos principais programas de investimento – Vetor Segurança de Abastecimento (milhões de euros)



Fonte: E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

- Um desvio de -8% (de 44,5 para 41 milhões de euros) no vetor Qualidade de Serviço Técnica. Em termos de programas de investimento as principais reduções verificaram-se nos programas “Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica”, “Automação e Telecomando da Rede MT” e “Automação de SE e Modernização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo”. Contudo, Segundo o operador da RND, estes desvios não comprometem os objetivos inicialmente definidos no PDIRD-E 2020.

Figura 4-3 – Balanço intercalar aos principais programas de investimento – Vetor Qualidade de Serviço Técnica (milhões de euros)



Fonte: E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

- Um desvio de -9% (de 10,5 para 9,6 milhões de euros) ao nível do vetor Eficiência de Rede, em especial nos programas de investimento de iniciativa da empresa, nomeadamente, no programa “Desenvolvimento de Rede” e “Redução de Perdas AT/MT”.

Figura 4-4 – Balanço intercalar aos principais programas de investimento – Vetor Eficiência de Rede
(milhões de euros)



Fonte: E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

- Um desvio de -13% (de 7,7 para 6,7 milhões de euros) no vetor Acesso a Novos Serviços, justificado principalmente pelo desvio no programa Investimento Inovador, relacionado com a revisão em baixa do custo dos DTC.

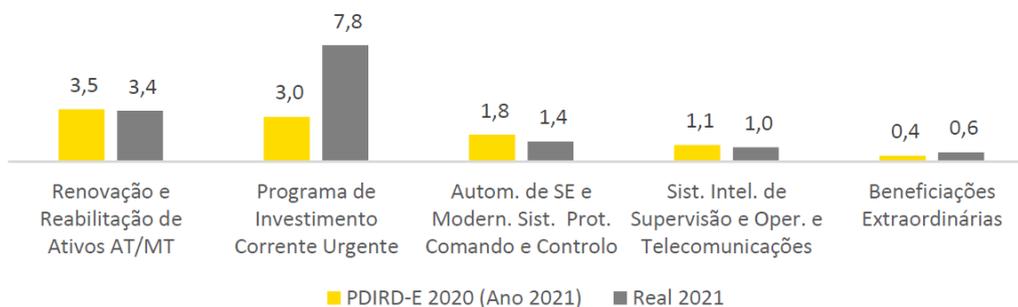
Figura 4-5 – Balanço intercalar aos principais programas de investimento – Vetor Acesso a Novos Serviços
(milhões de euros)



Fonte: E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

- Um desvio positivo de 28% (de 13,4 para 17,2 milhões de euros) no vetor Eficiência Operacional. Este desvio, significativo, é justificado pelo operador da RND pela elevada contribuição do programa “Investimento Corrente Urgente”, o qual visa dar resposta a problemas que pela sua natureza exijam uma solução urgente. É o caso de incidentes que ponham em causa a segurança ou o fornecimento de energia elétrica. Em 2021, este programa registou valores acima do aprovado, resultando no desvio identificado em 2021.

Figura 4-6 – Balanço intercalar aos principais programas de investimento – Vetor Eficiência Operacional
(milhões de euros)



Fonte: E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

- Um desvio positivo de 29% (de 12,8 para 16,5 milhões de euros) no vetor Outros Investimentos. De realçar que segundo o operador da RND, parte deste desvio é também justificado pela elevada contribuição que o programa “Investimento Corrente Urgente” representa neste vetor, bem como pelo acréscimo do investimento no programa “Abertura e Restabelecimento de Redes Secundárias de Faixas de Gestão de Combustível (RSFGC)”, resultante das alterações ocorridas nos Planos Municipais de Defesa da Floresta Contra Incêndios (PMDFCI).

Figura 4-7 – Balanço intercalar aos principais programas de investimento – Vetor Outros Investimentos
(milhões de euros)



Fonte: E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

A ERSE realça a importância do balanço intercalar apresentado na medida em que permite perceber a real concretização dos investimentos previstos no PDIRD-E 2020 aprovado, para o ano 2021. No entanto, apesar das justificações disponibilizadas para os desvios verificados parecerem válidas, seria importante que fosse

disponibilizada informação mais detalhada sobre cada caso, de forma a possibilitar uma melhor compreensão das questões em causa.

Nesse sentido, a ERSE recomenda que em edições futuras do PDIRD-E a informação disponibilizada nestes Balanços Intercalares seja mais detalhada. Adicionalmente, e assim como referido em versões anteriores dos seus Pareceres aos PDIRD-E, a ERSE reforça que seria importante que o operador da RND tentasse disponibilizar um balanço ao nível dos benefícios obtidos com os projetos de investimento concretizados, para que fosse possível obter um histórico do impacto dos mesmos ao nível do SEN.

5 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTOS NA PROPOSTA DE ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020

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

O operador da RND apresenta, ao longo da proposta de atualização do PDIRD-E 2020, informação física e económica que permite caracterizar os projetos de investimentos propostos para o período de abrangência da proposta, 2023-2025, quer em termos globais, quer individualmente por projeto.

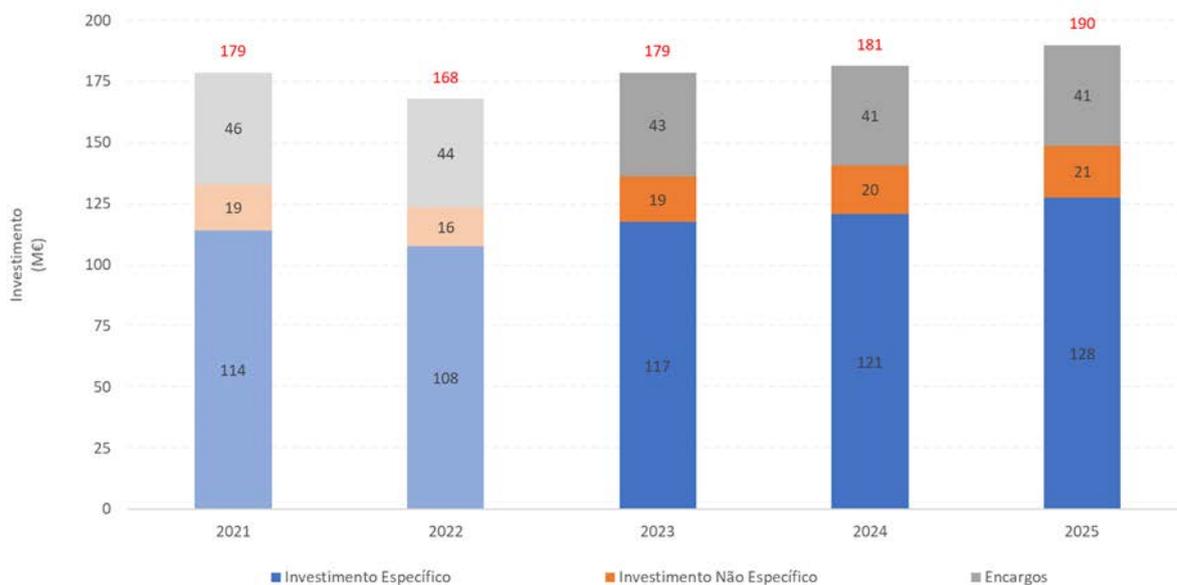
Com base nesta informação, o operador da RND classifica o investimento proposto de diferentes formas, permitindo associar cada projeto a um vetor de investimento, a um programa de investimento e a uma zona geográfica. A análise global dos investimentos segundo estes diversos pontos de vista é apresentada nos próximos pontos do presente capítulo.

A proposta de atualização do 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 desta proposta de atualização, ou seja, antes de 2022 e depois de 2025).

Em termos globais, e a custos totais, a proposta apresenta para o triénio 2023-2025 um cenário de investimento com um montante total de 548,8 milhões de euros, igual ao previsto no PDIRD-E 2020 aprovado, para o mesmo período e para cada um dos anos no horizonte da atualização. Este montante desagrega-se em 365,8 milhões de euros de investimento específico e 59,8 milhões de euros de investimento não específico (num total, a custos primários, de 425,6 milhões de euros). Somam-se ainda 124,2 milhões de euros relativos a encargos financeiros e encargos de estrutura.

A Figura 5-1 apresenta a desagregação temporal e por natureza de custo do investimento a aprovar.

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



Fonte: ERSE, E-Redes (Proposta de “PDIRD-E 2020 - Atualização 2022”)

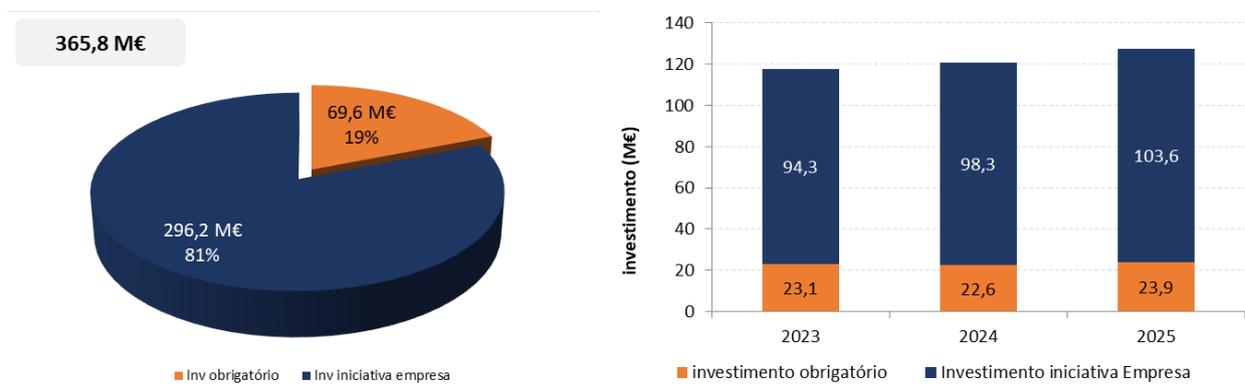
Analisando apenas o investimento específico, o operador da RND desagrega o montante proposto em 365,8 milhões de euros de investimento a custos primários, 112,6 milhões de euros relativo a encargos diretos e encargos transversais, e 4,9 milhões de euros relativos a encargos financeiros. É ainda disponibilizada informação do montante total de participações financeiras (55,5 M€).

