

PARECER

PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO DE 2020 A 2029 (PDIRT-E 2019)



ÍNDICE

1. ENQUADRAMENTO.....	1
2. PARECER	2
ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2019.....	17
A.1 Enquadramento.....	19
A.2 Alterações na proposta de PDIRT-E 2019 face à proposta de 2017 e principais recomendações.....	21
1. Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRT-E 2017	21
2. Evolução da proposta de PDIRT-E 2019 face à proposta de PDIRT-E 2017	23
A.3 Evolução da Procura de Eletricidade.....	28
1. Enquadramento	28
2. Contexto Macroeconómico.....	29
3. Evolução histórica do consumo de eletricidade e da ponta de carga	32
4. Comparação das previsões do consumo de eletricidade e pontas de carga face à anterior proposta de PDIRT-E	34
5. Previsão do consumo de eletricidade.....	37
6. Previsão para a ponta de carga.....	39
A.4 Evolução da oferta de capacidade de produção	45
1. Produção em regime ordinário	46
2. Produção em regime especial.....	49
A.5 Planeamento	53
1. Metodologia de Planeamento e classificação de projetos.....	53
2. Decisão Final de investimento	56
3. Análise custo-benefício e Valorização de Benefícios.....	59
A.6 Análise dos montantes de investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2019	65
1. Novo investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2019	65
2. Investimento já aprovado na proposta de PDIRT-E 2017.....	67
A.7 Análise dos projetos previstos na proposta de PDIRT-E 2019	71
1. Projetos Base	71
2. Projetos complementares.....	78
A.8 Análise de impactes nos proveitos e nas tarifas.....	94
1. Análise efetuada pelo operador da RNT.....	96
2. Impactes do PDIRT-E nos proveitos da Atividade de Transporte de Energia Elétrica...98	
3. Impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2019 (ano 2024)	118

1. ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019).

Por sua vez, a DGEG comunicou à ERSE a proposta recebida, cabendo-lhe, nos termos do n.º 4 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

A ERSE promoveu a Consulta Pública relativa à proposta de PDIRT-E 2019 elaborada pela REN, que decorreu de 15 de janeiro a 26 de fevereiro de 2020. Findo este período, nos termos dos números 5 e 6 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, compete à ERSE emitir um Parecer sobre a proposta de PDIRT-E.

A ERSE preparou ainda um documento de síntese dos principais comentários recebidos durante a Consulta Pública que será disponibilizado, em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer. Esses comentários representaram um benefício evidente para a preparação deste Parecer da ERSE, já que ajudaram na fundamentação das posições assumidas, que refletem a generalidade dos comentários recebidos.

Ao ocorrer com uma periodicidade bienal e ao ser suportado numa consulta pública, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento apresentadas nas sucessivas edições de PDIRT-E, e representa um processo meritório de transparência no setor elétrico em Portugal. As rápidas alterações que se vivem no setor elétrico, em particular, e no setor energético, no seu geral, tornaram evidente a importância de se fazer esta reflexão, pelo menos, de dois em dois anos.

2. PARECER

A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E A PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

1. O setor energético encontra-se num momento crucial da sua transição na direção de uma necessária e consensual descarbonização da economia, que perspetiva uma maior eletrificação da sociedade. No quadro das metas definidas para a política climática e energética no âmbito da União Europeia, Portugal assumiu como objetivos até 2030, no Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030, atingir: 1) uma redução de, pelo menos, 40% nas emissões de gases com efeito de estufa, em comparação com os níveis de 1990; 2) um aumento para 32 % da quota-parte das energias renováveis no consumo de energia; 3) uma melhoria de 32,5 % na eficiência energética e 4) um rácio de 15% entre a capacidade de interligação elétrica internacional disponível para fins comerciais em ambos os sentidos e a capacidade total instalada em centros eletroprodutores.
2. A evolução tecnológica já ocorrida e em perspetiva será a base para a concretização dos quatro objetivos anteriores. No caso concreto do desenvolvimento do sistema elétrico, ir-se-á refletir: 1) no reforço da tendência de incremento da quota de produção a partir de fontes de energia renovável; 2) na maior descentralização da produção de energia elétrica; 3) na alteração do papel do consumidor final, que poderá atuar como autoconsumidor; 4) no incremento da eficiência energética, através da penetração de tecnologias, sistemas e comportamentos mais eficientes; 5) na adoção de novas formas de conversão e gestão de energia, como sejam a mobilidade elétrica e o armazenamento distribuído.
3. Quanto às consequências dessa evolução, existem ainda muitas incertezas para as redes elétricas. Apesar dos efeitos da eficiência energética, antevê-se um aumento do consumo final de eletricidade, em consequência da transição do consumo de outros vetores energéticos mais poluentes. No entanto, este incremento não implica, forçosamente, um aumento da quantidade de energia elétrica transportada ou distribuída através das redes. Outra tendência que irá ser aprofundada é a evolução, já em curso nos últimos anos, de um sistema elétrico em que a energia flui nas suas redes, no essencial, da Muito Alta Tensão para a Baixa Tensão, para uma outra realidade, em que os fluxos serão muito mais complexos e incertos, havendo momentos e regiões em que esta irá fluir em sentido oposto ou em ambos entre níveis de tensão. O acentuar do desacoplamento entre consumo final de eletricidade e a utilização das redes elétricas é uma outra realidade que se poderá aprofundar com a evolução tecnológica. Como consequência, e apesar da perspetiva de incremento da eletrificação da sociedade, não existem certezas quanto à evolução futura do grau de utilização dos diferentes níveis de tensão das redes elétricas e, mais concretamente, o impacto na rede de transporte.

4. A utilização e a necessidade de investimento nas redes elétricas também serão influenciadas pela digitalização da sociedade em curso. Nas redes elétricas, o seu intuito terá que se refletir em benefícios ao nível da otimização das necessidades de investimento em equipamento convencional e em ganhos de eficiência para o setor e para os consumidores (utilizadores).
5. Todas estas perspetivas deverão ser refletidas nos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (PDIRT-E), em coordenação com os planos equivalentes para a Rede Nacional de Distribuição (PDIRD-E) e os investimentos nas redes de baixa tensão. No futuro, esta coordenação do planeamento terá, ainda, que ser mais aprofundada, realçando a necessidade de um planeamento integrado entre eletricidade e gás natural.

Por sua vez, tal como está instituído, o processo de aprovação das propostas de PDIRT-E permite uma análise quase contínua sobre a evolução das principais motivações e necessidades de investimento, justificativas das sucessivas propostas, a aprovar de dois em dois anos pelo Concedente. Este processo permitirá, assim, acompanhar e antecipar as consequências, e elaborar uma resposta adequada a toda esta evolução.

EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019 FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

6. Globalmente, reconhece-se que a atual proposta de PDIRT-E 2019 constitui uma evolução positiva face à proposta de PDIRT-E 2017 (2018-2027). Para tal, na elaboração da proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT incorporou diversas recomendações e sugestões resultantes, por um lado, das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE nos seus pareceres às anteriores propostas de PDIRT-E, e, por outro, dos contributos recebidos durante o processo de Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2019, das várias partes interessadas, para além de outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo, tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO

7. O operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2019, submetida a Parecer da ERSE, um montante total de investimentos de 743,0 milhões de euros, a custos totais, a realizar até 2029, o que representa uma redução superior a 20% face aos 942,2 milhões de euros inscritos na proposta de PDIRT-E 2017. Em termos de desagregação temporal, o investimento é repartido por 195,5 milhões de euros no primeiro quinquénio (2020-2024) e 547,5 milhões no segundo quinquénio (2025-2029).

8. A proposta de PDIRT-E 2019 é a primeira a ser submetida para Parecer após a aprovação de uma proposta de PDIRT-E. Falamos, mais concretamente, da aprovação do PDIRT-E 2017, com um montante de investimento de 535,1 milhões de euros, desagregado por 239,9 milhões de euros em «Projetos Base» e 295,2 milhões de euros em «Projetos Complementares»¹.

9. Deste total aprovado no PDIRT-E 2017, tem relevância para o presente Parecer um montante de investimento de 419,0 milhões de euros, a concretizar durante o período 2020-2024, o mesmo período em que parte dos investimentos constantes na proposta de PDIRT-E 2019 serão também realizados. O impacto desses investimentos nos custos a recuperar pelas tarifas acresce ao dos investimentos já aprovados.

Analisando os investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2019 para o período de 2020-2024, os 195,5 milhões de euros agora em apreciação representam cerca de 46,6% do total já aprovado no PDIRT-E 2017 para esse período, que corresponde a 419,0 milhões de euros.

Assim, tal como atrás referido, esta sobreposição no mesmo período de 5 anos (2020-2024) entre projetos de investimentos já aprovados e novos projetos de investimento ainda por aprovar, significa que, em termos médios, o operador da RNT pretende transferir para exploração e acrescentar à Base Regulada de Ativos, que é remunerada pela tarifa de uso da rede de acesso, um total de ativos no valor de 614,5 milhões de euros, com um valor anual médio de 122,9 M€/ano.

Por sua vez, o montante agora inscrito na proposta de PDIRT-E 2019 reparte-se em 142,2 milhões de euros relativos a «Projetos Base» e 53,3 milhões de euros relativos a «Projetos Complementares».

10. Em termos de Decisão Final de Investimento (DFI) solicitada na proposta de PDIRT-E 2019 em «Projetos Base», o operador da RNT solicita a emissão de DFI para um montante de 99,9 milhões de euros, do total de 142,2 milhões de euros propostos em «Projetos Base», a concretizar no primeiro quinquénio.

Este conjunto de 99,9 milhões de euros de investimentos em «Projetos Base» é desagregado pelo operador da RNT por projetos associados a «ações de manutenção e remodelação de ativos em final de vida útil», num total de 69,1 milhões de euros, sendo o restante montante relativo a projetos referidos pelo operador da RNT como associados a «compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação» (21,9 milhões de euros) e projetos de gestão global do sistema (8,9 milhões de euros).

¹ Este montante inclui um «Projeto Complementar» que estava calendarizado apenas depois de 2024, mas que foi antecipado pelo Concedente.

11. Se considerarmos que, para «Projetos Base» associados a «ações de manutenção e remodelação de ativos em final de vida útil» e a «compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação», o PDIRT-E 2017 já tem aprovado um montante de 123,6 milhões de euros para os primeiros 3 anos do quinquénio 2020-2024, a ERSE recomenda que, na versão final de PDIRT-E 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNT reduza substancialmente o montante dos Projetos Base para os quais solicita DFI (os valores propostos para as referidas duas classes são 91,0 milhões de euros).

Assim, recomenda-se que as DFI em «Projetos Base» associados a «ações de manutenção e remodelação de ativos em final de vida útil» e a «compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação», a aprovar no PDIRT-E 2019, sejam limitadas aos projetos que vejam demonstrada a sua efetiva necessidade e urgência de concretização e que o seu montante nunca ultrapasse os 21,4 milhões de euros. Para o efeito, o operador da RNT terá de aprofundar a fundamentação que suporta que esses projetos de investimento tenham de, obrigatoriamente, entrar em exploração durante o quinquénio 2020-2024, não podendo ser adiados. Assim, o decisor verá demonstrado o mérito e a premência desses projetos, no momento da sua tomada de decisão.

Os restantes «Projetos Base» destas duas rubricas, que não apresentem esse grau de premência, deverão ver a sua DFI adiada para futuras edições da proposta de PDIRT-E.

Considerando a relevância da gestão global do sistema, considera-se ser de aprovar adicionalmente os 8,9 milhões de euros dos «Projetos Base» de investimento identificados na rubrica de gestão global do sistema.

12. Em linha com a sua posição no Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE concorda com a necessidade de substituição do equipamento em que, efetivamente, se verificarem níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço com impacto na fiabilidade da RNT. Por outro lado, e em coerência com o racional subjacente ao Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos da RNT (IREI), a ERSE recomenda que, sempre que se justifique, técnica e economicamente, o operador da RNT opte por ações de remodelação e modernização dos ativos, em detrimento da sua substituição por novos ativos. Este é o cerne dos projetos de investimento que são classificados como «Ações de remodelação e modernização de ativos».

13. Por sua vez, os investimentos referidos pelo ORT como associados a compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação, também classificados como «Projetos Base», representam um montante de cerca de 35,7 milhões de euros a serem concretizados no primeiro quinquénio da Proposta de PDIRT-E 2019, dos quais, o operador da RNT apenas solicita DFI para cerca de 21,9 milhões

de euros, no projeto «Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima», com objetivo de melhorar a segurança de alimentação às subestações da RND locais. Nesta mesma rubrica, a proposta de PDIRT-E 2019 prevê ainda um reforço na capacidade de transformação MAT/AT, designadamente nas subestações de Divor e Ourique, com um investimento agregado de 6,4 milhões de euros, mas para o qual não é solicitada emissão de DFI. Adicionalmente, esta rubrica contempla investimentos em gestão de energia reativa num montante de 7,3 milhões de euros a realizar até 2024.

14. Para além do montante anterior para investimentos em gestão de energia reativa até 2024, na atual proposta de PDIRT-E 2019 está inscrito um igual montante de 7,3 milhões de euros a concretizar após 2025.

Um primeiro facto que se identifica é que, enquanto os projetos desta rubrica, relativos ao primeiro quinquénio, são classificados pelo operador da RNT como «Projetos Base», já os previstos para o segundo quinquénio, são classificados como «Projetos Complementares», sem que seja disponibilizada qualquer justificação para a alteração da classificação dos projetos.

No entanto, independentemente da sua classificação, e em linha com o seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE reitera a sua posição anterior, recomendando o adiamento destes investimentos para edições futuras do PDIRT-E, uma vez que não se encontra qualquer fundamento para que estes projetos tenham de ser realizados na calendarização indicada, não sendo ainda disponibilizada qualquer informação sobre o efeito do adiamento de projetos equivalentes que, tendo sido incluídos na proposta de PDIRT-E 2017, não foram ainda concretizados.

Por sua vez, sublinha-se que a proposta continua omissa quanto à identificação de alternativas a este investimento, e que poderiam passar por uma melhor coordenação entre os operadores da RNT e da RND, no que diz respeito à gestão conjunta dos trânsitos de energia reativa entre redes e correspondente controlo do perfil de tensão.

Esta posição é reforçada pelos cometários recebidos na Consulta Pública, que referem a necessidade de estudar outras soluções, uma vez que, quer do ponto de vista dos equipamentos de produção, quer da própria RND, pode existir capacidade de absorver o excesso de energia reativa em algumas zonas da RNT, sem obrigar à realização de mais investimento.

15. Sobre os restantes «Projetos Base» associados a compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação, em linha com o referido no seu último Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE entende que o reforço da segurança de alimentação à RND, através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT e o reforço de transformação MAT/AT, devem resultar de uma interação entre

o operador da RNT e o operador da RND, identificando quais as necessidades da rede de distribuição a nível local, e estudando qual a melhor alternativa para colmatar as insuficiências detetadas.

A ERSE volta, por isso, a recomendar que a informação sobre a necessidade de projetos na RNT associados a compromissos com o operador da RND seja sempre complementada com as devidas referências ao PDIRD-E mais recente, quer em termos de quantificação de necessidades da RND, quer em termos de alocação destes benefícios aos utilizadores da RND, permitindo, dessa forma, que o operador da RND reconheça esses benefícios aquando da próxima edição do PDIRD-E. Este cruzamento entre planos de desenvolvimento e investimento de ambas as redes deverá ainda ser fundamentado por estudos e indicadores técnicos que permitam fundamentar as efetivas necessidades de investimento, demonstrando que as opções propostas são a melhor solução face a outras alternativas.

16. Os «Projetos Complementares» propostos pelo operador da RNT para concretização no primeiro quinquénio, correspondem a DFI num total de transferências para exploração de 53,3 milhões de euros, associados à expansão da rede para criação de capacidade de receção para integração de nova produção renovável e para reforço da capacidade de interligação para fins comerciais, concretamente o «Eixo a 400 kV Alqueva-Divor» e o «Eixo a 400 kV Pedralva-Sobrado».

De recordar que este montante de 53,3 milhões de euros, a ser aprovado com o PDIRT-E 2019, deve ser analisado em conjunto com o montante de 295,2 milhões de euros de outros «Projetos Complementares», ainda por concretizar, que já foram aprovados em sede de PDIRT-E 2017, para o mesmo período temporal.

17. Assim, a ERSE realça, pela sua importância, o projeto «Eixo a 400 kV Pedralva-Sobrado», classificado como PCI ², sendo que a sua calendarização deve ser coordenada com a concretização da interligação Minho-Galiza ³, igualmente classificada como PCI e incluída na 4.ª lista de projetos regionais de interesse comum, pois este novo eixo será essencial para garantir o cumprimento das metas de capacidade de interligação para efeitos comerciais, em especial em cenários de forte produção a partir dos centros eletroprodutores hídricos na bacia do Cávado.

Igual posição favorável é emitida pela ERSE relativamente ao novo «Eixo a 400 kV Alqueva-Divor», que em conjunto com a concretização dos eixos «Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões» e «F. Alentejo-Ourique-Tavira», ambos já aprovados no PDIRT-E 2017, permitirá criar condições para um

² PCI - acrónimo em língua inglesa de Projeto de Interesse Comum, de acordo com o Regulamento(UE) n.º 347/2013, de 17 abril

³ Projeto já aprovado em 2019, no âmbito do PDIRT-E 2017 e que aguarda concretização.

aumento significativo da capacidade de receção de nova produção renovável, e integrar o volume crescente de produção a partir de tecnologia solar fotovoltaica, que se deverá ligar nas redes de transporte e distribuição nas regiões do Alentejo e do Algarve ao longo desta década.

18. Sem prejuízo do apoio a determinados projetos concretos, a ERSE reforça a necessidade de que as propostas de PDIRT-E apresentem uma melhor fundamentação sobre as reais necessidades de investimento na RNT. Em concreto, o operador da RNT aponta como principal necessidade destes novos investimentos, na atual RNT, o défice de capacidade de receção de nova produção de origem renovável, conclusão igualmente válida para a fronteira entre a RNT e a RND, no nível de 60 kV, onde, na grande maioria das subestações não existe qualquer capacidade de receção disponível. Este défice de capacidade de receção origina que o operador da RNT, mas sobretudo o operador da RND, tenham de inviabilizar um elevado número de pedidos de ligação de nova produção de origem renovável às redes.

Para que Portugal consiga cumprir as metas de política energética, definidas no PNEC 2030, está prevista a necessidade de um aumento de capacidade de produção para cuja receção irá contribuir de modo decisivo, para além dos dois projetos agora propostos pelo operador da RNT para os próximos cinco anos, a expansão da RNT com novos eixos de 400 kV já aprovados no PDIRT-E 2017.

19. Sobre este tema, e em linha com o seu comentário já expresso em anteriores pareceres, a ERSE recomenda que, previamente à decisão de concretização de reforços adicionais na RNT, o operador da RNT passe a avaliar, em futuras edições de PDIRT-E, e em coordenação com o operador da RND, em que medida o défice de capacidade de receção de produção identificado na atual RNT e na respetiva fronteira com a RND, é: 1) estrutural (ocorrendo sistematicamente num número significativo de horas ao longo do ano); 2) corresponde a situações pontuais, que ocorrem apenas em algumas horas do ano, incluindo situações associadas a cenários extremos de hidraulicidade e eolicidade, em simultâneo com períodos de baixo consumo, e que, por isso, não corresponde a um défice estrutural de capacidade. Nas situações identificadas de défice de capacidade de receção de produção, deverá ser avaliada a probabilidade de interrupção associada.

De igual modo, a ERSE reforça a sua recomendação para que, previamente à decisão de viabilizar ou não requisições de nova ligação de produção, incluindo as relativas à RND, o operador da RNT tenha em consideração a respetiva tecnologia de produção associada (e respetivos diagramas horários de produção, diferenciados por tecnologia solar ou eólica). A ERSE recomenda ainda que o operador da RNT tenha em consideração a alteração do paradigma de operação destas centrais que, operando em regime de mercado e obedecendo aos requisitos técnicos de observabilidade e controlabilidade

estabelecidos regulamentarmente, asseguram ao operador da RNT total capacidade na sua gestão global do SEN.

Ainda sobre novas requisições de ligação às redes, a ERSE dá expressão aos comentários recebidos durante a Consulta Pública, que demonstram apreensão face à ausência de capacidade de receção de nova produção no nível de tensão 60 kV (fronteira MAT/AT), que a relacionam com insuficiente capacidade de transformação MAT/AT. Essa situação limita as opções de escolha dos promotores em termos de ligação às redes dos seus projetos, que se veem obrigados a ligarem-se apenas no nível MAT.

A ERSE recomenda resposta a esses comentários e que, na análise das opções de investimento, se considere o recurso ao regime de comparticipações ao investimento por parte dos promotores interessados, previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação que lhe é conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de julho, designadamente a alínea c) do n.º 1 do artigo 16.º, que estabelece que, querendo o produtor antecipar investimentos de rede que sejam necessários para acomodar a receção de nova capacidade de geração, poderá estabelecer acordo com o operador da RESP para a sua concretização (quando não previstas nos planos) ou antecipação (se integrarem os planos, mas em momento de concretização diferente).

Em resumo, e de acordo com a posição defendida por vários participantes na Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2019, a ERSE reitera posições anteriores em que considera que há uma clara necessidade de um planeamento mais integrado, existindo a clara perceção de que há, ainda, espaço e oportunidade de melhoria na coordenação entre os operadores da RNT e da RND. Nomeadamente, justifica-se a realização de estudos conjuntos entre os operadores da RNT e da RND que permitam identificar as verdadeiras necessidades de investimento na fronteira das respetivas redes, e assim encontrar a solução mais eficaz e eficiente para responder a essas necessidades. Esses estudos permitirão otimizar a utilização da capacidade de receção de produção já existente e não utilizada da RND, essencial para dar resposta ao número crescente de novos pedidos de ligação de produção à RND e assim contribuir para uma correta distribuição da nova produção renovável pelo território nacional, criando coesão regional.

Estas recomendações estão também em linha com a recomendação da ERSE, já emitida em pareceres a propostas de PDIRT-E anteriores, de que o operador da RNT pondere a revisão das atuais regras de planeamento, em linha com as potencialidades que as novas ferramentas oferecem, com vista a maximizar a capacidade de produção que pode ser ligada às redes e permitir, desse modo, diferir no tempo algum investimento em soluções mais dispendiosas e com um impacto direto nas tarifas a suportar pelos consumidores. Parece ser este o momento em que essa revisão já não poderá ser

adiada, devendo a sua concretização resultar de um envolvimento alargado, que tenha em conta todos os contributos que diferentes intervenientes possam a elas aportar.

OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO

20. A avaliação dos pressupostos de procura de energia elétrica que sustentam as propostas de PDIRT-E permite, por um lado, melhor perspetivar os potenciais impactes tarifários dessas propostas de plano e, por outro, melhor ponderar a necessidade de realização dos investimentos propostos. No caso presente, é evidente que as previsões do consumo de eletricidade, e possivelmente das pontas de carga, assumidas na proposta de PDIRT-E 2019 deverão desviar-se substancialmente da realidade no ano de 2020, uma vez que não incorporam os efeitos na economia nacional decorrentes da pandemia da COVID-19, ainda desconhecidos. Para além dos efeitos no ano 2020, há também uma grande incerteza nos anos seguintes, quanto ao ritmo da retoma que se seguirá e à possibilidade de alteração dos padrões de consumo no país decorrentes da gravidade da crise.
21. Todavia, sendo o impacte tarifário avaliado no horizonte do primeiro quinquénio, nessa avaliação, a ERSE considerou um cenário de estagnação do consumo ao nível do estimado para 2019 nas tarifas de 2020, como cenário mais provável, na expectativa de que no final desse período a situação económica e, conseqüentemente, o nível de consumo de energia elétrica recuperem as trajetórias que tinham vindo a seguir nos últimos anos.
22. Para além do consumo referido à emissão, as pontas de carga constituem outro vetor que caracteriza a procura. A avaliação dessa variável é particularmente importante para melhor entender as necessidades de investimento da rede. De acordo com o ORT, as análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura realizadas na proposta de PDIRT-E 2019 indicam que não serão necessários investimentos específicos para que a rede dê resposta a uma procura superior, avaliada em termos de pontas síncrona do SEN, designadamente à prevista no cenário Superior Ambição do RMSA-E 2018.
23. O nível de investimento na RNT deve ser adequado às solicitações dirigidas à RNT, do lado da procura, mas também para diferentes perfis de produção, ligada à RNT e à RND, e diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais. Tendo em conta as diferenças registadas ao longo do tempo entre a ponta síncrona de carga do SEN e a ponta de utilização da RNT, o exercício de planeamento deve considerar uma diversidade de cenários de procura, perfis de produção e trânsito nas interligações, que permita identificar situações limite de funcionamento da rede e seus determinantes. A ERSE considera desejável que o PDIRT-E apresente com um maior nível de detalhe

estes cenários de simulação de modo a evidenciar a diversidade de fatores envolvidos, designadamente os não controláveis e dificilmente previsíveis.

24. Em linha com o já referido pela ERSE nos pareceres a anteriores edições do PDIRT-E, o operador da RNT deverá monitorizar os novos fatores que terão impactos, no médio e longo prazo, na energia elétrica veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas serão sujeitas. Na proposta do PDIRT-E 2019, o operador da RNT manteve algumas análises a fatores desta natureza. Importa manter e aprofundar as análises efetuadas a estes fatores, mas também introduzir análises a outros fatores relevantes, como sejam os potenciais efeitos do autoconsumo e da adoção de veículos elétricos em larga escala no consumo de eletricidade e nos diagramas de carga.
25. Ainda no que diz respeito aos aspetos a melhorar relativamente à procura, considera-se igualmente que deverão ser apresentados mais elementos da modelização económica que sustenta a previsão de evolução do consumo, em especial a fundamentação dos pressupostos assumidos na definição das variáveis dessa modelização (por exemplo, os relativos às evoluções da adoção de veículos elétricos, do autoconsumo e das alterações nos padrões de comportamento do consumo a nível sectorial).
26. Relativamente à oferta de capacidade de produção, o operador da RNT elaborou a proposta de PDIRT-E 2019 tendo por base o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018), adotando o cenário Ambição como referência. Entretanto, após a publicação da proposta de PDIRT-E 2018, ocorreram alterações significativas nos cenários de evolução da oferta, traduzidas no RMSA-E 2019, documento que também já reflete as metas inscritas no Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030 ⁴.

De acordo com o cenário Ambição do RMSA-E 2018, no horizonte 2030, a capacidade instalada deverá atingir um valor superior a 33 GW, o que, face à capacidade atualmente instalada, se traduz num aumento de 13 GW. Este crescimento será em grande parte conseguido através do aumento da capacidade instalada em tecnologia solar (+9 GW ⁵) e tecnologia eólica (+3 GW), contribuindo para que, em termos globais, a capacidade instalada a partir de fontes de energia renovável represente em 2030 cerca de 90% do total da capacidade instalada em Portugal continental.