Já no que diz respeito ao investimento não específico, o operador da RND desagrega o montante proposto em 59,8 milhões de euros relativos a investimento a custos primários, sendo o restante investimento relativo a encargos diretos, transversais (6,5 M€) e financeiros (0,4 M€).

5.2 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO

Analisando o investimento específico proposto, a custos primários, o operador da RND desagrega os cerca de 365,8 milhões de euros em 69,6 milhões de euros em Investimento Obrigatório e 296,2 milhões de euros em Investimento de Iniciativa da Empresa. De salientar que este último grupo representa cerca de 81% do investimento total específico e compreende uma parte significativa dos programas de investimento descritos na proposta de atualização do PDIRD-E 2020.

Figura 5-2 - Investimento específico, a custos primários, apresentado na proposta de atualização de PDIRD-E 2020 para o período 2023-2025



Fonte: ERSE, a partir de dados da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”

5.3 CLASSIFICAÇÃO DO INVESTIMENTO POR NATUREZA

5.3.1 INVESTIMENTO OBRIGATÓRIO

A proposta de atualização 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 atualização 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 restante Investimento Obrigatório.

Assim, no que diz respeito à instalação de contadores na RND, o operador da RND propõe investir um total de 5,7 milhões de euros ao longo dos três anos entre 2023-2025. Já no que diz respeito à restante parcela de Investimento Obrigatório, é proposto um investimento de cerca de 63,9 milhões de euros. No total, o operador da RND propõe um investimento de cerca de 69,6 milhões de euros. O montante de participações financeiras, de acordo com a informação contida na proposta de atualização de PDIRD-E 2020, ascende a 55,5 milhões de euros entre 2023 e 2025.

Desagregando o investimento por nível de tensão, o operador da RND justifica o investimento em MT com a necessidade de satisfação 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 2023-2025

Investimento Específico Obrigatório (milhões de euros)	PDIRD 2021-2025					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023 - 2025
Investimento Obrigatório (excluindo eq. contagem)	17,6	17,9	21,3	20,7	21,9	63,9
Eq. Contagem AT + MT	1,5	1,3	1,9	1,9	2,0	5,7
Contadores	0,5	0,8	0,5	0,5	0,5	1,5
Eq. Acessórios	0,9	0,5	1,4	1,4	1,4	4,2
Inv. Específico Obrigatório E-REDES	19,0	19,2	23,1	22,6	23,9	69,6
Comp. Financeiras AT + MT	37,4	25,9	22,8	17,7	15,0	55,5
AT	6,7	15,2	11,7	7,6	5,2	24,5
MT	30,7	10,7	11,1	10,1	9,8	31,0

Fonte: Proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”

5.3.2 INVESTIMENTO DE INICIATIVA DA EMPRESA

À semelhança do PDIRD-E 2020, esta proposta de atualização 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 296,2 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 126 projetos individualizados por instalação e local e 39 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 59,8 milhões de euros.

5.4 CLASSIFICAÇÃO POR VETOR DE INVESTIMENTO

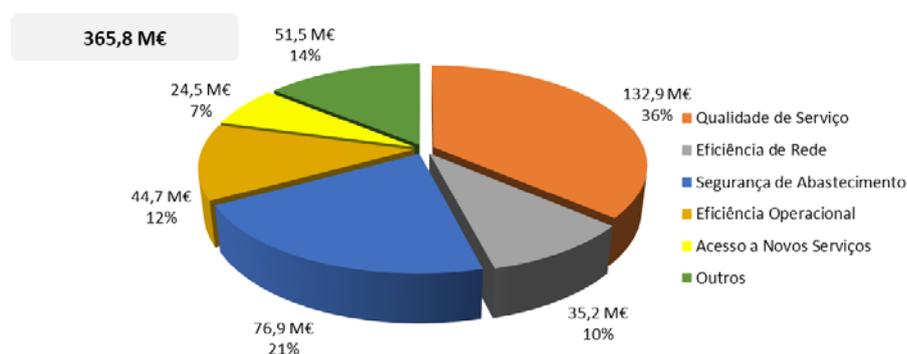
Na elaboração do PDIRD-E 2020 aprovado, o operador da RND estabeleceu aquele que, na sua ótica, seria o plano de investimentos que assegurava as suas funções principais, desenvolvendo a RND, assegurando a qualidade do serviço prestado e garantindo a satisfação das necessidades dos utilizadores da rede. Para tal, o operador da RND procurou 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 classificou o investimento proposto segundo 5 vetores estratégicos: Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço Técnica, Eficiência da Rede, Eficiência Operacional, e Acesso a Novos Serviços. Nesta proposta de atualização, que incide sobre o período 2023 a 2025, o operador da RND manteve esta classificação.

Figura 5-3 - Investimento específico proposto para o período 2023-2025



Fonte: A partir de dados da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”

Dos dados apresentados pode verificar-se que existe uma maior imputação de custos ao vetor “Qualidade de Serviço Técnica” (QST) face aos demais vetores, com cerca de 36% do investimento total ao longo dos 3 anos.

5.5 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 – Atualização 2022”, que segue o anteriormente previsto no PDIRD-E 2020 aprovado.

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

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

Fonte: Proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”

No quadro seguinte, apresentam-se os montantes relativos aos principais programas de investimento de iniciativa da empresa, no caso da proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”. Neste campo destacam-se os programas “Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT” (64,9 milhões de euros) e “Desenvolvimento de Rede” (45,3 milhões de euros) como aqueles que representam um maior esforço de investimento.

Quadro 5-3 – Evolução dos principais programas de investimento

Programas de Investimento (milhões de euros)	PDIRD 2021-2025					Total
	2021	2022	2023	2024	2025	2023-2025
Desenvolvimento de Rede	7,1	10,1	9,6	16,1	19,5	45,3
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	11,2	10,8	8,8	8,8	10,8	28,4
Automação e Telecomando da Rede MT	3,6	4,5	4,5	5,0	5,0	14,5
Promoção Ambiental	1,9	3,6	3,4	7,4	7,4	18,3
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	1,2
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	12,0
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,8	5,7	6,7	6,7	7,8	21,2
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,9	1,0	1,5	1,0	1,0	3,5
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	17,0	16,5	17,5	21,1	26,2	64,9
Beneficiações Extraordinárias	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	3,5
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	12,1	9,0	12,0	10,0	10,0	32,0
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,8	2,0	2,0	2,0	2,0	6,0
Programa de Investimento Corrente Urgente	19,4	7,5	7,5	7,5	7,5	22,5
Investimento Inovador	7,3	12,2	15,1	6,9	1,0	23,0
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	94,8	88,5	94,3	98,3	103,6	296,2

Fonte: Proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”

6 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE “PDIRD-E 2020 – ATUALIZAÇÃO 2022”

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 – Atualização 2022” 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 PNEC 2030 e no RNC 2050) e as diretrizes europeias.

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 - Atualização 2022” 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.

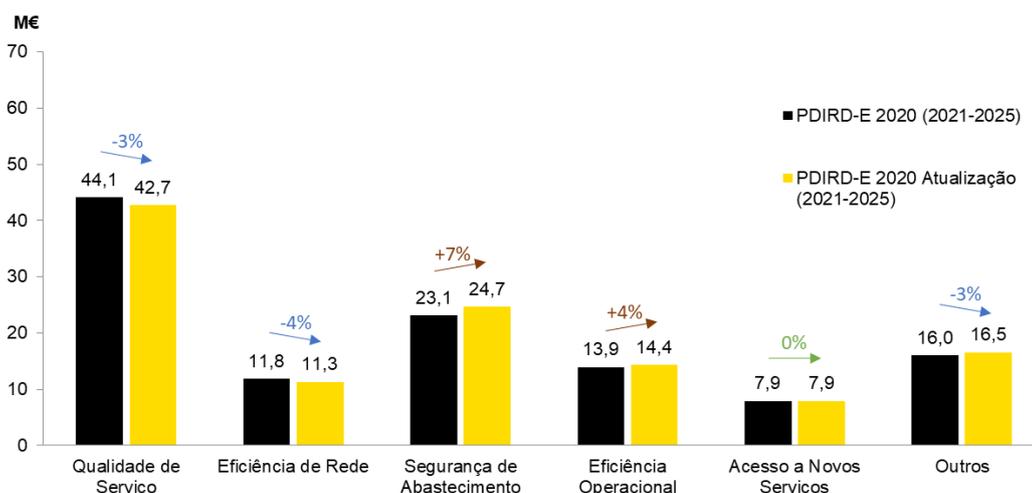
6.1 ANÁLISE DAS PRINCIPAIS ALTERAÇÕES AO PDIRD-E 2020 APROVADO

Como referido, o operador da RND centra as alterações propostas no “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” apenas no período 2023-2025.

Apesar de nesse triénio não se verificarem quaisquer alterações nos montantes totais de investimento, é possível identificar diferenças quando se comparam os diferentes vetores estratégicos e programas de investimento ao longo dos cinco anos do horizonte deste PDIRD-E (2021-2025).

A figura seguinte ilustra as diferenças entre o investimento médio anual, a custos primários, previsto no PDIRD-E 2020 aprovado e aquele inscrito na atual proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”.

Figura 6-1 – Alterações ao investimento médio anual (M€/ano), a custos primários



Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

Em particular, destaca-se o aumento de 7% do investimento médio anual no vetor Segurança de Abastecimento (1,6 M€/ano) e uma redução de 4% ao nível da Eficiência de Rede (0,5 M€/ano).

Já no que diz respeito aos programas de investimento classificados como investimento de iniciativa da empresa, ilustra-se no quadro seguinte as principais modificações, identificando a azul as situações em que

o montante inscrito na atual proposta de atualização é inferior ao inscrito no PDIRD-E 2020 aprovado e a vermelho as situações em que o montante inscrito é superior.