⁴ Realçar que o PNEC 2030 apresenta como uma das metas que 47% das necessidades de consumo devem ser supridas por produção a partir de fontes de energia renovável.

⁵ Para alcançar este valor, o Governo lançou em julho de 2018 um leilão de 1400 MW de nova capacidade para projetos de tecnologia solar, tendo sido atribuídas licenças para cerca de 1300 MW, dos quais 1000 MW deverão ser ligados em MAT, sendo de destacar o forte volume de novos projetos que se pretendem ligar à RNT nas regiões centro e sul do país.

Uma das alterações mais relevantes ocorrida após a publicação da Proposta de PDIR-E 2019, deu-se em outubro último, com o anúncio do Governo da sua intenção de descomissionar as centrais a carvão do Pego em 2021 e de Sines em 2023, o que constitui uma antecipação face ao ano de 2025, que era a data inscrita no RMSA-E 2018.

Os comentários recebidos do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE expressam que o operador da RNT os informou de que terá necessidade de antecipar para o primeiro quinquénio (até 2024) a concretização da linha a 400 kV R. Maior-Fanhões, no montante de 40,6 milhões de euros, que se encontra calendarizada no segundo quinquénio da proposta de PDIRT-E 2019. Nesse sentido, recomendam um especial enfoque na compatibilização das datas de descomissionamento das centrais com a entrada em exploração do referido eixo e que seja apresentada uma análise de sensibilidade aos impactos na operação da RNT de um eventual atraso na concretização desse eixo. Só tendo tido conhecimento deste facto pelos comentários recebidos, a ERSE revê-se na posição de prudência do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário e recomenda que o operador da RNT fundamente inequivocamente essa necessidade antes da sua aprovação pelo Concedente.

Em termos de Grande Hídrica (acima de 30 MW), a proposta de PDIRT-E 2019 confirma as datas de comissionamento das novas centrais hidroelétricas inscritas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH) já apresentadas anteriormente, com a entrada em serviço das centrais de Daivões e Gouvães até 2021, e do Alto Tâmega até 2023⁶, num total superior a 1100 MW instalados. A integração desta capacidade será garantida através da conclusão do «Eixo a 400 kV Ribeira da Pena – Feira», também em construção e já aprovado no PDIRT-E 2017, não sendo proposto nenhum outro investimento adicional na atual Proposta de PDIRT-E 2019.

No global, a ERSE considera adequada a caracterização da evolução do parque eletroprodutor, entretanto atualizada pelo Governo, recomendando que o operador da RNT fundamente qualquer necessidade de antecipação de projetos, recomendando ainda que aprofunde a análise de sensibilidade efetuada, avaliando o impacto na operação da RNT de um eventual atraso na concretização dos eixos que considera ser imprescindível antecipar e para os quais será necessário emitir Decisão Final de Investimento.

27. Um outro aspeto fundamental a aprofundar em futuras edições do PDIRT-E é ao nível das consequências no SEN e no papel da RNT da evolução prevista de produção distribuída a nível local,

⁶ Apesar do RMSA-E 2018 prever que a central do Fridão, cuja concretização foi adiada 3 anos, entraria em exploração em 2026, num total de 238 MW, a edição do RMSA-E 2019 já não inclui esta nova capacidade.

designadamente aproveitamentos de tecnologia solar, para efeitos de autoconsumo, enquadrado num contexto de autoconsumo individual, de autoconsumo coletivo e de comunidades de energia. O seu impacto implicará a necessidade de uma caracterização destes fluxos nos cenários que sejam apresentados.

28. Finalmente, no que diz respeito à análise custo-benefício aplicada aos «Projetos Complementares», a ERSE realça a disponibilização do caso prático de aplicação da metodologia multicritério ao projeto Alqueva-Divor. No entanto, esta é omissa quanto à desagregação dos benefícios por tipo de utilizador, e, por isso, a ERSE recomenda, novamente, que em futuras edições do PDIRT-E, o operador da RNT disponibilize essa informação quantificando não só os benefícios globais por projeto, mas também a sua desagregação entre produtores e consumidores.

IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

29. A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2019 incidiu sobre a atividade de transporte de energia elétrica, tendo sido utilizados os cenários de investimentos e evolução da procura definidos pela ERSE na análise da proposta, num total de quinze cenários compostos.
30. No caso da procura, foram estudados três cenários, todos tendo como ponto de partida o consumo estimado de 2019, a saber: i) o «cenário ERSE Inferior», em que há uma estagnação do consumo no quinquénio em torno desse valor; ii) o «cenário ERSE Central», em que a evolução da procura é idêntica à do cenário «central continuidade» do RMSA-E 2019, próxima da que consta da proposta de PDIRT-E 2019; iii) o «cenário ERSE Superior», mais otimista, em que a procura progride de modo semelhante ao cenário «Superior Ambição – Teste de Stress» do RMSA-E 2019.
31. No caso dos investimentos, estudaram-se cinco cenários quanto à evolução do nível de investimentos, descritos no anexo ao presente Parecer. Destacam-se três dos referidos cenários que servem de base ao cálculo dos impactes tarifários apresentados no Quadro 2-1: i) o «cenário ERSE Base», que serve de referência de avaliação dos restantes, uma vez que corresponde a uma evolução dos investimentos que não inclui os projetos propostos pelo PDIRT-E 2019, e que tem subjacente tanto os projetos aprovados no PDIRT-E 2017, com a calendarização ajustada, como os realizados antes da aprovação do PDIRT-E 2017; ii) o «cenário ERSE DFI», com os mesmos projetos que os do cenário ERSE Base acrescidos dos projetos da proposta de PDIRT-E 2019 para os quais o operador da RNT solicita a emissão de DFI; iii) o «cenário Final ERSE com participações "cenário Ambição"», em que são consideradas reduções aos investimentos propostos, em que os utilizadores são chamados a

comparticipar os investimentos necessários na rede e em que o cenário de evolução da capacidade de produção foi baseado no cenário «Ambição» do RMSA-E 2019.

32. A análise dos impactes tarifários dos cenários descritos incidu sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a clientes, sobre as tarifas de acesso às redes, assim como sobre as tarifas de venda a clientes finais. O período analisado situa-se entre 2019 (que corresponde ao primeiro ano do PDIRT-E 2019 e é o ano de referência dos cenários de procura e de investimentos) e 2024. No quadro seguinte apresentam-se as variações tarifárias médias anuais, entre 2019 e 2024, associadas aos três principais cenários de investimento considerados em que a evolução da procura é de estagnação.

Quadro 2-1 – Impacte tarifário anualizado, no cenário de procura Inferior

Impacte Tarifário anualizado (Tarifas 2019 a 2024)	Análise dos cenários de investimento para o cenário de procura ERSE Inferior		
	ERSE BASE	ERSE DFI	ERSE FINAL+ Comparticip. "Cen. Ambição"
Uso Rede Transporte (URT) (%)	1,4%	2,1%	1,4%
Acesso às Redes (%)	0,1%	0,2%	0,1%
MAT (%)	0,2%	0,3%	0,2%
AT (%)	0,2%	0,3%	0,2%
MT (%)	0,2%	0,3%	0,2%
BTE (%)	0,1%	0,2%	0,1%
BTN (%)	0,1%	0,1%	0,1%
Preços Finais (%)	0,1%	0,1%	0,1%
MAT (%)	0,0%	0,1%	0,0%
AT (%)	0,1%	0,1%	0,1%
MT (%)	0,1%	0,1%	0,1%
BTE (%)	0,1%	0,1%	0,1%
BTN (%)	0,0%	0,1%	0,0%

33. Para o cenário de investimentos ERSE Base, cenário ainda sem os efeitos dos investimentos propostos no PDIRT-E 2019, observa-se que no período de 2019 a 2024 há um acréscimo das tarifas de uso da rede de transporte, a uma taxa média anual de +1,4%.
34. A consideração dos investimentos propostos no PDIRT-E 2019, ainda que unicamente daqueles que requerem decisão final de investimento (cenário ERSE DFI), leva a que esse impacto aumente no período de análise, com as tarifas de uso da rede de transporte a crescer a uma taxa média anual que passa a ser de +2,1%.

35. Estes impactes tarifários são mitigados no cenário desenhado pela ERSE em que são consideradas reduções aos investimentos propostos bem como os montantes decorrentes de valores estimados de participações estabelecidas regulamentarmente (cenário Final ERSE com participações «Ambição»), em que, nas novas ligações à RNT de geração renovável, tais como as decorrentes dos leilões de projetos de tecnologia solar, e de clientes, os utilizadores são chamados a participar os investimentos necessários na rede aos preços aprovados regulamentarmente. Este cenário permite assegurar um impacte tarifário dos investimentos selecionados da proposta de PDIRT-E 2019, em 2024 face a 2019, que é semelhante à que se verificaria sem quaisquer dos investimentos propostos no PDIRT-E 2019, isto é, um acréscimo tarifário no período a uma taxa média anual de +1,4%, para o cenário inferior de evolução da procura. Efetivamente, o cenário ERSE final, conjugado com as participações estimadas, permite anular a variação tarifária induzida pelo PDIRT-E 2019.
36. Os impactes tarifários apresentados ao nível da tarifa de uso da rede de transporte terão um efeito mais contido nas tarifas de acesso às redes e bem como nos preços finais pagos pelos consumidores. Estes impactes tarifários nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais apresentam valores diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, sendo que quanto menor é o nível de tensão e a dimensão do cliente, menores serão estes impactes tarifários.
37. A análise de impactes realizada incluiu uma análise de sensibilidade à evolução da procura, conforme os cenários estudados.

CONCLUSÕES

38. A proposta de PDIRT-E 2019, analisada neste Parecer, corresponde à primeira a ser submetida após a aprovação de um plano de desenvolvimento e investimento na rede de transporte, o PDIRT-E 2017, que já inclui a concretização de investimentos na RNT da ordem dos 419,0 milhões de euros no período 2020-2024.
39. Num contexto em que são mais as incertezas do que as certezas quanto ao futuro do sistema elétrico, agravado pela atual conjuntura que o país atravessa e cujos efeitos sobre a economia se poderão prolongar por bastante tempo, a prudência obriga a não considerar aceitável que, da aprovação da proposta de PDIRT-E 2019, resulte qualquer aumento dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às redes elétricas.
40. Foi esse o sentido da análise realizada pela ERSE, resumida nos pontos anteriores e que se aprofunda no Anexo a este Parecer e que dele faz parte integrante.

41. Deste modo, a ERSE recomenda que, na versão final de PDIRT-E 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNT solicite a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total agregado até 83,6 milhões de euros, repartido em: a) 53,3 milhões de euros nos dois «Projetos Complementares» apresentados, «Eixo a 400 kV Pedralva-Sobrado» e «Eixo a 400 kV Alqueva-Divor», e b) até um máximo de 30,3 milhões de euros em «Projetos Base», dos quais 8,9 milhões de euros associados à gestão global do sistema, que o operador da RNT considere prioritários, e cuja premência venha a ser demonstrada.
42. Em resultado desta recomendação, o valor total de investimento na RNT no período de 2020-2024 ascenderá a 502,6 milhões de euros, valor que integra o investimento aprovado no PDIRT-E 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRT-E 2019. Considerando a necessidade de limitar impactes tarifários a observar pelos consumidores, a ERSE considera que parte dos restantes «Projetos Base», para os quais o operador da RNT solicitava também DFI, num montante de 69,6 milhões de euros, deverá ver a apreciação da sua DFI adiada para futuras edições de PDIRT-E.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

A.1 ENQUADRAMENTO

O Decreto Lei n.º 215 B/2012, de 8 de outubro, procedeu à sexta alteração ao Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto Lei n.º 215 A/2012, de 8 de outubro, completando a transposição da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado da eletricidade.

Assim, nos termos do artigo 41.º do Decreto Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro que altera a redação anterior dada pelo Decreto Lei n.º 215 A/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento decenal da rede de transporte, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 36.º-A do Decreto Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Nesse enquadramento, a REN – Rede Eléctrica Nacional, enquanto operador da RNT, apresentou à DGEG uma proposta de PDIRT-E 2019, que por sua vez apreciou o documento e determinou eventuais alterações.

De seguida, a DGEG comunicou à ERSE a proposta, competindo à ERSE nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º A, promover uma Consulta Pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública a proposta do PDIRT-E 2019, elaborada pelo operador da RNT.

A ERSE preparou um documento de síntese dos principais comentários recebidos durante a Consulta Pública que será disponibilizado, em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, como complemento ao presente Parecer.

A análise da proposta de PDIRT-E 2019 é assumida pela ERSE como uma oportunidade para fazer um balanço entre os aspetos positivos e negativos que se podem retirar do exercício de Parecer anterior, com o objetivo de contribuir para melhorar todo o processo, desde a submissão pela DGEG, passando pela Consulta Pública e terminando no atual Parecer.

Ao ocorrer com uma periodicidade bienal e ser suportado numa Consulta Pública, este processo de avaliação, assente numa ponderação dos custos e benefícios subjacentes, permite avaliar de forma quase contínua a evolução das principais condicionantes que enquadram as propostas de investimento na RNT, apresentadas nas sucessivas edições de PDIRT-E e representa um processo meritório de transparência no setor elétrico em Portugal.

A.2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019 FACE À PROPOSTA DE 2017 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

1. PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2017 foram os seguintes:

Défice de capacidade de receção de produção renovável: A ERSE recomendou que, previamente à concretização de projetos com este fim, o operador da RNT, em coordenação com o operador da RND, avalie em que medida o défice de capacidade identificado na rede de transporte atual é estrutural, ocorrendo sistematicamente num número significativo de horas ao longo do ano, ou se, por outro lado, corresponde a situações pontuais resultado da simulação de cenários extremos com forte hidraulicidade e eolicidade em simultâneo com períodos de baixo consumo.

Novos eixos para receção de capacidade em aproveitamentos solares: Na sequência dos comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE recomendou que na proposta de PDIRT-E 2019 o operador da RNT analisasse a hipótese de rever a calendarização indicativa que constava na proposta de PDIRT-E 2017, ponderando antecipar a construção do «Eixo a 400 kV Ferreira Alentejo - Ourique – Tavira», caso ficasse demonstrado o elevado interesse na concretização de projetos de tecnologia solar na região sul.

Maximização da capacidade de produção renovável ligada: Em linha com os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE recomendou que, para efeitos de resposta a pedidos de ligação, o operador da RNT tenha em consideração a tecnologia de produção em causa e respetivos períodos de maior injeção nas redes, bem como as ferramentas de gestão das redes à sua disposição em casos de desequilíbrio (excesso de injeção face ao consumo). Assim, a ERSE recomendou ainda que o operador da RNT pondere a revisão das atuais regras de planeamento, em linha com as potencialidades que as novas ferramentas oferecem, com vista a maximizar a capacidade que pode ser ligada às redes.

Calendarização de projetos: Ainda enquadrada nas recomendações sobre criação de nova capacidade de receção de geração e de entrega, a ERSE recomendou ao operador da RNT uma maior atenção quanto à calendarização dos projetos, no sentido de não colocar em causa os compromissos assumidos com os promotores (produção ou consumo) para início da exploração dos diversos grupos geradores ou no recurso a fundos de apoio comunitários.

Alimentação de consumidores ligados em MAT: No caso de projetos de investimento que visem alimentação dedicada a clientes em MAT (ex. linhas e postos de corte), a ERSE recomendou que o operador da RNT reavalie a possibilidade destes projetos serem revistos para servirem não só esses clientes MAT mas igualmente criarem condições técnicas de servir outros clientes de diversos níveis de tensão que se venham a instalar na mesma zona empresarial, com a criação de ilhas de qualidade de serviço, devendo para tal ponderar a possibilidade de recurso aos mecanismos previstos pela ERSE, nomeadamente o «Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço».

Reforço da capacidade comercial de interligação: A ERSE reforçou a necessidade de dar prioridade à concretização do lado português da nova interligação, salientando a importância de concluir o troço entre o futuro posto de corte de Ponte de Lima e o atual em Vila Nova de Famalicão, sem o qual não será possível atingir os objetivos propostos pelo operador da RNT para o escoamento da produção hídrica proveniente da região a norte do grande Porto e Galiza, o que implicaria uma redução da capacidade de interligação para fins comerciais. A ERSE lembrou que este troço é complementar à nova interligação Minho-Galiza, classificada como Projeto de Interesse Comum, nos termos do Regulamento (UE) n.º 347/2013.

Cenários de Procura: Um dos pontos referidos na Consulta Pública foi a visão conservadora do operador da RNT, optando pelo cenário inferior de crescimento da procura previsto no RMSA-E 2016, que não se verificou nos dados reais de 2017, apesar das análises de sensibilidade efetuadas que garantiam a adequação a rede a qualquer dos cenários. A ERSE recomendou ainda que o operador da RNT deva continuar a monitorizar os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura, produção distribuída e armazenamento de energia de modo a que, logo que possível, sejam incorporados nos exercícios de planeamento das redes.

Ponta síncrona do SEN e Ponta da RNT: Tal como também realçado por alguns participantes na Consulta Pública, a ERSE chamou novamente a atenção para a necessidade de se passar a apresentar, em edições posteriores das propostas de PDIRT-E, informação sobre a evolução da ponta de utilização da RNT, fortemente dependente da injeção na rede por produtores, e que nos últimos anos tem vindo a crescer, sendo superior à ponta síncrona do SEN, e responsável por grande parte do investimento proposto pelo operador da RNT.

Coordenação entre operadores da RNT e da RND: A alteração da matriz energética acarreta uma passagem gradual de um sistema elétrico centralizado ao nível da RNT para um sistema descentralizado com maior exigência ao nível da RND, alterando assim as solicitações que são dirigidas à rede de transporte. Neste

contexto, a ERSE recomendou o reforço das exigências de interação e cooperação entre os operadores das redes de transporte e de distribuição, designadamente no planeamento de infraestruturas.

Calendarização da entrada e saída de centros produtores: A ERSE recomendou a revisão dos horizontes de entrada e saída de alguns centros eletroprodutores, como as centrais hídricas do Tâmega (com entrada prevista anterior à informação apresentada na proposta de PDIRT-E 2017), bem como a saída da central de Sines, desajustada no documento face à informação disponível mais recente.

Evolução da nova capacidade de produção: A ERSE recomendou que os pressupostos assumidos pelo operador da RNT tenham em conta não apenas a informação do RMSA-E 2016, mas igualmente a aplicação das medidas de política energética decididas à luz de instrumentos como o PNEC, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, a nível nacional e comunitário.

Análise Custo-Benefício: No que diz respeito à quantificação de benefícios, a ERSE recomenda que o operador da RNT aprofunde a metodologia multicritério adotada, procurando não só quantificar os benefícios por projeto, mas igualmente quantificar a desagregação dos mesmos pelos beneficiários, nomeadamente produtores e consumidores.

2. EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019 FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

A proposta de PDIRT-E 2019, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de ser a primeira a ser submetida após um PDIRT-E ter sido aprovado e dá continuidade ao exercício de planeamento de 2017, concretizado na proposta de PDIRT-E 2017, aprovada em fevereiro de 2019, e cuja versão final está em linha com as principais recomendações contidas no Parecer da ERSE, traduzindo muitas das contribuições recebidas durante a Consulta Pública.

Comparando as propostas de PDIRT-E de 2017 e de 2019, verifica-se que em termos globais, para os dez anos, a proposta de PDIRT-E 2019 propõe 743,0 milhões de euros, um valor inferior aos 942,2 milhões de euros apresentados na proposta de PDIRT-E 2017.

Analisando apenas o investimento a realizar no primeiro quinquénio de cada plano, enquanto o valor aprovado no PDIRT-E 2017 foi de 535,1 milhões (2018 a 2022), o investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2019 ascende a 195,5 milhões de euros, uma redução superior a 60%. Esta tendência de redução verifica-se igualmente quando se analisa o investimento por classificação dos «Projetos Base», com a proposta de PDIRT-E 2019 a incluir investimentos no montante de 123,6 milhões de euros, sensivelmente metade do aprovado no PDIRT-E 2017 (239,9 milhões de euros). Já em termos de «Projetos

Complementares», a redução é ainda mais significativa, uma vez que apenas são propostos 53,3 milhões de euros no primeiro quinquénio do PDIRT-E 2019, comparado com os 295,2 milhões de euros já aprovados no PDIRT-E 2017.

No entanto, ao realizar esta análise, é importante ter em consideração que existe um período temporal em que os dois PDIRT-E coincidem, e que parte dos projetos novos inseridos na proposta de PDIRT-E 2019 para período 2020-2022 acresce aos projetos já aprovados no PDIRT-E 2017 para o período de 2020 a 2022, mais concretamente 351,8 milhões de euros. Uma vez que a maioria destes projetos já aprovados não está ainda concretizado, o conjunto dos dois planos resulta num montante de 614,5 milhões de euros a concretizar entre 2020 e 2024, e a acrescer à Base Regulada de Ativos que passarão a ser remunerados.

O Quadro A.2 - 1 apresenta a sequência temporal, para o período de 2020 a 2024, dos montantes já aprovados pelo PDIRT-E 2017 e aqueles que são agora apresentados pela proposta de PDIRT-E 2019.

**Quadro A.2 - 1 - Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E2019)
para o período 2020 - 2024**

	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL M€
PDIRT-E 2017 (já aprovado)	91,7	244,6	15,4	67,2*	-	419,0
Proposta PDIRT-E 2019	6,4	19,0	32,4	67,7	70,1	195,5
Total (milhões euros)	98,1	263,6	47,8	134,9	70,1	614,5

* Projeto de investimento já aprovado no PDIRT-E 2017, previsto inicialmente para segundo quinquénio

Fonte: ERSE, REN

O Quadro seguinte compara os exercícios de planeamento de 2017 (PDIRT-E 2017 aprovado) e a proposta de 2019.

Quadro A.2 - 2 - Comparação dos principais aspetos das propostas de PDIRT-E de 2017 e de 2019

Cenário macroeconómico		Proposta PDIRT-E 2017	Proposta PDIRT-E 2019
		TCMA do PIB: 1,2%	TCMA do PIB: 1,7%
Evolução da Procura de Eletricidade	Cenários	1 cenário: TCMA: 0,2% (Cenário Inferior do RMSA-E 2016)	1 cenário: TCMA: 0,6% (Cenário Central Ambição do RMSA-E 2018)
	Consumo anual	Consumo referido à emissão: 2018 - 49 090 GWh; 2027 - 50 190 GWh	Consumo referido à emissão: 2020 - 50 833 GWh; 2029 - 53 636 GWh
	Ponta síncrona de carga (referencial do consumo)	TCMA 2018-2022: 0,21% Cenário Base (RMSA-E 2016 Inferior Inverno) para 8430MW em 2022 TCMA 2018-2027: 0,24% Cenário Base para 8545MW em 2027	TCMA 2020-2024: 0,57% Cenário Base (RMSA-E 2018 Central Ambição Inverno) para 8840MW em 2024 TCMA 2020-2029: 0,61% Cenário Base para 9125MW em 2029
	Ponta de carga RNT	Sem referências à evolução da ponta de carga da RNT	Refere as diferentes evoluções da ponta da RNT e da ponta do SEM
Investimentos	Segmentação de projetos	Os projetos foram classificados em dois segmentos: » Projetos Base, que terão necessariamente de se realizar para garantir a segurança e a operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND, para os quais é necessária uma decisão de investimento. » Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados a políticas energéticas	Os projetos foram classificados em dois segmentos: » Projetos Base, que terão necessariamente de se realizar para garantir a segurança e a operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND, para os quais é necessária uma decisão de investimento. » Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados a políticas energéticas
	Montantes de investimento propostos	1.º quinquénio (2018-2022): 473M€ (P.Base 282M€ + P.Compl. 191M€) 2.º quinquénio (2023-2027): 469M€ (P.Base 196M€ + P.Compl. 273M€) Total PDIRT-E 2017: 942M€ (P.Base 478M€ + P.Compl. 464M€) Nota: Valores a Custos totais	1.º quinquénio (2020-2024): 196M€ (P.Base 142M€ + P.Compl. 54M€) 2.º quinquénio (2025-2029): 548M€ (P.Base 157M€ + P.Compl. 391M€) Total PDIRT-E 2019: 744M€ (P.Base 299M€ + P.Compl. 445M€) Nota: Valores a Custos totais
	Investimento aprovados após parecer ERSE	1.º quinquénio (2018-2022): P.Base 240M€ + P.Compl. 295M€ Total 2018-2027: 535,1M€	-
Impactos Tarifários		Apresenta uma análise de impactos tarifários, sem sensibilidade à procura, em diferentes níveis (proveitos permitidos unitários da atividade de TEE, preço unitário das tarifas de acesso às redes, preço unitário do SEN), desagregado entre Projetos Base e total do investimento (Projetos Base + Projetos Complementares). São também apresentados os impactos tarifários individualizados para cada Projeto Complementar.	Análise aos impactos tarifários desagregados em: » PDIRT 2018-2027 aprovado » PDIRT 2018-2027 aprovado + P.Base (PDIRT 2020-2029) » PDIRT 2018-2027 aprovado + P.Base + P.Complementares (PDIRT 2020-2029) Sem sensibilidade a variações da procura, referindo apenas que em caso de estagnação do consumo não há alteração dos investimentos
Análise Custo-Benefício		Utilizada uma análise multicritério/custo-benefício a cada um dos projetos	Utilizada uma análise multicritério/custo-benefício a cada um dos projetos.
Outras alterações e melhorias introduzidas no PDIRT-E 2019 após recomendações constantes no parecer da ERSE		i) Aprofundamento da fundamentação dos projetos de investimento de remodelação e modernização de ativos, ii) Monetização do atributo-benefício " Sobrecusto evitado para o SEN ", iii) Introdução de informação adicional associada à distinção dos conceitos de ponta síncrona de carga do SEN e da ponta da RNT, iv) Consideração das medidas de políticas energéticas (PNEC 2021-2030), v) Desenvolvida a metodologia multicritério/custo-benefício, vi) Informação complementar da estimativa do impacto tarifário (nomeadamente ao nível das comparticipações dos projetos complementares).	