Quadro 6-1 – Alterações aos montantes de investimento por programa de investimento, a custos primários

Programas de Investimento (milhões de euros)	PDIRD 2020 - Atualização 2022						Total aprov. PDIRD-E 2020	Diferença
	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025		
Desenvolvimento de Rede	7,1	10,1	9,6	16,1	19,5	62,4	69,1	-6,7
Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica	11,2	10,8	8,8	8,8	10,8	50,4	57,0	-6,6
Automação e Telecomando da Rede MT	3,6	4,5	4,5	5,0	5,0	22,6	24,0	-1,4
Promoção Ambiental	1,9	3,6	3,4	7,4	7,4	23,8	29,4	-5,6
Mitigação do Risco no Operador de Infraestruturas Críticas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2	2,2	2,5	-0,3
Autom. de SE e Modern. Sist. Prot. Comando e Controlo	4,5	4,0	4,0	4,0	4,0	20,5	22,0	-1,5
Sist. Intel. de Supervisão e Oper. e Telecomunicações	4,8	5,7	6,7	6,7	7,8	31,7	29,1	2,6
Redução de Perdas Técnicas AT/MT	0,9	1,0	1,5	1,0	1,0	5,4	5,5	-0,1
Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT	17,0	16,5	17,5	21,1	26,2	98,4	105,0	-6,6
Beneficiações Extraordinárias	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	6,2	5,6	0,6
Abertura e Restabelecimento da RSFGC	12,1	9,0	12,0	10,0	10,0	53,1	46,0	7,1
Ligações aos Operadores de Redes BT	2,8	2,0	2,0	2,0	2,0	10,8	10,0	0,8
Programa de Investimento Corrente Urgente	19,4	7,5	7,5	7,5	7,5	49,4	37,5	11,9
Investimento Inovador	7,3	12,2	15,1	6,9	1,0	42,6	43,0	-0,4
TOTAL Inv. Iniciativa de Empresa	94,8	88,5	94,3	98,3	103,6	479,5	485,7	-6,2

Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

Da análise do quadro anterior, é possível verificar aumentos ao nível do programa “Investimento Corrente Urgente” e do programa “Abertura e Restabelecimento da RSFGC”, e, por outro lado, reduções ao nível dos programas “Desenvolvimento de Rede”, “Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica” e “Renovação e Reabilitação de Ativos AT/MT”.

Com base nos montantes totais, conclui-se que ao nível dos programas de investimento por iniciativa da empresa, existe uma redução no valor total face ao aprovado no PDIRD-E 2020.

Esta conclusão aparentemente contrasta com o aumento identificado no total de investimento inscrito na proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, em comparação com o PDIRD-E 2020 aprovado, quando se analisa o horizonte 2021-2025. No entanto, e como se pode ver no quadro seguinte, o aumento global da proposta deve-se ao crescimento do investimento obrigatório inscrito na atual proposta de atualização, com um aumento de aproximadamente 12,7 milhões de euros, quase o dobro da redução verificada no investimento de iniciativa da empresa.

Quadro 6-2 – Investimento Obrigatório e Investimento por Iniciativa da Empresa, a custos primários

Investimento por Natureza (milhões de euros)	PDIRD 2020 - Atualização 2022						Total aprov. PDIRD-E 2020	Diferença
	2021	2022	2023	2024	2025	2021-2025		
Investimento Obrigatório	19,0	19,2	23,1	22,6	23,9	107,8	95,1	12,7
AT	5,2	4,6	4,8	4,6	4,8	24,1	23,1	1,0
MT	13,8	14,6	18,3	17,9	19,1	83,7	71,9	11,8
Investimento Iniciativa da Empresa	94,8	88,5	94,3	98,3	103,6	479,5	485,6	-6,1
AT	34,4	12,5	10,8	11,0	12,6	81,2	81,6	-0,4
MT	60,4	76,0	83,6	87,3	91,1	398,3	404,0	-5,7
Total Realização Inv. Específico	113,9	107,7	117,4	120,8	127,5	587,4	580,7	6,7

Fonte: ERSE, E-Redes (proposta “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”)

Numa análise mais detalhada, e sendo esta proposta de atualização realizada aproximadamente dois anos após a proposta inicial de PDIRD-E 2020, o operador da RND destaca um conjunto de investimentos que foram alvo de atualizações resultantes de alterações regulamentares e de novas necessidades consideradas para o triénio 2023-2025.

Reforço do subprograma Segurança Integrada Ciber-física da RND (+3,5 milhões de euros)

A RND é indiscutivelmente uma das infraestruturas mais complexas e críticas de sociedade, servindo de espinha dorsal para o desenvolvimento das atividades económicas e sociais do país. Assim, a necessidade de garantir uma proteção eficaz dos principais ativos da RND, relativamente às ameaças e riscos a que estão expostos, é cada vez mais um fator essencial para a atividade do operador da RND. Esta necessidade é ainda mais relevante tendo em conta a existência de um conjunto de instalações que, servindo outras infraestruturas de serviços essenciais para a sociedade, são elas também consideradas como Infraestruturas Críticas.

O plano de reforço da Segurança Ciber-Física da RND, integrado no programa de investimento Sistemas Inteligentes de Supervisão e Operação e Telecomunicações do PDIRD-E 2020, incluiu na sua proposta um investimento para a concretização dos requisitos de segurança física das 26 subestações da RND consideradas como Infraestruturas Críticas Nacionais. De forma a dar cumprimento ao estabelecimento dos requisitos definidos para as instalações de criticidade A, conforme definido nos requisitos de proteção de subestações/postos de corte, da Política de Segurança Física da E-REDES, o operador procedeu à atualização da orçamentação detalhada dos custos para Correção de Vedações e Reforço Físico de Portas e Janelas, tendo verificado a necessidade de substituição integral de vedações num número significativo de instalações. O operador da RND considera os custos entretanto apurados como fundamentais para a cumprimento efetivo da proteção física das instalações.

Adicionalmente, e reconhecendo que as subestações da RND são um potencial alvo de ameaças à segurança (ciber-física), reforçado pela recente publicação do Decreto-Lei 20/2022, de 28 de janeiro,

relativo à identificação, designação, proteção e aumento da resiliência das infraestruturas críticas nacionais e europeias, o operador considera necessário assegurar a continuidade do desenvolvimento do programa, para além de 2024. De acordo com o operador da RND, as instalações serão selecionadas de acordo com a sua criticidade para o funcionamento da RND, em alinhamento com o Decreto-Lei 20/2022.

Na ótica do operador da RND, é assim necessário garantir nos próximos PDIRD-E a continuidade do investimento necessário para prosseguir uma proteção adequada às novas ameaças emergentes para a RND, alargando a aplicação deste subprograma a um número mais alargado de instalações, com o consequente aumento dos montantes de investimento.

Os custos totais deste subprograma foram ainda atualizados de acordo com a revisão da distribuição dos encargos.

Reforço do projeto Instalação de DTC em Postos de Transformação (+2,5 milhões de euros)

O DTC (*Distribution Transformer Controller*) na arquitetura concebida pela E-REDES, no âmbito do projeto InovGrid, desempenha a função de concentrador de dados, assegurando a comunicação com os equipamentos de contagem inteligentes - EMI. É ainda uma componente chave na estratégia de aumento da capacidade de supervisão e controlo das redes MT e BT. Este duplo papel do DTC, como plataforma de supervisão e como concentrador permite sinergias importantes em relação à alternativa de recurso a componentes separados. A instalação destes equipamentos nas instalações pretende trazer um conjunto de benefícios:

- Suporte à comunicação com EMI PLC (*Power Line Carrier*) através da própria rede elétrica, sem necessidade de recurso a outros canais de telecomunicações;
- Maior nível de sensorização ao nível dos Postos de Transformação (PT) (e.g. sensores de temperatura, humidade, inundação, intrusão, falha de circuitos, incêndio, estado dos equipamentos de bombagem), permitindo a melhoria da gestão de ativos e a redução de custos de O&M (e.g. redução de avarias nos transformadores e de furtos em PT);
- Maior capacidade de supervisão e controlo da rede em tempo real, com reflexo na qualidade de serviço, nomeadamente na redução dos tempos de interrupção, na confirmação da reposição de serviço após interrupção e na deteção de eventuais faltas de fase;
- Aumento da capacidade de gestão da rede em regime fortemente perturbado (e.g. temporais);

- Aumento da capacidade de planeamento e gestão das redes BT devido ao conhecimento detalhado dos perfis de tensão na rede BT e das correntes por fase, permitindo:
 - o a redução das perdas por otimização dos perfis de tensão nas redes BT e por equilíbrio da distribuição de cargas entre fases;
 - o uma melhor gestão da rede, com reflexo positivo no investimento e manutenção da rede;
 - o maior capacidade de lidar com cenários de crescimento rápido de recursos distribuídos como microprodução e veículos elétricos, dado que passa a ser possível identificar com grande granularidade o seu impacto sobre correntes e tensões em cada rede BT;
- Plataforma para o desenvolvimento futuro de soluções de gestão ativa de recursos distribuídos, com potencial para incorporação de algoritmos de controlo local que facilitem a integração de microprodução e veículos elétricos de forma mais eficiente.

Nesta atualização do PDIRD-E 2020 prevê-se o reforço deste investimento em 2,5 milhões de euros no período 2023-2025. Este reforço de investimento está relacionado com o abandono da solução Gateway PLC Prime, em detrimento da solução DTC, devido ao aumento do risco operacional, decorrente da necessidade de desenvolvimento do produto à medida dos requisitos e arquitetura utilizada nos PT, e à perda de funcionalidades exigidas para a operação da rede. Foi ainda identificada a necessidade de captura de medidas e alarmística em PT inicialmente não previstos no PDIRD-E 2020. As alterações neste projeto são assim justificadas pelo operador da RND com a necessidade crescente de supervisão e controlo das redes, essenciais à transição energética.

Subprograma Renovação de Ativos Alvo de Incêndios (+7 milhões de euros)

O operador da RND reporta que os incêndios ocorridos no ano de 2017 provocaram danos consideráveis nas redes de AT e MT, principalmente na zona centro do país, tendo sido estimado na altura um montante total de investimento da ordem dos 12 milhões de euros para recuperação destas redes.