Fonte: ERSE, REN

Em termos de restante conteúdo, foram introduzidas na proposta agora em análise alterações que refletem, de um modo geral, as recomendações e os comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2017, designadamente nas seguintes matérias:

- Identificação dos projetos aprovados: No seguimento da recomendação do Conselho Tarifário da ERSE, realçada no Parecer da ERSE, que recomendava que «em futuras edições, seja feita pelo operador de rede uma avaliação diferencial do PDIRT-E face ao anterior, onde se identifiquem, para o período entretanto decorrido, a evolução dos principais investimentos efetivamente realizados e alterações que tenham ocorrido», a atual proposta de PDIRT-E 2019 inclui uma seção onde realiza uma avaliação diferencial entre os valores de investimento propostos e aprovados. Adicionalmente, o operador da RNT inclui ainda informação sobre o montante associado projetos de investimento realizados e por concretizar, sendo esta análise apenas aplicável aos «Projetos Base», uma vez que à data de elaboração desta proposta de PDIRT-E 2019, ainda não se entrou em exploração qualquer dos «Projetos Complementares» já aprovados, num total de 295,2 milhões de euros, a custos totais.
- Ponta síncrona do SEN e Ponta da RNT: No seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE recomendou que, em edições posteriores das propostas de PDIRT-E, fosse disponibilizada informação sobre a evolução da ponta de utilização da RNT, responsável por grande parte do investimento proposto pelo operador da RNT, e que é fortemente dependente da injeção na rede por produtores, e que nos últimos anos tem vindo a crescer, sendo já superior à ponta síncrona do SEN. Nesse sentido, a atual proposta de PDIRT-E 2019 já inclui informação adicional sobre ambas as pontas (ponta síncrona e ponta da RNT).
- Coordenação entre operadores da RNT e da RND: A alteração da matriz energética acarreta uma passagem gradual de um sistema elétrico centralizado ao nível da RNT para um sistema descentralizado com maior exigência ao nível da RND. Neste contexto, a ERSE recomendou o reforço das exigências de interação e cooperação entre os operadores das redes de transporte e de distribuição, designadamente no planeamento de infraestruturas. Em resposta, o operador da RNT incluiu informação adicional para melhor demonstrar a coordenação entre os projetos incluídos na proposta de PDIRT-E e os previstos no PDIRD-E.
- Análise Custo-Benefício: No que diz respeito à quantificação de benefícios, a ERSE recomendou que o operador da RNT aprofundasse a metodologia multicritério adotada, procurando quantificar não só os benefícios por projeto, mas igualmente quantificar a desagregação dos mesmos pelos beneficiários,

nomeadamente produtores e consumidores. Embora a proposta não incluía essa quantificação, o operador melhorou a descrição da metodologia aplicada, incorporando comentários recebidos na anterior Consulta Pública, designadamente incluindo informação sobre monetização de benefícios associados à redução da energia de perdas e redução da energia não fornecida, para os anos de referência, 2024 e 2029.

Foi ainda incluída informação adicional sobre o sobrecusto evitado para o SEN, resultante de ações de modernização de ativos em final de vida útil. Outra novidade diz respeito quantificação e monetização do sobrecusto associado à não realização da ação proposta. É uma melhoria face ao PDIRT-E 2017, já recomendada pela ERSE.

- Evolução da nova capacidade de produção: A ERSE recomendou que os pressupostos assumidos pelo operador da RNT tenham em conta não apenas a informação do RMSA-E 2016, mas igualmente a aplicação das medidas de política energética decididas à luz de instrumentos como o PNEC, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, a nível nacional e comunitário. Nesse sentido, e em linha com o RMSA-E 2018, o operador teve em consideração as medidas de política energética incluídas no PNEC 2030, ainda que não tenha definido as datas de entrada em exploração dos projetos de investimento associado, deixando essa decisão para o Concedente.

A.3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

1. ENQUADRAMENTO

A presente análise efetua-se no início de um momento absolutamente excepcional, cujos efeitos na economia e nos mercados energéticos, e o seu prolongamento no tempo, são desconhecidos e difíceis de prever. É de realçar que todas as previsões apresentadas são as constantes em cada um dos documentos referidos, elaborados antes deste período, não tendo em consideração os efeitos colaterais da crise do COVID-19. Desta forma, é necessário salientar que apenas são apresentadas estas previsões para ser possível uma contextualização dos cenários apresentados no PDIRT-E 2019, apesar de se esperar que no momento de decisão e implementação dos investimentos, já possam ter sido, pelo menos parcialmente, ultrapassados os efeitos desta crise.

Para um adequado planeamento da rede de transporte e para a tomada de decisão sobre os investimentos a realizar, a previsão da evolução da procura de energia elétrica é um dos aspetos a ter em conta, por duas razões principais:

1. motivos de ordem técnica, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser adequado à ponta de carga nos pontos de entrega da rede, considerando, sempre que relevante, a capacidade e perfil da produção embebida ligada a jusante desses mesmos pontos de entrega;
2. motivos económicos, uma vez que se pretende que o custo do investimento seja otimizado, por ser suportado pelos utilizadores das redes na proporção dos seus consumos ⁷ nas tarifas de uso dessas infraestruturas.

No atual estado de desenvolvimento da rede de transporte em Portugal, atendendo à evolução da procura ocorrida, a evolução da procura de energia elétrica é um fator que perdeu peso entre os determinantes das necessidades de investimento. Por outro lado, as condicionantes impostas por políticas energéticas, em particular as relativas ao desenvolvimento de produção baseada em fontes renováveis, têm ganho peso crescente e implicado o desenvolvimento da rede de transporte, para permitir a ligação de nova

⁷ No atual contexto regulatório, os custos do investimento na rede de transporte são suportados maioritariamente pelos consumidores de eletricidade, havendo uma fração dos mesmos que é suportada pelos produtores, através da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) que lhes é aplicável.

capacidade de produção nos locais onde existem os recursos renováveis e o seu escoamento para os locais de maior concentração de consumos.

Para a definição da evolução da procura, a proposta de PDIRT-E 2019 em apreço baseou-se no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, respeitante ao período de 2019 a 2040 (RMSA-E 2018)⁸, por ser o mais recente disponível à data de execução do plano. Este relatório apresenta duas trajetórias de evolução da oferta e do consumo, associadas a diferentes evoluções dos objetivos de política energética, designadas por cenários de «Continuidade» e de «Ambição». Para cada uma destas trajetórias são apresentados dois cenários de evolução do consumo de eletricidade, que se distinguem por diferentes cenários de crescimento económico. Na trajetória «Ambição» existe, adicionalmente, um teste de stress associado a uma evolução distinta do autoconsumo.

Entretanto, após a receção da proposta de PDIRT-E 2019 pela ERSE, foi publicado o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, respeitante ao período de 2020 a 2040 (RMSA-E 2019)⁹. Comparativamente com o RMSA-E 2018, o RMSA-E 2019 antecipa a data de descomissionamento das centrais térmicas em todos os cenários de evolução da oferta, enquanto para a definição dos cenários de evolução da procura: (i) foram revistos os cenários macroeconómicos com manutenção do cenário Central a partir de 2020 e redução do diferencial entre o cenário Inferior e Superior, (ii) mantiveram-se as estimativas para a eficiência energética, (iii) a previsão de adoção de veículos elétricos é mais otimista e (iv) a previsão de evolução do autoconsumo é ligeiramente mais conservadora. Como se verá adiante, os cenários de procura do RMSA-E 2019, por serem os mais atualizados disponíveis, foram considerados nas análises dos impactos da proposta de PDIRT-E 2019 realizadas pela ERSE.

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de longo prazo (10 anos), como é o PDIRT-E, mesmo que possua um carácter indicativo e seja reavaliado de 2 em 2 anos, deve ser enquadrado em termos macroeconómicos, sob pena de se encontrar descontextualizado da envolvente socioeconómica do país onde os investimentos ocorrem e igualmente descontextualizado da sua realidade externa.

⁸ Os cenários do RMSA-E 2018 baseiam-se em dados reais até ao ano de 2017.

⁹ O RMSA-E 2019 foi publicado em julho de 2019 e incorpora dados reais até ao ano de 2017.

Após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento, a economia portuguesa caracterizou-se por um período de consolidação da recuperação da atividade, pese embora após ter atingido um crescimento de 3,5% em 2017, tenha vindo a desacelerar em 2018 e 2019 (2,6 e 2,2%, respetivamente).

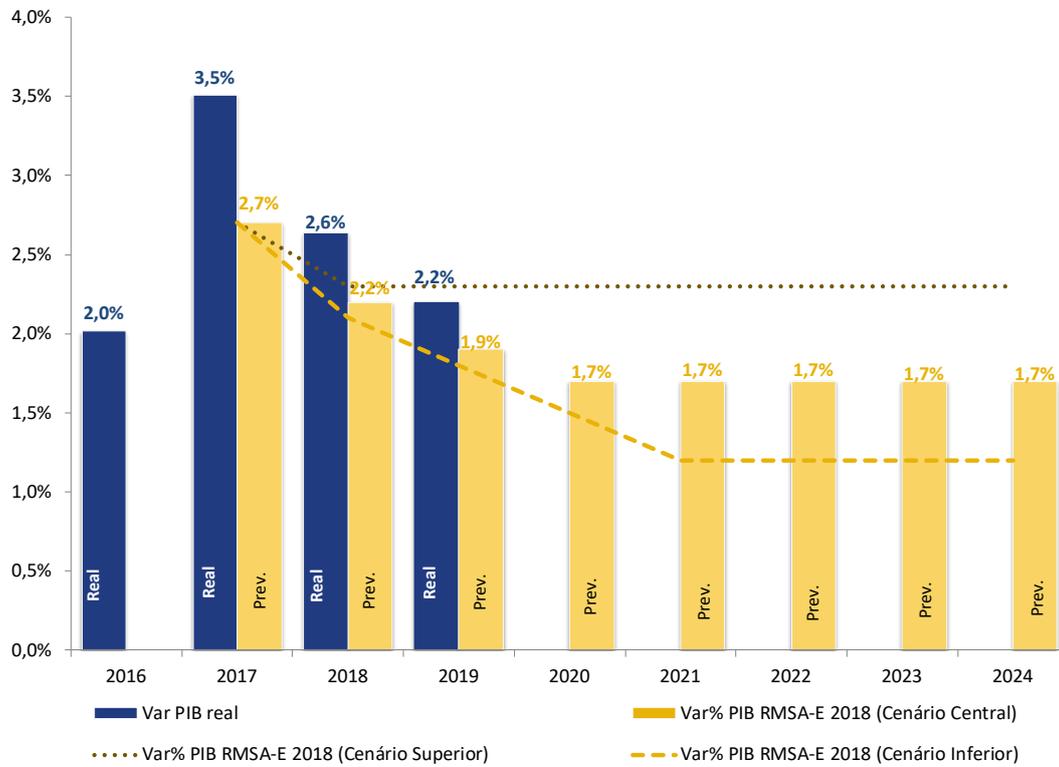
No entanto, a presente análise macroeconómica efetua-se num momento absolutamente excecional, cujos os efeitos económicos são desconhecidos e difíceis de prever. No comunicado lançado pelo Banco de Portugal relativo à publicação do boletim económico de março de 2020¹⁰, a referida instituição destaca que esse exercício de projeção para a economia portuguesa caracteriza-se por um ambiente de incerteza exacerbada e complexo. Neste contexto, o Banco de Portugal optou por apresentar dois cenários de recessão técnica de magnitude diferentes¹¹ resultantes do impacto económico da pandemia COVID-19. De acordo com esta instituição, o choque económico adverso será temporário, antecipando-se um retomar do crescimento em 2021 e 2022.

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-E 2018. Na Figura A.3 - 1 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes de evolução do PIB e os vários cenários de evolução do PIB subjacentes às previsões de procura de eletricidade presentes no RMSA-E 2018 e proposta de PDIRT-E 2019.

¹⁰ <https://www.bportugal.pt/comunicado/comunicado-do-banco-de-portugal-sobre-o-boletim-economico-de-marco-de-2020>

¹¹ Cenário base, redução de -3,7% do PIB, cenário adverso, redução de -5,7% do PIB.

Figura A.3 - 1 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-E 2016/proposta de PDIRT-E 2017 com os dados mais recentes



Fonte: Banco de Portugal/INE, RMSA-E 2018

Da anterior figura é possível observar que o RMSA-E 2018 prevê uma evolução do crescimento do PIB português entre os 1,2% e os 2,3% (1,7% no cenário central) para o primeiro quinquénio da proposta de PDIRT-E 2019. Estas previsões, por terem sido realizadas em data anterior ao impacto da pandemia COVID-19, refletem condições «normais» de atividade económica. Deste modo, é possível admitir que os valores antecipados¹² para o crescimento em horizontes temporais mais distantes refletem a tendência de crescimento de longo prazo na economia.

A publicação mais recente do RMSA-E (2019) reviu para 2019, em todos os cenários, uma redução do crescimento económico relativamente ao RMSA-E 2018, salientando-se que, a partir de 2020, o cenário macroeconómico central é igual nas duas publicações. As previsões para a evolução do PIB português constantes no RMSA-E 2019 são caracterizadas por possuírem um intervalo de valores mais reduzido

¹² Neste contexto, importa também referir que as previsões dos RMSA-E são fundamentadas com base em várias fontes (nacionais e internacionais).

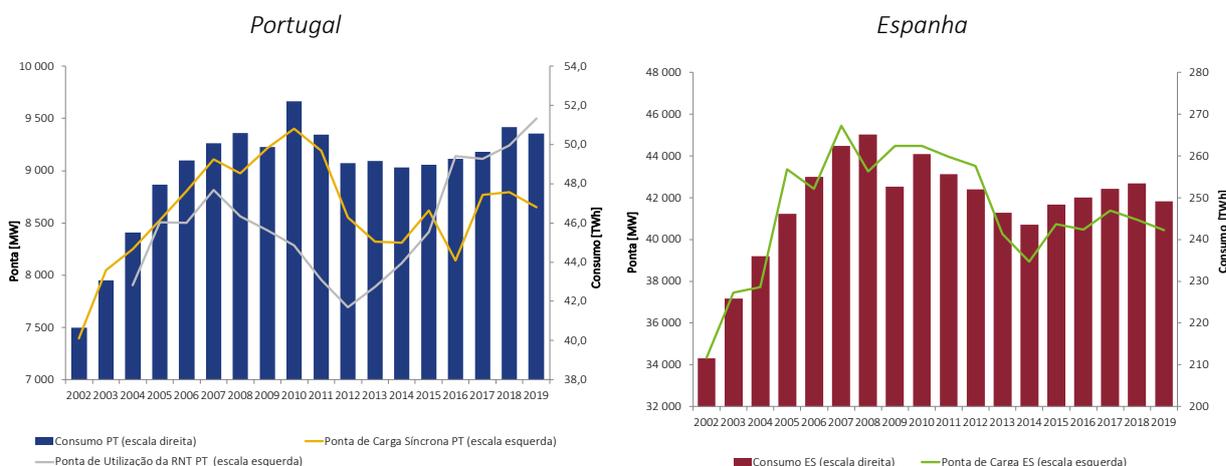
comparativamente à mesma publicação do ano anterior. Desta forma o cenário inferior do RMSA-E 2019 é mais otimista, e, inversamente, o cenário superior é mais pessimista.

3. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E DA PONTA DE CARGA

A evolução do consumo de eletricidade e da ponta de carga síncrona em Portugal até 2019 (Figura A.3 - 2) permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são despicientes num exercício de previsão da procura para os próximos anos:

1. o consumo total teve taxas de crescimento anuais elevadas até 2005 (taxa média acima de 5%), tendo-se desde então observado uma desaceleração, sendo que após 2010, ano em que se atingiu o máximo de consumo, iniciou-se um decréscimo no consumo, que se prolongou até 2014. Este decréscimo foi consequência da redução do nível de atividade económica durante o período do programa de assistência financeira da Troika;
2. a partir de 2015 observou-se uma inversão da tendência, com um crescimento, muito ligeiro, do consumo em todos estes anos, registando-se uma taxa de crescimento média anual de 1% entre 2014 e 2018 (estimando a ERSE uma ligeira redução em 2019 no cálculo das tarifas de 2020);
3. a partir de 2012 tem-se vindo a observar um desacoplamento entre a ponta de carga da RNT e a ponta de carga síncrona do SEN, por via do aumento da produção embebida na rede de distribuição, e por influência do aumento das trocas comerciais com Espanha;
4. em 2019 a ponta de utilização da RNT ultrapassou a ponta máxima do SEN observada em 2010, observando-se que, em 2019, a ponta de carga síncrona do SEN ficou substancialmente abaixo da ponta de utilização da RNT.

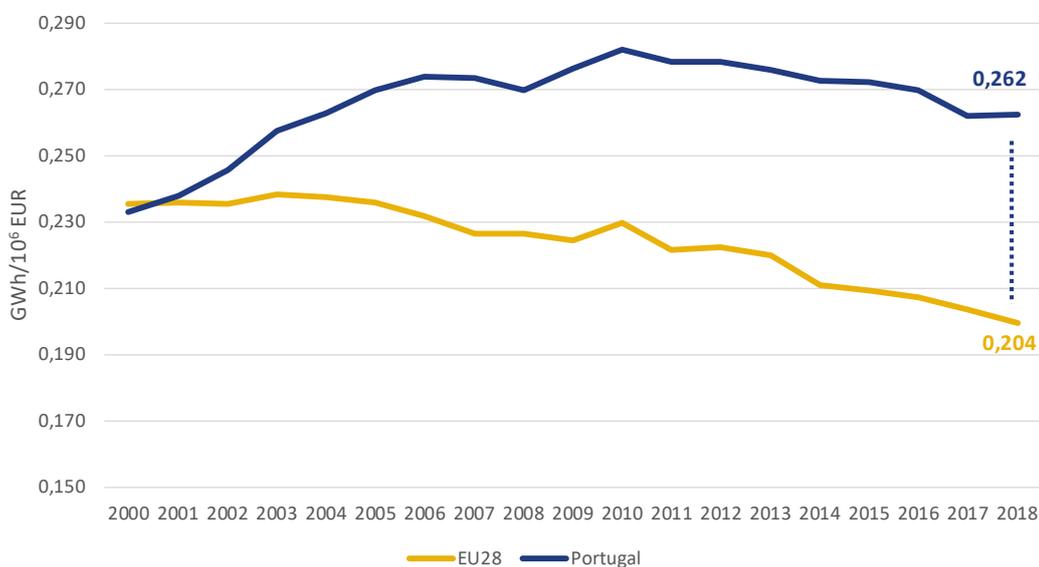
Figura A.3 - 2 - Evolução do consumo de eletricidade e das pontas de carga em Portugal e Espanha



Fonte: REN e REE

Na Figura A.3 - 2 pode-se também observar que o consumo e a ponta de carga em Espanha tiveram uma evolução semelhante à portuguesa. No entanto, destaca-se que ao nível do consumo as oscilações verificadas desde 2008 resultaram numa quebra da procura mais acentuada do que em Portugal.

Figura A.3 - 3 - Intensidade elétrica em Portugal e na União Europeia



Fonte: EUROSTAT

Relativamente à intensidade elétrica avaliada como os GWh necessários de consumo (no referencial de consumo referido à emissão) para produzir 1 milhão de euros, observa-se que Portugal apresentou uma tendência crescente entre 2000 e 2010. O comportamento inverso foi possível de observar a nível da União

Europeia (UE). Estas evoluções distintas observadas em Portugal e na União Europeia entre 2000 e 2010 provocaram um diferencial entre a intensidade elétrica de ambas as regiões. A partir de 2010 verifica-se uma ligeira redução da intensidade elétrica no caso português, acompanhando a tendência do resto dos países da União Europeia, no entanto com taxas de variação menores. Em consequência destas diferenças históricas observadas a nível da evolução do rácio Consumo/PIB, em 2018 a intensidade elétrica em Portugal está num patamar significativamente superior comparativamente com a UE.

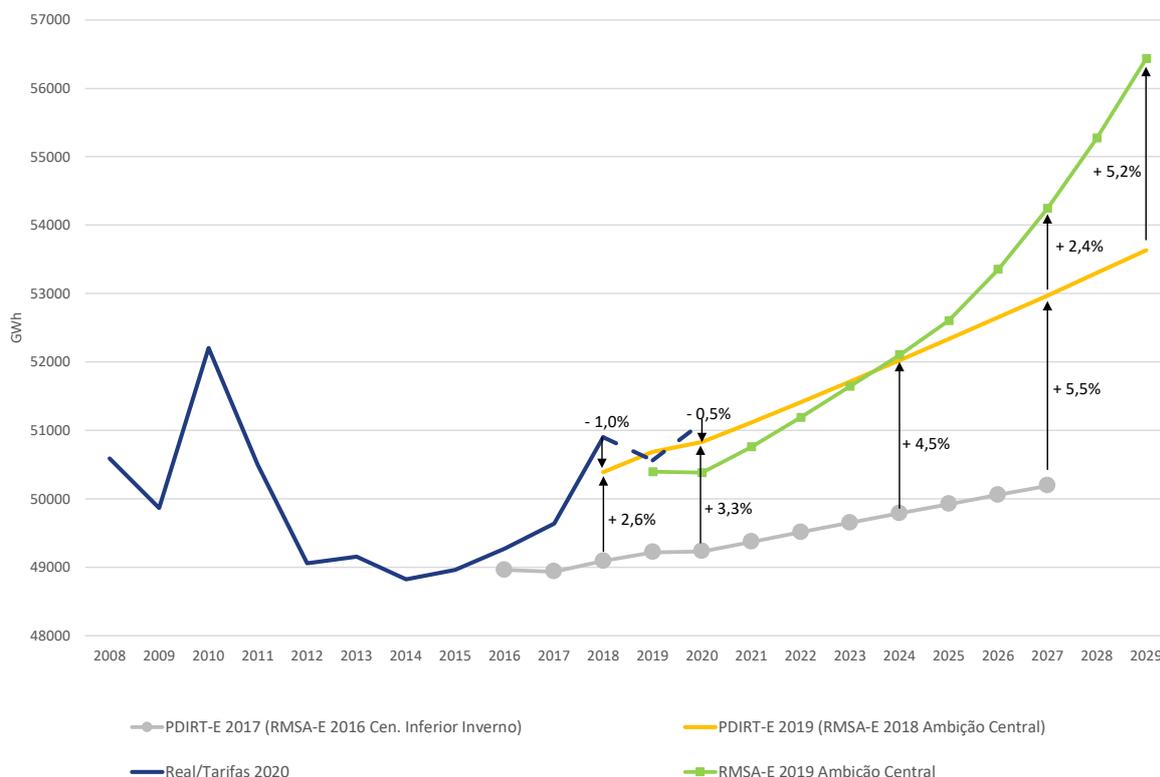
4. COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E PONTAS DE CARGA FACE À ANTERIOR PROPOSTA DE PDIRT-E

Na proposta de PDIRT-E 2019, a previsão do consumo foi revista em alta face ao PDIRT-E 2017 (+3,3% em 2020 e + 4,5% em 2024). Esta revisão em alta, face às previsões constantes no RMSA-E anterior reflete, em grande medida, o ajustamento da evolução do consumo tendo em conta os valores reais de 2017 disponíveis aquando da elaboração do RMSA-E 2018, mas também a opção do operador da RNT de considerar como cenário para o exercício de planeamento da RNT, o cenário «Central Ambição» de consumo definido no RMSA-E 2018, enquanto no PDIRT-E 2017 tinha sido adotado o cenário «Inferior Inverno» do RMSA-E 2016. Adicionalmente, no RMSA-E 2018 houve uma revisão em ligeira alta das previsões macroeconómicas, que se reflete nas previsões de evolução do consumo.

Comparativamente com as previsões de consumo constantes na anterior proposta de PDIRT-E 2017, e tendo como referência o ano de 2018, na Figura A.3 - 4 podemos observar que a previsão do consumo no PDIRT-E 2019 foi revista em alta em 2,6%. No entanto, tendo em conta o valor real de 2018, a previsão de consumo da proposta de PDIRT-E 2019 para o cenário «Central Ambição» está 1,0% abaixo. Regista-se, contudo, que o ano de 2018 teve um consumo excecionalmente elevado, seguindo-se uma quebra em 2019 para próximo do consumo previsto no cenário considerado no PDIRT-E 2019.

Esta figura apresenta também a evolução do consumo prevista no cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2019, que se torna mais expansionista do que o cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2018 a partir de 2024.

Figura A.3 - 4 – Consumo de eletricidade real e previsto no PDIRT-E 2017 e no PDIRT-E 2019



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2019, PDIRT-E 2017, RMSA-E 2018, RMSA-E 2019

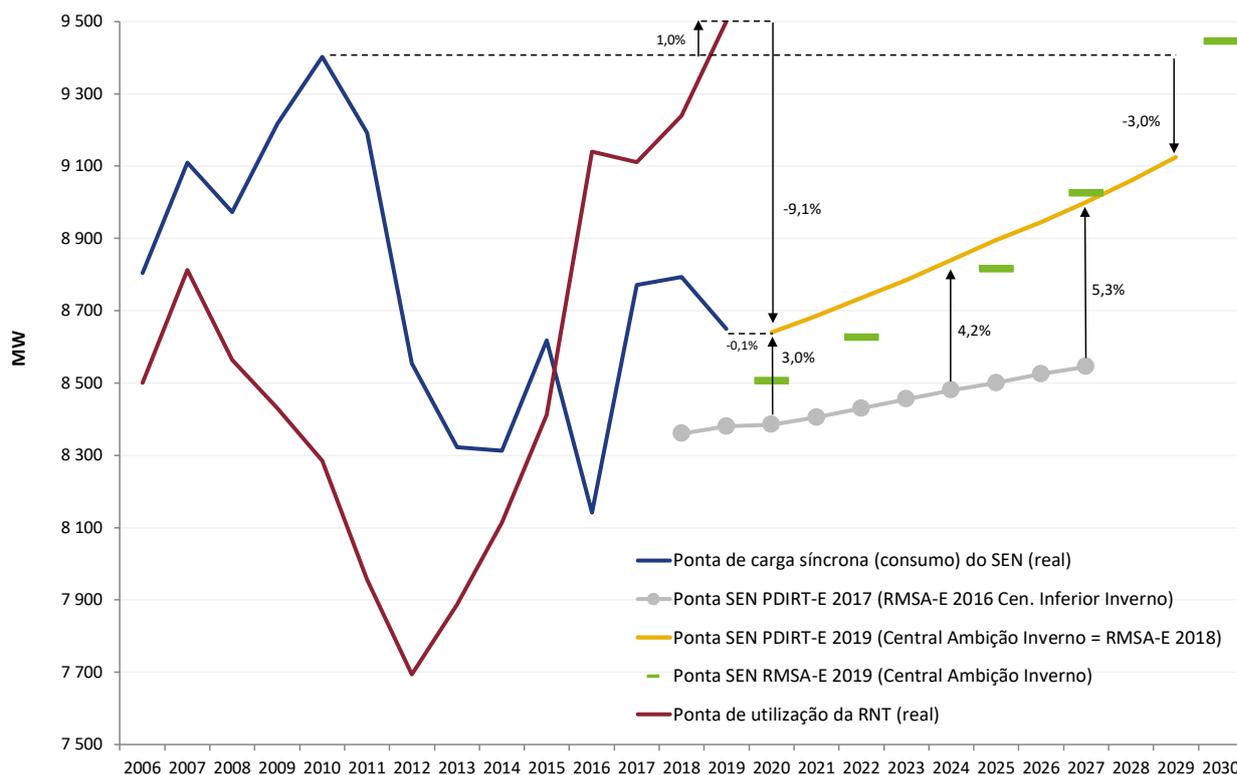
Em linha com o ocorrido nas previsões de consumo, as pontas síncronas de carga do SEN consideradas na proposta de PDIRT-E 2019 são superiores às previstas no PDIRT-E 2017. Na Figura A.3 - 5 observa-se que o máximo da ponta síncrona de carga do SEN foi atingido no ano de 2010, à semelhança do que ocorreu para o consumo. Com a previsão da ponta síncrona de carga do SEN usada na proposta de PDIRT-E 2019, um valor dessa ordem de grandeza ficará longe de ser atingido no horizonte do PDIRT-E 2019. No entanto, caso se considere a evolução prevista no cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2019 para a ponta síncrona do SEN, o máximo registado no ano de 2010 poderá vir a ser atingido novamente próximo de 2030¹³, como se observa na figura abaixo.