Estas intervenções, de carácter urgente, foram realizadas ao abrigo do Programa de Investimento Corrente Urgente. A dificuldade da realização destas intervenções foi intensificada, por um lado pela enorme extensão de rede afetada e, por outro lado, pelo facto desta rede ter também sido fustigada por diversos fenómenos atmosféricos em pouco tempo, dos quais se destacam as tempestades Leslie em 2018 e Elsa e Fabien em 2019.

Terminada esta fase, o operador da RND concentra-se agora em recuperar as restantes redes afetadas por estes incêndios, que necessitam de intervenção para recuperarem a boa condição que tinham antes destes eventos.

No tempo que decorreu desde os incêndios de 2017, o operador da RND realizou estudos mais abrangentes a estas redes, considerando já a execução das obras de carácter urgente, de forma a definir a melhor solução e a fazer uma orçamentação detalhada das intervenções que agora inclui na proposta para realização de forma programada, tendo chegado a um valor total de 7 milhões de euros (custos primários). Na calendarização destas ações foi também tida em consideração a necessidade de não alterar o investimento total anual do PDIRD-E 2020 aprovado, tendo, para isso, sido dividido o investimento pelos anos de 2023 (2 milhões de euros), 2024 (2 milhões de euros) e 2025 (3 milhões de euros), de acordo com a criticidade de cada projeto.

Programa de Investimento Abertura e Restabelecimento da RSFGC (+5,0 milhões de euros)

Este reforço está relacionado com a inclusão de novos espaços no programa, nomeadamente espaços agrícolas, em cumprimento do Decreto-Lei n.º 82/2021, de 13 de outubro.

Investimento Não Específico (+7,1 milhões de euros)

Esta atualização dos montantes de Investimento Não Específico prende-se principalmente pela necessidade de reforço de investimento no programa de sistemas informáticos.

Entre estes, destaque para o subprograma Data Hub – Serviços a Ativos, relacionado com a necessidade operacional, identificada pelo operador da RND, de conhecer a localização geográfica dos seus ativos, sendo, para isso, fundamental que a cartografia local das plataformas de controlo de ativos do operador seja atualizada sempre que seja efetuada alguma nova adição ou modificação ao cadastro de rede. Assim, este subprograma inclui as tarefas relacionadas com o levantamento e atualização de toda a informação técnica relativa aos vários elementos de rede, com vista ao estudo da rede existente e/ou ao estabelecimento de novas ligações.

No conjunto destes investimentos de carácter não específico é também relevante o subprograma Plataformas, Segurança e Risco relacionado, fundamentalmente, com o desenvolvimento de plataformas tecnológicas no âmbito do processo de convergência das atividades IT/OT e dos sistemas necessários ao cumprimento dos regulamentos de cibersegurança. Com as crescentes preocupações de prevenção e

segurança contra ciberataques, a cibersegurança constitui cada vez mais um foco de interesse, de desenvolvimento tecnológico e de necessidade de investimento.

Investimento Obrigatório (+12,4 milhões de euros)

Do conjunto de investimentos em projetos classificados como Investimento Obrigatório, e que são alvo de reforço nesta proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, destaca-se o incremento de 1,8 milhões de euros na componente Equipamento de Contagem AT/MT. Esta rubrica é igualmente reforçada para incluir modificações de rede de forma a dar resposta a situações que coloquem em causa exigências regulamentares, nomeadamente, situações identificadas no decorrer de inspeções a linhas de AT e MT.

Em contraponto, e de forma a incorporar os necessários reforços de investimento, sem alterar os montantes totais aprovados em sede de PDIRD-E 2020, o operador da RND efetuou os necessários ajustes a outros programas e subprogramas de investimento, através da recalendarização de alguns deles, destacando-se os seguintes e as respetivas reduções de montantes:

Programa de Investimento Desenvolvimento de rede (-2,2 milhões de euros)

Esta diminuição do investimento foi conseguida através da recalendarização de projetos e da redução da verba alocada a novas necessidades, sem, contudo, afetar projetos necessários para resolver potenciais restrições relacionadas com potência não garantida em regime normal até 2025.

Programa de Investimento Melhoria da Qualidade de Serviço Técnica (-4 milhões de euros)

Segundo o operador da RND, o ajuste realizado ao programa não provoca um impacto significativo no vetor estratégico Qualidade de Serviço, permitindo assim manter a estratégia definida no PDIRD-E 2020 aprovado, nomeadamente, no que diz respeito à manutenção da qualidade de serviço global e com particular atenção à redução de assimetrias entre zonas de qualidade de serviço.

Subprograma Integração Paisagística (-5,3 milhões de euros)

O objetivo deste subprograma passa por minimizar o impacto das redes aéreas de distribuição de energia em áreas de elevada densidade populacional e de configuração urbanística estabilizada. Segundo o operador da RND, nesta atualização de PDIRD-E 2020 dá-se continuidade aos projetos de rede MT e AT, mantendo-se o âmbito e os critérios que vêm sendo utilizados, sendo a avaliação efetuada pelo número de consumidores da rede elétrica, localizados no interior do corredor por baixo das linhas a enterrar.

A redução do investimento neste subprograma, prevista essencialmente para o ano de 2025, implica a recalendarização de projetos de forma a garantir que o início de todos os projetos de integração paisagística AT decorre ainda no horizonte do PDIRD-E 2020, embora com um período de concretização adaptado às dificuldades que têm sido verificadas na execução deste tipo de projetos.

Programa de Investimento Inovador para pequenos projetos AT/MT (-1,8 milhões de euros)

Diz respeito a projetos não descritos individualmente, nos anos 2023 e 2024, e cujo investimento foi reduzido por força da necessidade de reforço de investimento na instalação de DTC.

Subprograma Renovação de Transformadores AT/MT e MT/MT (-5,3 milhões de euros)

A E-Redes, em conjunto com o INESC-TEC, desenvolveu um modelo que permite avaliar a vida restante esperada dos TP AT/MT (RUL, *Remaining Useful Life*). O objetivo deste modelo é a obtenção de uma previsão do ano de falha do TP (considerando apenas falhas internas, não prevendo falhas associadas à regulação de tensão em carga).

Considerando os resultados mais recentes do RUL e a substituição de transformadores prevista no âmbito de outros investimentos, o montante de investimento associado a este subprograma foi revisto em baixa, em comparação com o PDIRD-E 2020 aprovado, traduzindo-se numa redução de 10 TP.

No entanto, o operador da RND realça que “A evolução do número de falhas nos transformadores de potência AT/MT ou MT/MT, que se venha a verificar ao longo do período de vigência do Plano poderá obrigar à aquisição de outros transformadores de potência com carácter urgente.”

Subprograma Dimensionamento dos Ativos AT e MT para as correntes CC (-2,3 milhões de euros)

Na sequência dos estudos de caracterização da RND foram detetadas situações de não conformidade no dimensionamento de equipamentos e de infraestruturas de rede (linhas) para as correntes de curto-circuito máximas a que poderiam estar sujeitos, durante o tempo de eliminação do defeito por atuação dos sistemas de proteção de 2ª ordem (backup). Nesse contexto, foram incluídos no PDIRD-E 2020 projetos de investimento que visavam a substituição dos ativos de rede AT e MT subdimensionados para as correntes de curto-circuito máximas, o estabelecimento de configurações de rede que permitissem reduzir as correntes de curto-circuito e alterações nas instalações que alimentassem os ativos subdimensionados, ao nível dos Sistemas de Proteção, Comando e Controlo, permitindo assim a redução do tempo máximo de eliminação de defeitos em backup.

No que diz respeito às alterações previstas na proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, o operador da RND informa que, na fase de elaboração destes projetos as características dos equipamentos são confirmadas com os catálogos de fabrico. Nesse exercício, verificou-se que na realidade alguns dos equipamentos encontravam-se corretamente dimensionados, deixando de ser objeto de intervenção no âmbito deste subprograma.

Adicionalmente, a complexidade dos projetos de intervenção na rede AT levou ao prolongamento da duração da intervenção, resultando na recalendarização de alguns investimentos, programados para 2020/2021, para os anos seguintes. Em sentido contrário, as inconformidades de algumas situações detetadas na rede MT obrigaram à sua antecipação. Assim, o montante dos investimentos e a sua respetiva calendarização foram adaptados para dar resposta a estas alterações.

O operador da RND refere que, apesar da redução preconizada nos montantes de investimento neste subprograma, o mesmo é suficiente para que seja possível resolver todas as situações identificadas ao nível das redes AT e MT, no período 2023-2025, estando ainda em análise soluções de otimização de parametrização de sistemas de proteção com impacto na revisão destas necessidades.

Subprograma Substituição de rede subterrânea com elevadas taxas de avarias (-1,7 milhões de euros)

Na sequência de avarias recorrentes registadas na rede subterrânea, com particular incidência na região de Lisboa, onde existem zonas com o nível freático elevado, foram efetuadas análises de Espectroscopia no Domínio da Frequência (FDS – *Frequency Domain Spectroscopy*) aos isolamentos das amostras de cabos associados a troços subterrâneos com reincidência de avarias e persistência de sucessivas reparações por rutura do dielétrico. Estes estudos identificaram uma grande vulnerabilidade de um tipo específico de cabos que representam a maior fragilidade da rede subterrânea.

Apesar da premência destes investimentos, o operador da RND prevê que, através dos modelos de avaliação da condição dos equipamentos que tem em desenvolvimento, terá no futuro uma melhor capacidade de previsão da probabilidade de falha no médio prazo. Assim, de forma a manter a concordância nos valores anuais de investimento entre o PDIRD-E 2020 e a sua proposta de atualização, permitindo a realização de investimentos não previstos no PDIRD-E 2020 decorrentes de alterações regulamentares e de novas necessidades entretanto identificadas, o operador da RND optou por rever em baixa o investimento neste subprograma.

Programa de Investimento Renovação e Reabilitação de Ativos Degradados AT/MT (-4 milhões de euros)

Foram recalendarizados alguns projetos considerados menos prioritários atingindo-se esta redução.

ANÁLISE E COMENTÁRIOS

Na sua proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022”, o operador da RND refere que passados dois anos da entrega da proposta inicial de PDIRD-E 2020, foram identificadas novas necessidades de investimento decorrentes, por exemplo, de alterações regulamentares ou de novas carências de rede, não previstas na elaboração do PDIRD-E 2020.