Refira-se que, mesmo no cenário «Superior Ambição» e considerando o agravamento por efeito de temperatura, as pontas síncronas de carga do SEN só atingirão o valor registado em 2010 no ano 2025 ou depois, quer no RMSA-E 2018, quer no RMSA-E 2019 (vide Figura A.3 - 7). Este cenário com agravamento

¹³ O RMSA-E 2019 apresenta a previsão das pontas de carga síncrona para os anos 2020, 2022, 2025, 2027 e 2030. Verifica-se na Figura A.3 - 5 a previsão da ponta ultrapassa o máximo de 2010 entre os anos 2027 e 2030.

por efeito de temperatura corresponde a um limite superior da ponta de carga, tendo por base o histórico existente¹⁴.

Figura A.3 - 5 – Ponta de utilização da RNT e pontas síncronas de carga do SEN reais e previstas nas propostas de PDIRT-E 2017 e de PDIRT-E 2019



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2019, PDIRT-E 2017, RMSA-E 2018, RMSA-E 2019

Contudo, atente-se à evolução da ponta de utilização da RNT que desde 2016 passou a ser superior à ponta de carga síncrona da e em 2019 ultrapassou o máximo histórico da ponta de carga síncrona do SEN observada em 2010. Adiante, no ponto 6, apresentam-se possíveis explicações para este aspeto.

¹⁴ De acordo com a metodologia de “Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2040” apresentada no Anexo 10 do PDIRT-E 2019, as pontas síncronas de carga do SEN com agravamento por efeito de temperatura têm uma probabilidade de não excedência de 95%, tendo por referência os valores históricos dos últimos 30 anos.

5. PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE

No Anexo 10.1 do PDIRT-E 2019 é apresentada a metodologia de previsão dos cenários de consumo, que constitui uma melhoria em relação ao anterior PDIRT-E 2017, e tenta responder à anotação da ERSE a este respeito efetuada no respetivo Parecer¹⁵. No entanto, é opinião da ERSE que poderão ser apresentados mais elementos a respeito da modelização que sustenta a previsão de evolução do consumo, designadamente os dados de modelização (os testes estatísticos realizados, os resultados intercalares e finais das análises econométricas efetuadas) e a fundamentação dos pressupostos assumidos (evoluções da adoção de veículos elétricos, previsão do autoconsumo, previsão de alterações nos padrões de comportamento sectoriais).

Tal como referido anteriormente, a proposta de PDIRT-E 2019 teve como referência a evolução do consumo de eletricidade prevista no RMSA-E 2018 e, no leque de cinco cenários definidos neste documento, o operador da RNT considerou como base para a evolução do consumo o cenário «Central Ambição» por ser, na sua opinião, o que melhor se adapta às perspetivas e metas para a transição energética expostas pelo Governo no Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030. A respeito da verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, o operador da RNT indica que *«em comparação com o PDIRT 2018-2027, o qual estava baseado no cenário Inferior do RMSA-E 2016, perspetivam-se valores de consumo ligeiramente superiores. Regista-se que este acréscimo de consumo não induz a necessidade de reforços específicos de rede adicionais a considerar neste Plano»*. O cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2018 apresenta um crescimento médio anual de 0,6%, quer no primeiro quinquénio (2020-2024), quer no decénio (2020-2029).

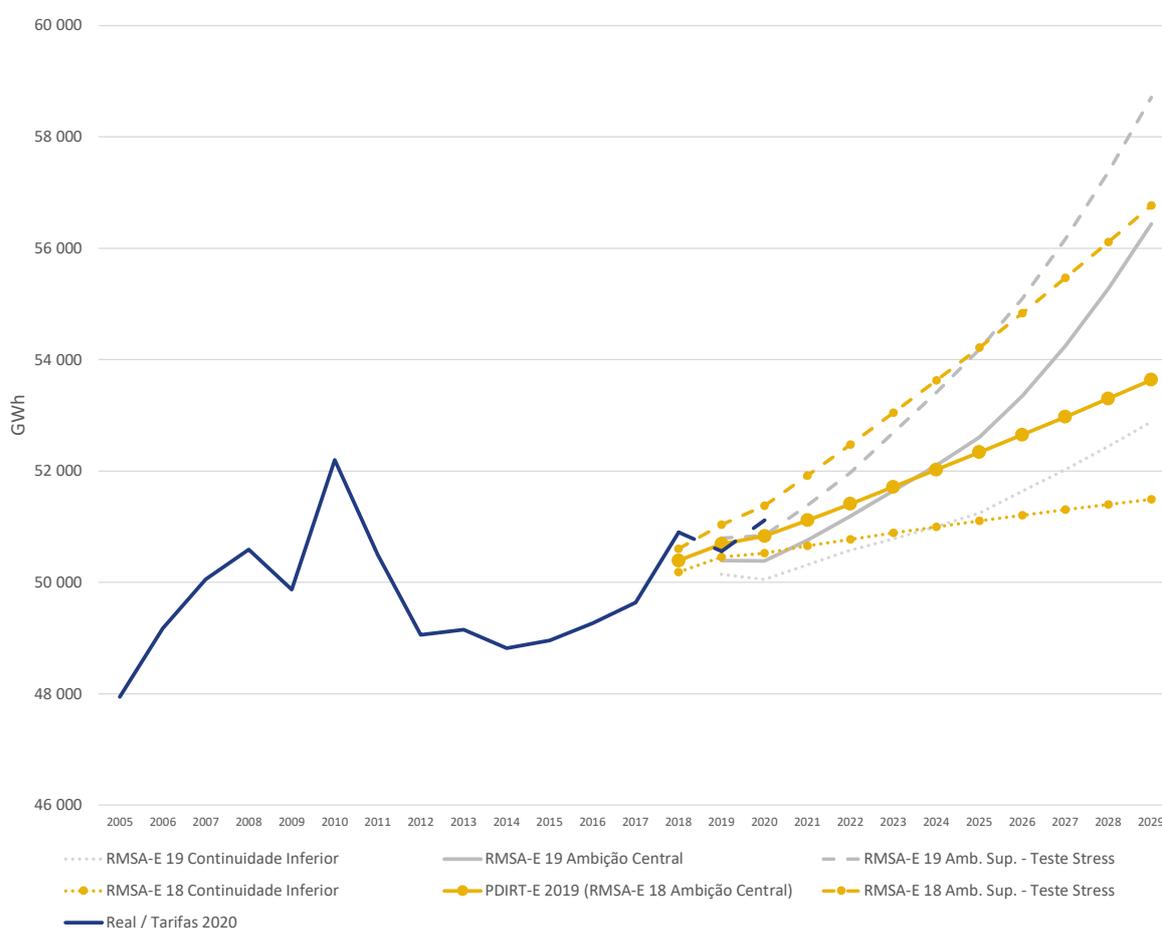
Adicionalmente, o operador da RNT efetuou análises de sensibilidade à procura, quer ao nível global, quer ao nível local, para avaliar a adequação da rede a diferentes evoluções do consumo e das pontas de carga. Em particular, foram analisadas as sensibilidades: (i) ao cenário de procura «Superior Ambição» e (ii) à estagnação das taxas de crescimento do consumo por ponto de entrega, que não revelaram necessidade de alterações nos investimentos previstos no PDIRT-E 2019.

Posteriormente, o RMSA-E 2019, para além de incorporar dados reais do consumo mais recentes, faz também um ligeiro ajustamento nas projeções macroeconómicas e nos demais pressupostos,

¹⁵ Este anexo corresponde ao Anexo II do RMSA-E 2018, que passou a incluir a descrição da metodologia de previsão do consumo de eletricidade.

designadamente na previsão de adoção de veículos elétricos e do autoconsumo, que alteram o ponto de partida e a evolução prevista do consumo. O cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2019 apresenta um crescimento médio anual de 0,8% no primeiro quinquénio e de 1,3% no decénio (2020-2029). A Figura A.3 - 6 apresenta as previsões de consumo disponíveis no momento da preparação do parecer pela ERSE, evidenciando os cenários considerados na preparação do PDIRT-E 2019, provenientes do RMSA-E 2018, e os cenários posteriores, definidos no RMSA-E 2019.

Figura A.3 - 6 – Cenários de previsão do consumo de eletricidade do PDIRT-E 2019 (RMSA-E 2018) e do RMSA-E 2019



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2019, RMSA-E 2018, RMSA-E 2019

Como referido anteriormente, o presente Parecer é emitido pela ERSE num momento de pandemia da COVID-19, cujos efeitos na economia nacional e mundial, bem como a sua duração são muito difíceis de prever. As evoluções previstas para o consumo e respetivos pressupostos, apresentados no PDIRT-E 2019 e demais documentos de referência, terão certamente significativos desvios por defeito no ano 2020,

motivados pela crise propriamente dita, mas também nos anos seguintes, dependendo do ritmo da retoma que se seguirá.

Neste contexto, a ERSE entende que qualquer análise mais aprofundada das previsões do consumo de eletricidade ou da ponta de carga, e a sua comparação com as previsões macroeconómicas revelar-se-ia muito incerta, por serem expectáveis alterações nos padrões de consumo durante e após a crise, bem como na sua correlação com indicadores macroeconómicos.

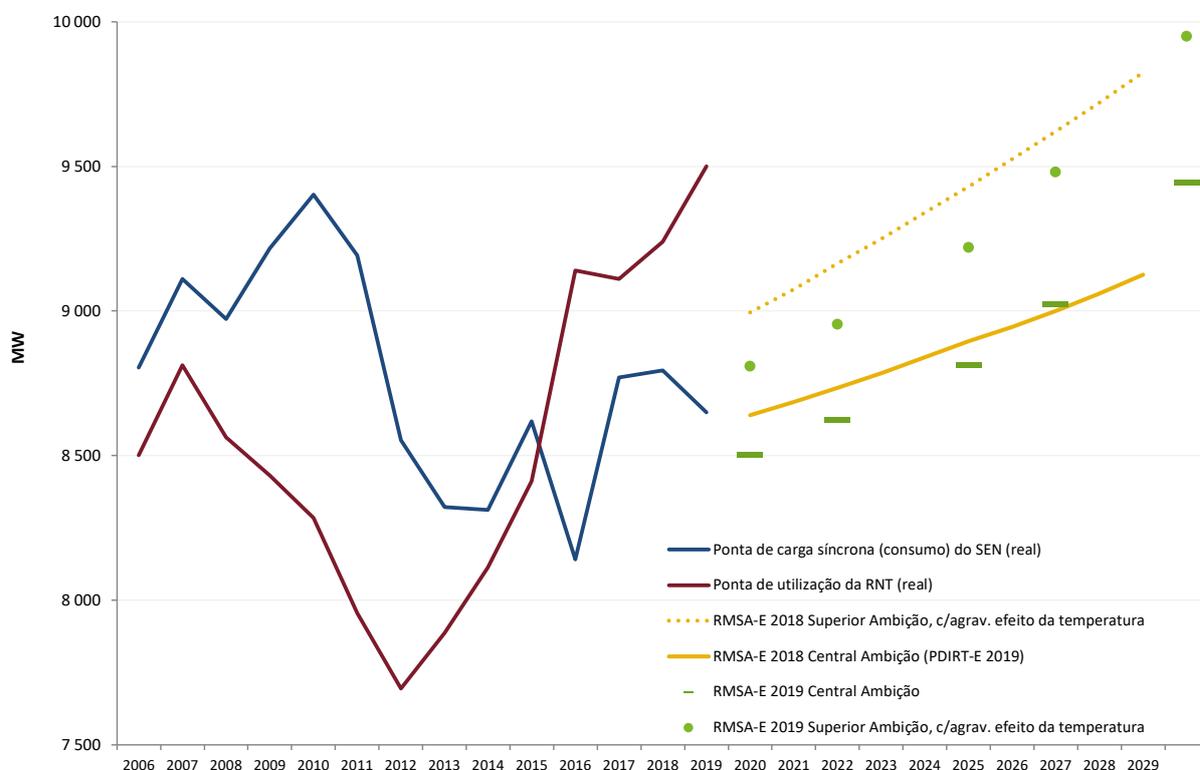
6. PREVISÃO PARA A PONTA DE CARGA

Na proposta de PDIRT-E 2019 são apresentados alguns dados históricos das pontas síncronas de carga sazonais verificadas entre 2009 e 2018, quer para o Continente, quer para algumas regiões do país. Nos Anexos 10.2 e 10.3 são apresentadas as metodologias de previsão das pontas síncronas de carga do SEN e os resultados obtidos para a previsão das pontas de carga síncronas do SEN, correspondentes de consumo «Central Ambição» adotado como referência no PDIRT-E 2019, mas também para os restantes cenários de consumo do RMSA-E 2018, incluindo as pontas com agravamento de efeito de temperatura. À semelhança do referido sobre a metodologia de previsão do consumo, é opinião da ERSE que poderão ser apresentados mais elementos a respeito da previsão de evolução das pontas de carga, designadamente os dados de modelização e uma maior fundamentação de pressupostos.