Como visto anteriormente, esta situação levou a que o operador sentisse a necessidade de atualizar alguns dos investimentos incluídos no PDIRD-E 2020 aprovado, tendo apresentado algumas justificações para as alterações previstas.

Não colocando em causa as razões identificadas pelo operador da RND para estas alterações, que parecem justificadas, a ERSE realça que a proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” poderia ser melhorada ao nível do detalhe da informação disponibilizada neste âmbito, principalmente no que diz respeito aos programas e subprogramas alvo de alterações mais significativas ao nível dos montantes de investimento propostos.

Ainda no que diz respeito às alterações propostas, a ERSE, em linha com comentários recebidos durante a consulta pública e tendo em conta a esperada digitalização do setor elétrico nacional, realça a importância do investimento em aquisição, processamento e análise de dados, assim como em programas e subprogramas relacionados com o aumento da cibersegurança do setor, de forma a dar resposta às futuras necessidades da rede. Neste contexto destaca-se ainda a importância dos investimentos relacionados com o vetor Eficiência Operacional, mais especificamente aqueles que contribuem para o aumento da digitalização das operações e dos processos, com vista a potenciar soluções emergentes no mercado. Espera-se que este investimento contribua positivamente para a integração dos elevados níveis esperados de produção distribuída, assim como para o desenvolvimento de soluções facilitadoras da gestão do sistema, como sejam o armazenamento de energia ou a resposta do lado da procura.

Um outro aspeto destacado na consulta pública, e no qual a ERSE se revê, é a importância que o autoconsumo, individual ou coletivo, terá no desenvolvimento futuro dos sistemas energéticos nacionais. Será assim fundamental garantir que as alterações ao investimento propostas na versão final desta

atualização ao PDIRD-E 2020, assim como, os investimentos que venham a ser propostos em futuras edições de PDIRD-E, tenham em consideração as necessidades de rede que advenham do incremento esperado do autoconsumo e que tenham em consideração, entre outros fatores, a avaliação prévia das necessidades atempadamente manifestadas por pequenos e grandes consumidores.

Tendo em conta os ambiciosos objetivos nacionais ao nível da integração de produção através de fontes de energia renováveis torna-se indispensável garantir um adequado nível de capacidade de receção de produção nas redes elétricas nacionais.

Neste contexto, importa referir que a evolução prevista para a capacidade de receção da RND não parece acompanhar as necessidades previstas ao nível da ligação de nova produção, destacando-se por um lado o facto de, apesar do operador da RND anunciar um aumento desta capacidade, o mesmo não ser muito significativo em comparação com o valor verificado em 2022 e, por outro, o facto desta capacidade disponível estar, segundo o operador da RND, limitada pela capacidade disponível na RNT a montante. Além desta limitação, realça-se ainda que uma parte significativa da capacidade anunciada diz respeito a subestações localizadas junto às áreas metropolitanas de Lisboa e Porto, localização essa onde as condições de ordenamento territorial podem condicionar a construção de aproveitamentos de produção, nomeadamente ao nível de centrais fotovoltaicas de grande dimensão.

Nesse sentido, e em linha com os comentários recebidos durante a consulta pública, a ERSE reforça a importância de garantir uma maior coordenação entre ORD e ORT e realça que o planeamento das redes elétricas nacionais, mais propriamente da rede de distribuição, deve procurar maximizar esta capacidade de receção de produção, utilizando todas as soluções disponíveis, não se focando apenas na disponibilização de capacidade de ligação firme, mas tendo também em consideração a possibilidade de ligação com restrições ou a adoção de soluções de flexibilidade, procurando evitar incorrer em investimento desnecessário.

6.2 O PAPEL FUTURO DA RND E OS CONSUMIDORES DE ELETRICIDADE

O nível de investimento e o planeamento da rede de distribuição não podem ser indiferentes aos objetivos de política energética, assim como ao papel esperado dos operadores das redes quanto à facilitação da transição energética.

Neste ponto, é essencial ter presente os objetivos assumidos pelo Estado português no âmbito da União Europeia e restante comunidade internacional, relativos à defesa do clima e do plano de ação de mitigação

das consequências das alterações climáticas, designadamente os atuais objetivos no PNEC 2030, que estabelece linhas de atuação para 2021-2030, e dos demais planos que com este se articulam, designadamente o RNC 2050 e o Plano Nacional de Investimentos 2030. Importa ainda referir que, face aos novos desenvolvimentos ao nível de iniciativas europeias, como o “Fit for 55” e o “REPowerEU 2022¹⁵”, alguns dos objetivos do PNEC estão já desatualizados, sendo esperado que o mesmo venha a ser revisto muito em breve.

Destacam-se, entre outras, as metas definidas para a política climática e energética¹⁶, que visam atingir, até 2030, uma redução de 55% nas emissões de gases com efeito de estufa em comparação com os níveis de 1990 e alcançar a neutralidade carbónica em 2050. Nesse mesmo pacote, ficou ainda definido que até 2030 deve ser atingida uma meta de 36% ao nível da eficiência energética em termos de consumo final. Já sobre a quota de energias renováveis no *mix* energético total, os objetivos foram revistos em alta recentemente através do Plano “REPowerEU 2022” que fixou esta meta em 45%. No âmbito desta iniciativa europeia foi ainda estabelecido que todos os edifícios residenciais novos deverão, a partir de 31 de dezembro de 2029, incluir instalações de produção de energia solar. Condição semelhante dever-se-á verificar em todos os edifícios públicos e comerciais novos com área útil superior a 250 m², a partir de 31 de dezembro de 2026, e em todos os edifícios públicos e comerciais existentes com área útil superior a 250 m², a partir de 31 de dezembro de 2027.

Qualquer um destes objetivos tem impacto no desenvolvimento das redes de distribuição, em particular: i) pelo incremento acentuado da eficiência energética em todos os consumos realizados; ii) pelo expectável aumento da quota de produção a partir de fontes de energia renovável e descentralização dessa produção; iii) pela alteração do papel do consumidor final da energia que passará a atuar também como produtor para o seu próprio autoconsumo; iv) pelo expectável aumento da eletrificação de consumos energéticos que tradicionalmente utilizam combustíveis fósseis como fonte primária de energia (por exemplo, no aquecimento de edifícios e no transporte rodoviário¹⁷) e v) pela adoção de novas formas de conversão e de gestão de energia, como seja o armazenamento distribuído.

Neste contexto, a conectividade e a digitalização das redes de distribuição terão um papel fundamental na inovação e na tomada de decisão em função de critérios de eficiência, e permitirão o acesso a nova

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A222%3AFIN&qid=1653033811900>

¹⁶ Os valores identificados para as metas resultam das metas adotadas no âmbito do Pacote “Fit for 55”, aprovado pela Comissão Europeia a 14 de julho de 2021.

¹⁷ Contribuindo para o cumprimento do objetivo de 20% de energias renováveis nos transportes estabelecido no PNEC 2030.

informação sobre a utilização da rede por parte dos clientes, potenciando o seu papel enquanto agentes de promoção da eficiência energética e da eficiência no funcionamento do sistema elétrico. É fundamental, por isso, a aceleração do papel do operador da rede na facilitação da participação dos consumidores no mercado e na utilização dos recursos de flexibilidade a favor da eficiência do sistema. Nesse papel facilitador enquadra-se, sem dúvida, a prestação de dados de consumo e de produção aos utilizadores das redes e aos prestadores de serviços de agregação, mas também o desenvolvimento de mecanismos de contratação de recursos de flexibilidade, em complemento aos ativos do operador.

A nível nacional, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, concretizou o calendário de implantação das redes inteligentes de distribuição de eletricidade em baixa tensão até final de 2024, criando um horizonte próximo a partir do qual a operação das redes deverá contar com um novo quadro de referência tecnológico e dos serviços prestados pela rede. Adicionalmente, o diploma estabeleceu o princípio da consideração dos recursos de flexibilidade no âmbito do planeamento da rede, em contraponto com os investimentos tradicionais, e ainda o desenvolvimento de ferramentas de gestão mais flexível da rede, visando aumentar a eficiência da operação e dos investimentos, mas também enfrentar um previsível aumento de procura de energia elétrica e de procura de capacidade de injeção nas redes com o menor impacto possível na rede existente.

Do lado da produção descentralizada e renovável, por exemplo, o consumidor poderá ser também produtor de energia elétrica, podendo prestar serviços de flexibilidade ao operador da rede, em determinadas condições. Esta realidade, cuja expansão se antecipa, complexifica o relacionamento comercial entre as partes, incluindo novos agentes, como os agregadores, as comunidades energéticas, e os prestadores de serviços de flexibilidade, perspetivando-se alterações na forma de regulação do setor¹⁸.

Efetuar a transição energética de forma sustentável implica a resposta a novos desafios ao nível da adequação das redes para fazer face a uma crescente eletrificação dos consumos, sem prejuízo da aposta na eficiência energética, e da implementação de novas soluções de gestão das redes que permita maximizar a integração da produção de energia renovável, cada vez mais descentralizada e ligada a níveis de tensão mais próximos dos consumos, bem como da articulação em tempo real entre produção, consumo (incluindo modelos de carregamento inteligente para a mobilidade elétrica) e o armazenamento de energia.

¹⁸ Uma reflexão recente dos reguladores europeus sobre este tema 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>.

Sobre estes temas, a nível europeu tem sido desenvolvido um processo de adequação do quadro legal e do funcionamento dos mercados e das redes elétricas, designadamente o processo em curso de aprovação de um código de rede europeu para a “*Demand Side Flexibility*”, bem como a revisão dos códigos de “*Requirements for Generators*” e “*Demand Connection*” de modo a que os consumidores passem a ser agentes ativos e, através de um comportamento mais flexível, exerçam a sua influência nos mercados e na gestão das redes. Esta visão, partilhada por várias instituições europeias (Comissão Europeia e ACER), leva à necessidade de equacionar a estrutura atual do setor elétrico e a forma como as redes são planeadas e operadas. Neste novo paradigma, é expectável que uma participação ativa dos consumidores altere a utilização da capacidade atualmente instalada nas redes, podendo reduzir assim a necessidade de novos investimentos de reforço de capacidade.

Assim, a ERSE recomenda que, em futuras edições do PDIRD-E, sejam tidos em consideração todos os pressupostos referidos anteriormente, e que, mais especificamente dando cumprimento ao estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, venham a ser disponibilizadas não apenas propostas de projetos de investimento, mas igualmente os resultados das análises custo-benefício que fundamentem o mérito do investimento proposto, descrevendo as respetivas soluções alternativas de flexibilidade que tenham sido consideradas. Nesta temática, destaca-se a importância que a realização de possíveis projetos-piloto, baseados em necessidades concretas e representativas da rede, poderão ter na caracterização do mérito técnico e económico das possíveis alternativas de flexibilidade a considerar.

Será ainda importante definir de forma adequada o horizonte temporal para a prestação destas soluções de flexibilidade. Esta, à semelhança de outras características destas alternativas de flexibilidade, deve ser baseada na execução de estudos e de possível *benchmarking* de práticas estabelecidas noutros países europeus. No entanto, é razoável admitir que o horizonte temporal a definir deverá ser suficiente para que o ORD tenha ao seu dispor serviços de flexibilidade que possam de facto servir como alternativa aos investimentos que estes venham a substituir.

Como referido anteriormente, para incentivar a criação de mecanismos que facilitem, por exemplo, a participação de consumidores no mercado, servindo como possíveis alternativas de flexibilidade, será indispensável dar relevância a investimentos no âmbito da digitalização e da aquisição e disponibilização de dados. Dever-se-á procurar garantir que os mesmos são tão detalhados quanto possível, permitindo disponibilizar um leque mais variado de informação a todos os agentes e abrindo novas possibilidades à gestão dos sistemas, não descurando, contudo, a importância de garantir o cumprimento de todos os padrões de cibersegurança e proteção de dados.

6.3 INVESTIMENTO NÃO ESPECÍFICO

O investimento não específico contemplado na proposta de “PDIRD-E 2020 – Atualização 2022” 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 2023-2025, está previsto um investimento total de 59,8 milhões de euros, a custos primários (66,6 milhões de euros a custos totais).

Segundo o operador da RND, o maior esforço de investimento a partir de 2023 está relacionado, entre outros aspetos, com a implementação do *roadmap* tecnológico, com a aceleração digital, com a evolução da arquitetura de sistemas críticos, com o ajuste na capacidade das equipas de produto e com a renovação de sistemas OMS e GIS.

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 E-REDES 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 – 17,8%, MT – 37,3% e BT – 44,9%).”*

7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS

Neste capítulo, é apresentada a análise dos impactes económicos, em particular ao nível dos montantes de ativos líquidos a remunerar (RAB¹⁹), decorrentes das necessidades de investimento do operador da RND previstas na atualização da proposta de PDIRD-E 2020.

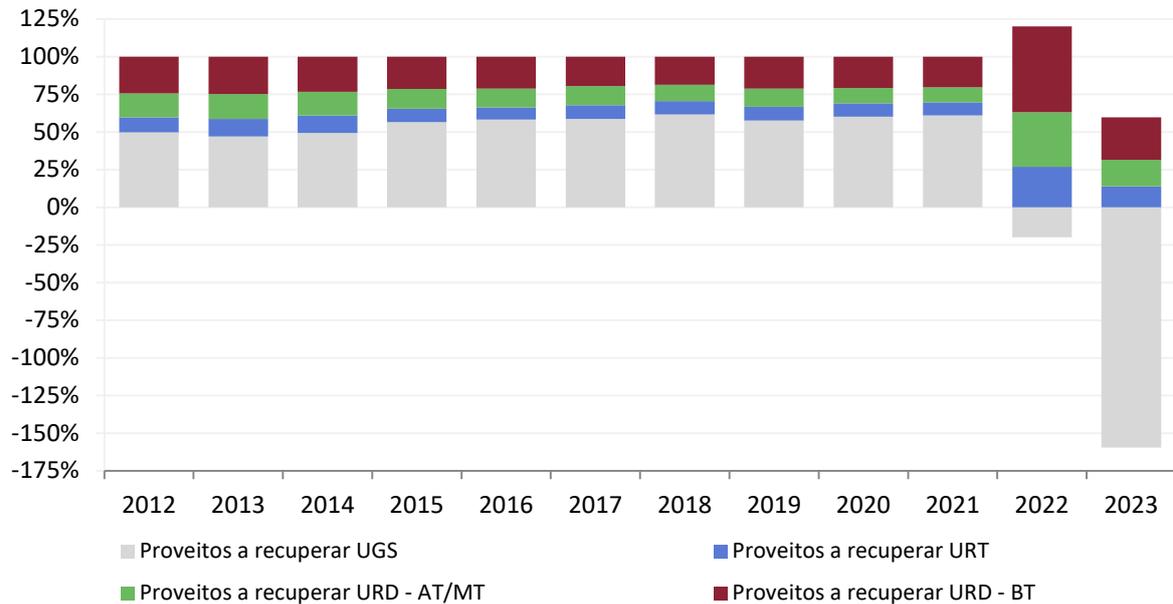
7.1 ENQUADRAMENTO DOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DEE

Os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica são recuperados ao nível das tarifas de acesso às redes e têm um impacte significativo nos preços finais pagos por clientes abastecidos através das redes de distribuição. Na figura seguinte é evidenciado o peso que os proveitos a recuperar pelo uso da rede de distribuição (URD), desagregados por nível de tensão, assumem no total dos proveitos dos acessos²⁰. Observa-se, no entanto, que o peso destes proveitos no total dos proveitos recuperados pelas tarifas de uso das redes tem vindo a diminuir, em parte devido ao aumento dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, mas também decorrente da própria diminuição do valor dos proveitos a recuperar pela tarifa de uso da rede de distribuição. Como observado na figura seguinte, no exercício tarifário de 2022 ocorreu uma alteração substancial da estrutura de custos do setor elétrico, devido ao aumento muito significativo dos preços de eletricidade nos mercados grossistas, que originou a inversão do sinal dos CIEG, os quais passaram a ser um benefício para o SEN (nomeadamente os diferenciais de custos da produção com remuneração garantida).

¹⁹ RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*, ativo líquido médio deduzido de subsídios e participações.

²⁰ 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 partir de 2012 aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap* aos custos operacionais OPEX²¹ da atividade de distribuição de energia elétrica, sendo os custos de investimento (amortizações e remuneração do ativo líquido aceite, CAPEX²²) aceites em base anual²³. A partir de 2018, foi aplicada uma metodologia de *revenue cap* aos custos totais (conjunto dos custos operacionais e de investimento), ou seja, ao TOTEX (CAPEX e OPEX)²⁴, mas apenas para o nível de tensão BT.

No período de regulação que se iniciou em 2022, foi introduzida na atividade de distribuição de energia elétrica uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX, tanto em AT/MT como em BT²⁵. Com esta alteração pretendeu-se promover uma gestão eficiente e flexível da atividade de distribuição de energia elétrica, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização, descentralização e inovação no setor elétrico.

²¹ OPEX: *Operational Expenditure*.

²² CAPEX: *Capital Expenditure*

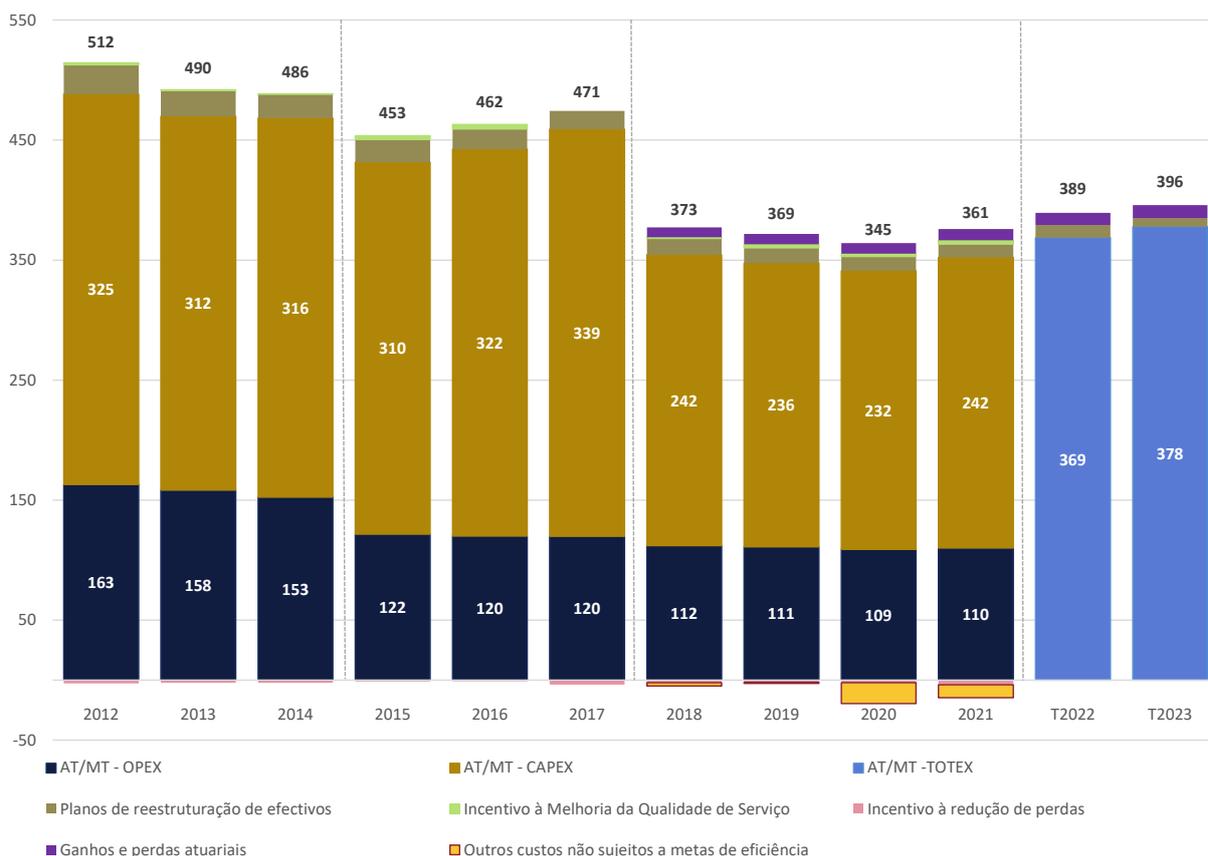
²³ Até ao período de regulação 2009-2011, aplicou-se uma metodologia do tipo *price cap* ao conjunto dos custos operacionais (OPEX) e de investimento (amortizações e remuneração do ativo líquido aceite, CAPEX) desta atividade, ou seja, ao TOTEX (CAPEX e OPEX).

²⁴ TOTEX: *Total Expenditure* (CAPEX e OPEX).

²⁵ A metodologia aplicada à BT passou a incluir uma componente fixa que representa cerca de 37% do total dos proveitos. Esta metodologia encontra-se detalhada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”: <https://www.erse.pt/media/bjdnrr05/par%C3%A2metros-2022-2025.pdf>

Assim, a partir de 2022, não é possível individualizar o CAPEX do OPEX em termos de proveitos permitidos da atividade de distribuição em AT/MT, sendo apenas possível verificar, em termos históricos, o peso de cada componente de custos da atividade de distribuição, conforme ilustrado na figura seguinte.

Figura 7-2 - Proveitos permitidos reais e previstos em tarifas²⁶



Fonte: ERSE

Observa-se que, em média, ao longo deste período (até ao ano de 2021), cerca de 67% dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT dizem respeito aos custos associados aos investimentos neste nível de tensão, isto é, à remuneração e à amortização desses investimentos.

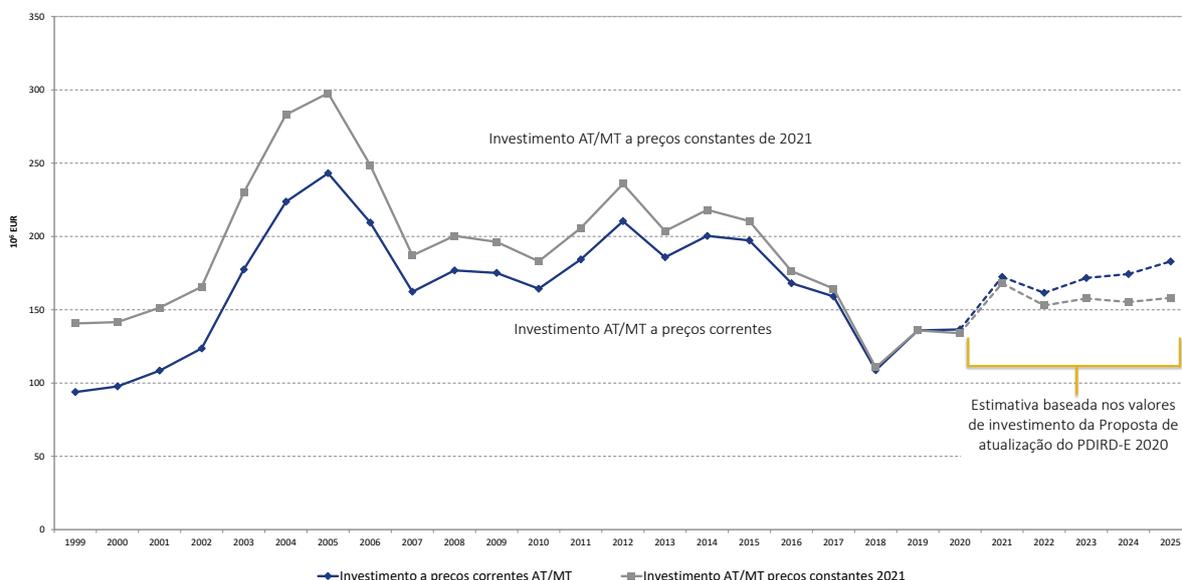
Tendo em conta o impacto das decisões de investimento ao nível dos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT, mais propriamente ao nível do CAPEX, quer quando remunerado diretamente, quer enquanto componente das bases de custos TOTEX, como adiante explicado, importa

²⁶ Não incluem o efeito de ajustamentos.

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 a longo prazo dos investimentos na rede AT e MT, observando-se uma tendência de redução do investimento até 2018. Depois desse ano, a tendência inverte-se. Sublinhe-se que o cenário de investimento apresentado na presente proposta de atualização do PDIRD-E 2020, em linha com os valores apresentados no PDIRD-E 2020 aprovado, confirma esta inversão de tendência, embora mantendo-se os investimentos abaixo dos níveis verificados na década que terminou em 2016.

Figura 7-3 - Evolução do investimento na rede de AT/MT²⁷



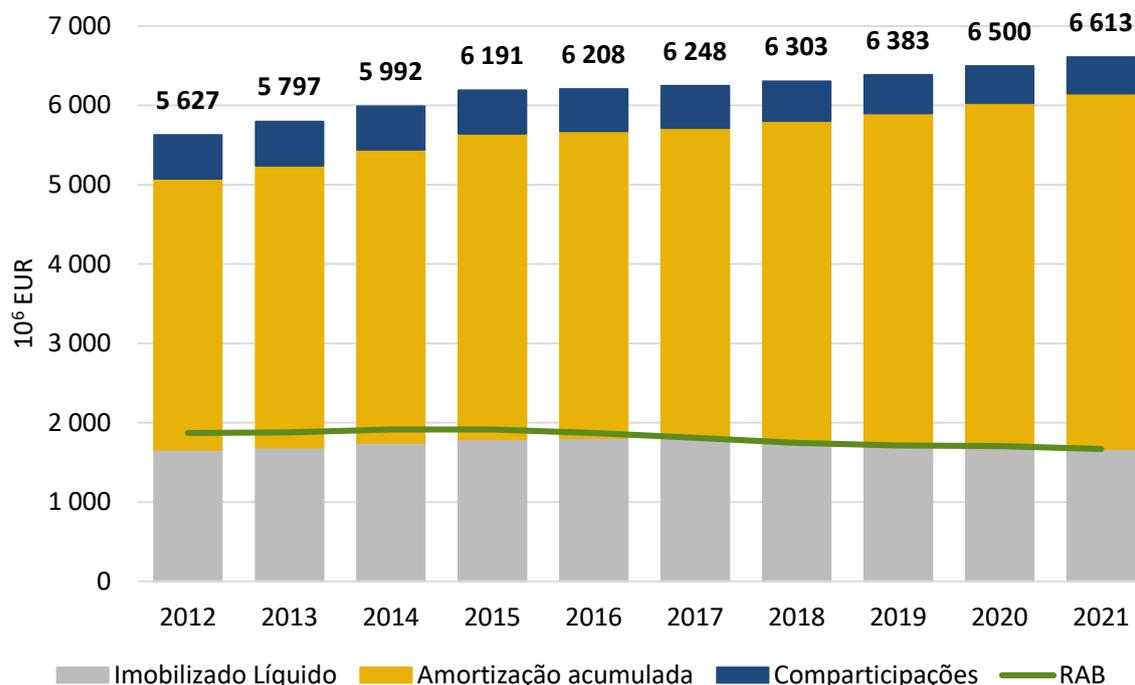
Fonte: ERSE, E-REDES

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 líquido a remunerar²⁸, que observou uma ligeira diminuição nos últimos anos. Refira-se que desde 2016, o nível de investimento foi inferior ao nível de amortizações.

²⁷ 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.

²⁸ RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*, ativo líquido médio deduzido de subsídios e participações.

Figura 7-4 - Evolução do ativo em AT/MT (Valores Reais)



Fonte: ERSE

7.2 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DA ATIVIDADE DEE (TOTEX) E EFEITOS NA ANÁLISE DE IMPACTES DO PDIRD

O impacto tarifário das propostas de PDIRD-E anteriores tem sido apresentado, nos respetivos pareceres da ERSE, enquanto impacto dos investimentos previstos nos proveitos unitários do operador de rede, em cada ano do horizonte do PDIRD-E.

Em particular, o parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2020 apresentou estimativas de impacto nos proveitos permitidos até 2025 da globalidade dos investimentos previstos nesse plano, assumindo que, para o período em análise (até 2025), a atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT seria regulada pela metodologia em vigor à data, de *price-cap* aplicado aos custos operacionais (OPEX) e através da aceitação em base anual dos custos com capital (CAPEX) decorrentes dos investimentos realizados.

Nesse contexto, os investimentos realizados anualmente pela empresa tinham um impacto direto no CAPEX, logo nos proveitos permitidos anuais recuperados pelas tarifas, pelo que a análise económica de novos investimentos propostos nos PDIRD-E podia ser efetuada numa perspetiva de potenciais acréscimos aos proveitos anuais.

Contudo, como referido anteriormente, a metodologia adotada para o novo período de regulação, que se iniciou em 2022 e termina em 2025, passou a ser do tipo *revenue cap* aplicado aos custos totais, ou TOTEX (CAPEX e OPEX). O objetivo desta alteração consistiu em diminuir a relação direta existente entre os proveitos do operador da rede de distribuição e o investimento realizado e, deste modo, passar a não precondicionar as opções estratégicas de utilização de recursos, quer sejam OPEX ou CAPEX com vista a permitir uma gestão economicamente mais eficiente da sua atividade. Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos realizados pela empresa deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, passam estes a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX, de acordo com a variação do IPIB-X (sendo X a meta de eficiência) e dos indutores de custos aplicáveis.

Consequentemente, na análise dos impactes dos investimentos propostos nesta atualização do PDIRD-E 2020, deixa de ser possível, ou até relevante, apresentar a evolução esperada ao longo do período deste PDIRD-E da componente de CAPEX dos proveitos permitidos, por esta componente passar a estar incluída no nível total da base de custos, logo dos proveitos permitidos, que foi previamente definida para o horizonte do período de regulação.

Num contexto de TOTEX, as propostas de atualização de PDIRD-E deixam de ter um impacte direto nos proveitos permitidos anuais da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT nos anos que se encontrem dentro de um mesmo período de regulação, desde que os investimentos propostos não alterem materialmente a evolução dos indutores de custos físicos, face à versão anterior do PDIRD-E, condição que se verifica na presente atualização.

Assim, neste contexto, deixa de ser possível estimar o impacte tarifário destes investimentos para cada ano do período de regulação em curso, porque a sua aprovação e conseqüente reconhecimento no ativo líquido remunerado já não tem um impacte direto nos proveitos do ano, ao contrário do que se verificava na metodologia aplicada até 2021 na atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT.

Contudo, mesmo no atual contexto metodológico continuam a ser necessárias a análise e aprovação dos investimentos constantes dos PDIRD-E, para que possam ser considerados em todos os momentos subsequentes de avaliação económica e tarifária da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT, nomeadamente na definição dos proveitos permitidos e dos parâmetros para os períodos de regulação seguintes.

Por um lado, no cálculo das bases de custos TOTEX e, conseqüentemente, dos proveitos permitidos para o período de regulação são considerados os investimentos previstos pela empresa para a globalidade do período de regulação, incluídos no último PDIRD-E aprovado pelo Concedente ou alvos de parecer positivo da ERSE. Assim, aquando da submissão a parecer da proposta de um novo PDIRD-E, que não atualize outro já aprovado ou que atualize, mas cujos investimentos não são similares aos constantes do PDIRD-E aprovado, justifica-se que se estime o impacte dos investimentos da proposta de PDIRD-E na definição da base de custos TOTEX para o novo período de regulação e, portanto, o seu possível impacte tarifário²⁹. Contudo, se, como se verifica no caso da proposta de atualização do PDIRD-E 2020, os investimentos propostos forem semelhantes aos do PDIRD-E aprovado, não se justifica estimar o possível impacte tarifário para o próximo período de regulação³⁰. Mas importará, todavia, estimar o contributo dos investimentos propostos no RAB, de modo a antever o impacte económico da proposta de atualização do PDIRD-E no próximo período de regulação.

Por outro lado, a metodologia de *revenue cap* no TOTEX definida pela ERSE inclui um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas entre o operador de rede e os consumidores, que procura atribuir à empresa uma remuneração dentro de um intervalo que garanta o seu equilíbrio económico-financeiro, evitando a obtenção de rendas excessivas ou de menores ganhos que possam comprometer o desempenho das suas atividades. O resultado deste mecanismo é calculado e refletido em proveitos permitidos no período de regulação subsequente. Nesse cálculo, apenas serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos de aprovação de investimentos decididos pelo concedente ou considerados necessários pela ERSE para a gestão eficiente da rede de distribuição. A divulgação anual dos investimentos considerados para a aplicação deste mecanismo nos documentos que acompanham as tarifas é importante para que a empresa possa acompanhar e antecipar os proveitos permitidos que o regulador irá aceitar em definitivo.

Em suma, no presente contexto, em que a metodologia de regulação é do tipo *revenue cap* aplicado ao TOTEX e em que os investimentos da proposta de atualização do PDIRD-E 2022 são semelhantes aos do PDIRD aprovado, não se justifica efetuar a análise do impacte tarifário dos investimentos propostos, mas

²⁹ Também se justifica estimar os impactes tarifários da proposta de PDIRD-E no período de regulação em que é aprovada pelo concedente, se os investimentos propostos alterarem materialmente a evolução dos indutores de custos físicos.

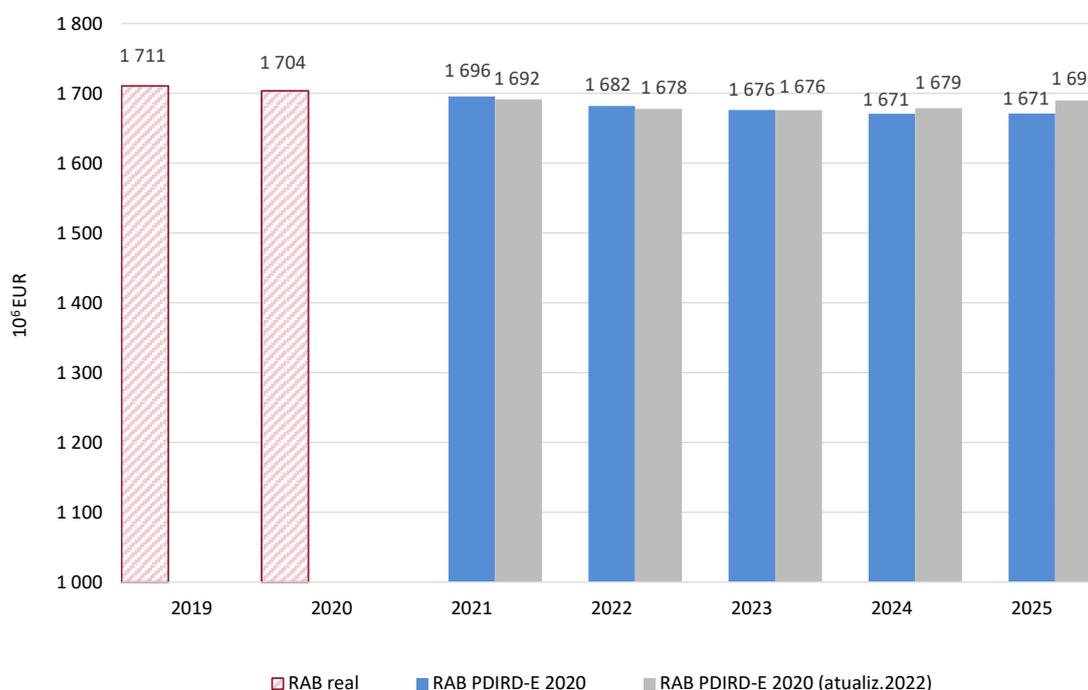
³⁰ Para pequenas diferenças de investimento face ao PDIRD aprovado, os resultados de uma análise desta natureza seriam pouco fidedignos, tendo em conta a margem de erro associada aos pressupostos a assumir para a evolução dos fatores que compõem o Totex, assim como para a procura.

importará, todavia, ter presente o seu contributo possível para o RAB e, deste modo, antever o seu impacte económico para o próximo período regulatório.

7.3 IMPACTE ECONÓMICO DA ATUALIZAÇÃO DO PDIRD-E 2020 NA ATIVIDADE DE DEE AT/MT

Tal como referido no ponto anterior, avaliou-se o impacte económico desta proposta de atualização do PDIRD-E 2020, comparando-a com a evolução do ativo líquido a remunerar do PDIRD-E 2020 aprovado³¹.

Figura 7-5 - Ativo líquido a remunerar (RAB)



Fonte: ERSE

Observa-se que a presente proposta de atualização do PDIRD-E 2020 resulta em valores estimados de ativo líquido a remunerar em linha com os do PDIRD-E 2020 aprovado (equivalentes aos considerados pela ERSE no seu parecer à respetiva proposta).

³¹ O investimento constante desse plano final seguiu as orientações constantes do parecer da ERSE à respetiva proposta.

A maior diferença no ativo líquido a remunerar face ao PDIRD-E 2020 aprovado, que ocorre em 2025, corresponde apenas a uma variação de 1,1%. Nesta análise, mantiveram-se os mesmos pressupostos considerados no parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2020³². Alterou-se apenas os valores do ano de referência da análise, para refletir valores de ativo efetivamente registados relativamente ao ano de 2020. O principal motivo para a variação de 1,1% do ativo líquido a remunerar em 2025 prende-se com o menor valor agora estimado pela E-REDES para as participações financeiras de 2023 a 2025, face às previstas no PDIRD-E 2020 aprovado.

Mantendo os pressupostos de análise utilizados no parecer à proposta de PDIRD-E 2020³³, onde se calcularam impactes em proveitos permitidos anuais por se aplicar, na altura, uma metodologia de aceitação anual do CAPEX, esta variação no RAB traduzir-se-ia num aumento implícito de 0,8% desse CAPEX em 2025 face ao do PDIRD-E 2020 aprovado. Nesta metodologia, o CAPEX corresponde à remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios adicionado das respetivas amortizações anuais.

Num contexto de TOTEX, assumindo que a componente CAPEX na nova base de custos totais para o período de regulação que se iniciará em 2026 manteria um peso equivalente ao que se observa na Figura 7-2 (cerca de 69% da soma CAPEX+OPEX em 2021), e assumindo um OPEX constante, a presente proposta de atualização levaria a uma variação do TOTEX e, conseqüentemente, do proveito permitido desta atividade, de 0,6%.

Conclui-se assim que o impacte económico da presente proposta de atualização do PDIRD-E 2020 não diverge materialmente do estimado para o PDIRD-E 2020 aprovado.

Sublinhe-se que os valores de investimento constantes das propostas de PDIRD-E são apresentados no referencial de custo de investimento do ano e não na perspetiva de entrada em exploração do ativo. Contudo, nos pareceres da ERSE tem-se assumido como pressuposto de análise de evolução do ativo líquido a remunerar que as transferências para exploração, que determinam o aumento do RAB, correspondem ao investimento anual, uma vez que não existe informação sobre a data estimada de entrada em exploração destes investimentos.

³² Pressupostos para taxa de amortização e taxa de abates.

³³ Considerou-se a taxa de remuneração real de 2019, 5,13%, para a totalidade do período em análise.

Assim, embora a ERSE já disponha de valores fechados para o ativo entrado em exploração para o ano de 2021³⁴, nesta análise optou por utilizar, para esse ano, os valores de investimento constantes da presente proposta de atualização do PDIRD-E 2020, de modo a incorporar o impacto da totalidade do investimento previsto no período em análise. Se se utilizassem valores de transferências para exploração em 2021, teria que se saber a data estimada de entrada em exploração de todos os investimentos previstos na presente atualização, potencialmente para além de 2025, para incorporar o seu efeito total no RAB.

Sugere-se que na proposta de PDIRD-E 2024, a E-REDES desagregue a informação de investimentos e entradas em exploração para todo o período em análise, para possibilitar também a avaliação de impactos no referencial de entradas em exploração decorrentes do respetivo plano de investimentos.

³⁴ Decorrentes do reporte de informação para o processo de cálculo das tarifas de eletricidade para 2023.

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