No cenário «Central Ambição» usado como referência no PDIRT-E 2019 prevê-se um crescimento médio anual da ponta de carga síncrona do SEN de 0,6% no período 2020-2029, que sobe para 1,0% se for considerado o cenário «Superior Ambição» com agravamento por efeito temperatura, que corresponde à situação de ponta máxima prevista. Nos cenários correspondentes do RMSA-E 2019, estas taxas médias de crescimento anual sobem para 1,0% e 1,2%.

A figura seguinte permite comparar a evolução das pontas síncronas de carga do SEN, previstas no PDIRT-E 2019 (RMSA-E 2018) e previstas no RMSA-E 2019, para as diferentes situações acima referidas, com as pontas síncronas de carga ocorridas no passado e com as pontas de utilização da RNT.

Figura A.3 - 7 – Previsão da ponta síncrona de carga do SEN no PDIRT-E 2019 (cenário de referência e agravado por efeito de temperatura) e comparação com o cenário correspondente do RMSA-E 2019

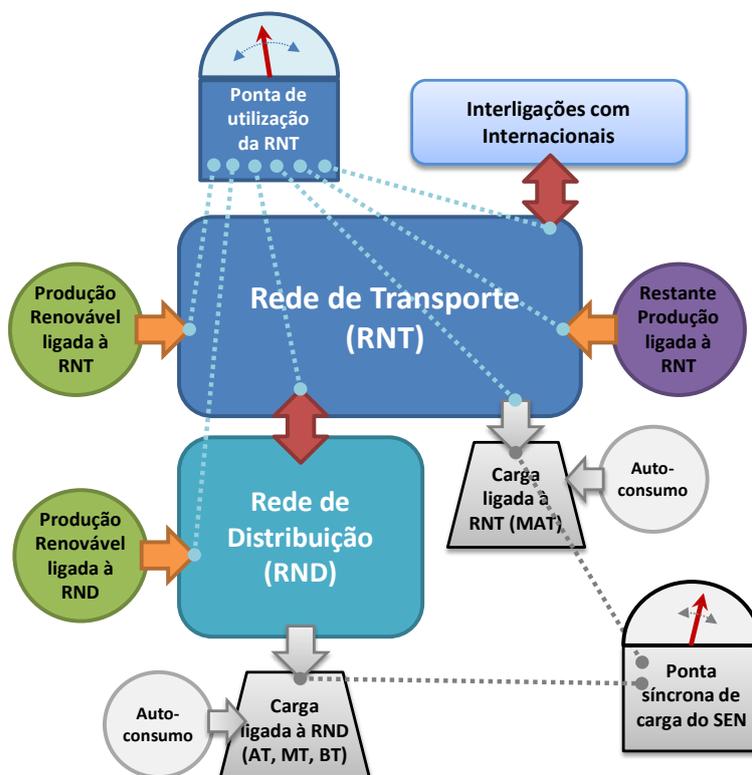


Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2019, RMSA-E 2018, RMSA-E 2019

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta também a evolução da ponta de utilização da RNT e a sua comparação com a ponta de carga síncrona do SEN, constatando-se que recentemente houve uma alteração na relação destas duas variáveis, como se pode observar na Figura A.3 - 5 e na Figura A.3 - 7.

No caso da ponta de utilização da RNT a alteração do seu comportamento justifica-se pela maior diversidade de fatores que contribuem para a sua ocorrência, comparativamente com os fatores que influenciam a ponta síncrona de carga do SEN, como se ilustra de forma esquemática na figura seguinte.

Figura A.3 - 8 - Ponta de utilização da RNT versus Ponta síncrona de carga do SEN



Fonte: ERSE

Enquanto a ponta síncrona de carga do SEN está dependente apenas do comportamento dos consumidores, designadamente do seu perfil de consumo e da simultaneidade de ocorrência das pontas nos vários pontos de entrega, independentemente da rede a que se encontram ligados, no caso da ponta de utilização da RNT existem outros fatores a considerar, a maioria dos quais não controláveis e de difícil previsão. Com o aumento da produção embebida na rede de distribuição, os fluxos de potência nos pontos de ligação entre a RNT e a RND tornaram-se dependentes não só do perfil de consumo, mas também do perfil da produção ligada nestes pontos da rede, que contribuem para a satisfação da carga natural ligada ao mesmo ponto. Assim, para determinar a ponta de utilização da RNT há também que ter em conta o ponto de ligação dos consumidores e o ponto de ligação e perfil de produção das centrais que satisfazem esses consumidores.

Adicionalmente, para determinar a ponta de utilização da RNT há que considerar os trânsitos de potência nas interligações internacionais que, devido à crescente capacidade comercial disponível e à evolução na integração do mercado europeu de eletricidade, poderá ter um peso cada vez maior na determinação da ponta de utilização da RNT.

Finalmente, importa salientar que os investimentos na RNT devem assegurar que a infraestrutura está preparada para as solicitações que lhe são dirigidas, primeiramente do lado da procura, garantindo uma adequada capacidade de transformação nos pontos de entrega, mas também para diferentes perfis de produção¹⁶ e diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais. Atendendo às alterações observadas nos últimos anos na evolução da ponta síncrona de carga do SEN e da ponta de utilização da RNT, a consideração de cenários de planeamento que cubram convenientemente estes dois aspetos é cada vez mais relevante no planeamento da RNT. Estes aspetos são sucintamente descritos no PDIRT-E 2019, à semelhança do que acontecia no PDIRT-E 2017, sendo, contudo, desejável um maior nível de detalhe para que se possa melhor entender os cenários limite de simulação da rede.

OPINIÃO SOBRE A PREVISÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE ADOTADA NO PDIRT-E

Face ao anteriormente exposto, a ERSE tece as seguintes considerações sobre o consumo de eletricidade e pontas de carga adotados na proposta de PDIRT-E 2019:

- as previsões do consumo de eletricidade, e possivelmente das pontas de carga, assumidas na proposta de PDIRT-E 2019 deverão desviar-se substancialmente da realidade no ano de 2020, uma vez que não incorporam os efeitos na economia nacional decorrentes da pandemia da COVID-19, ainda desconhecidos. Para além dos efeitos no ano 2020, motivados pelas medidas decretadas em Portugal para o combate à pandemia, há também uma grande incerteza nos anos seguintes, quanto ao ritmo da retoma que se seguirá e à possibilidade de alteração dos padrões de consumo no país decorrentes da gravidade da crise;
- todavia, sendo o impacte tarifário avaliado no horizonte do primeiro quinquénio, na sua avaliação a ERSE considerou os cenários de evolução do consumo disponíveis na edição mais recente do RMSA-E, bem como um cenário mais pessimista de estagnação do consumo, na expectativa de que no final desse período a situação económica e, conseqüentemente, o nível de consumo de energia elétrica recuperem as trajetórias que tinham vindo a seguir nos últimos anos e que se refletiam nas projeções da procura implícitas no RMSA-E 2019 . Estes cenários são apresentados no capítulo A.8 ¹⁷;

¹⁶ Determinados por diferentes regimes hidrológicos e diferentes regimes de outra produção renovável, designadamente de origem eólica e solar.

¹⁷ No capítulo A.8 são realizadas as análises de impactos tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRT-E 2019, incluindo análises de sensibilidade em relação a diferentes evoluções do consumo.

- as pontas síncronas de carga do SEN do cenário de referência do PDIRT-E 2019 (correspondentes ao consumo do cenário Central Ambição do RMSA-E 2018) estão alinhadas com os dados mais recentes da ponta síncrona de carga do SEN ocorrida em 2019. De acordo com o ORT, as análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura realizadas no PDIRT-E 2019 indicam que não serão necessários investimentos específicos para que a rede dê resposta a uma procura superior, designadamente à prevista no cenário Superior Ambição do RMSA-E 2018. Esta conclusão também é suportada, ao nível da ponta de carga síncrona a nível nacional, pela comparação entre as previsões das pontas de carga com agravamento por efeito de temperatura constantes nos RMSA-E com o máximo histórico da ponta de carga ocorrido em 2010, que só deveria voltar a ser atingido em 2025 ou depois (caso o atual cenário permita a médio prazo uma reversão para a trajetória implícita nos RMSA-E);
- o nível de investimento na RNT deve ser adequado às solicitações dirigidas à RNT, do lado da procura, mas também para diferentes perfis de produção, ligada à RNT e à RND, e diferentes cenários de trânsito de potência nas interligações internacionais. Tendo em conta as diferenças registadas ao longo do tempo entre a ponta síncrona de carga do SEN e a ponta de utilização da RNT, bem como a volatilidade observada em ambas, o exercício de planeamento deve considerar uma diversidade de cenários de procura, perfis de produção e trânsito nas interligações, que permita identificar situações limite de funcionamento da rede e seus determinantes. A ERSE considera desejável que o PDIRT-E apresente com um maior nível de detalhe estes cenários de simulação de modo a evidenciar a diversidade de fatores envolvidos, designadamente os não controláveis e dificilmente previsíveis;
- em linha com o já referido pela ERSE nos pareceres a anteriores edições do PDIRT-E, o operador da RNT deverá monitorizar os novos fatores que terão impactos, no médio e longo prazo, na energia elétrica veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas serão sujeitas. Na proposta do PDIRT-E 2019, o operador da RNT manteve algumas análises a fatores desta natureza, como sejam a contribuição da produção embebida (a nível nacional e por ponto de entrega à distribuição), a resposta dinâmica da procura (associada às redes inteligentes) e a interruptibilidade. Importa manter e aprofundar as análises efetuadas a estes fatores, mas também introduzir análises a outros fatores relevantes, como sejam os potenciais efeitos do autoconsumo e da adoção de veículos elétricos em larga escala no consumo de eletricidade e nos diagramas de carga, particularmente nas pontas,

- deverão ser apresentados mais elementos da modelização econométrica que sustenta a previsão de evolução do consumo, designadamente os dados dessa modelização (os testes estatísticos realizados, os resultados intercalares e finais das análises efetuadas) e, principalmente, a fundamentação dos pressupostos assumidos na definição das variáveis (por exemplo relativos às evoluções da adoção de veículos elétricos, do autoconsumo e das alterações nos padrões de comportamento do consumo a nível sectorial).

A.4 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta no ponto 3.6, para efeitos do planeamento da rede, os cenários utilizados em termos de evolução da oferta traduzida em termos de capacidade de produção instalada em Portugal continental.

Segundo a proposta, o cenário adotado é baseado no RMSA-E 2018 (Cenário Ambição), a que acrescem as alterações posteriores, algumas significativas em termos de cenários de evolução da oferta em acordo com os objetivos da proposta de Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030. De facto, posteriormente à elaboração da proposta de PDIRT-E 2018, foi publicado o RMSA-E 2019, com um crescimento ao nível da evolução da capacidade instalada, como se ilustra na figura seguinte.

Figura A.4 - 1 – Comparação da evolução da capacidade instalada no RMSA-E 2018 e no RMSA-E 2019



Fonte: ERSE, REN

Tendo por base ambos os RMSA-E 2018 e RMSA-E 2019, constata-se um crescimento significativo da capacidade total instalada, com valores esperados em 2030, respetivamente, de entre 10 GW e 12 GW. Este crescimento será tanto mais significativo nas tecnologias renováveis com mais do dobro da potência instalada no final de 2018.

Na proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT inclui ainda a informação sobre as licenças de produção já atribuídas pela DGEG até 31 de maio de 2019, da ordem dos 3GW, a que acrescem mais 1,3 GW de solar atribuído no leilão de julho passado. O operador da RNT quantifica ainda o volume de capacidade associado

a pedidos de ligação à RNT de novos centros eletroprodutores, recebidos até final de 2018, com valores da ordem dos 85 GW.

Com base na evolução esperada, e considerando a importância do crescimento da tecnologia solar fotovoltaica, a proposta de PDIRT-E 2019 caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade de produção de tecnologia solar que se prevê venha a estar instalada em 2029, destacando-se o volume na região Sul com cerca de 6 GW.

Já quanto à restante produção, enquanto em termos de produção em regime ordinário (grande térmica), a proposta não identifica qualquer nova capacidade adicional a instalar, já em termos de produção em regime especial (PRE), a proposta desagrega, por um lado, a informação sobre a evolução prevista até 2029 da entrada de grandes aproveitamentos hidroelétricos incluídos no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), e por outro lado, a informação sobre a restante PRE excluindo a grande hídrica, com a evolução da nova potência instalada relativa a cada tecnologia em regime especial (cogeração, resíduos, biomassa, ondas, biogás, solar, pequena hídrica, e eólica *onshore* e *offshore*).

1. PRODUÇÃO EM REGIME ORDINÁRIO

No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2019 adota o cenário Ambição do RMSA-E 2018, que inclui uma calendarização atualizada, prevista igualmente no RMSA-E 2018, para o descomissionamento das centrais térmicas a carvão do Pego e de Sines (2025) e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (2029). No PDIRT-E 2017 aprovado, estas centrais tinham data de descomissionamento no ano de 2021.

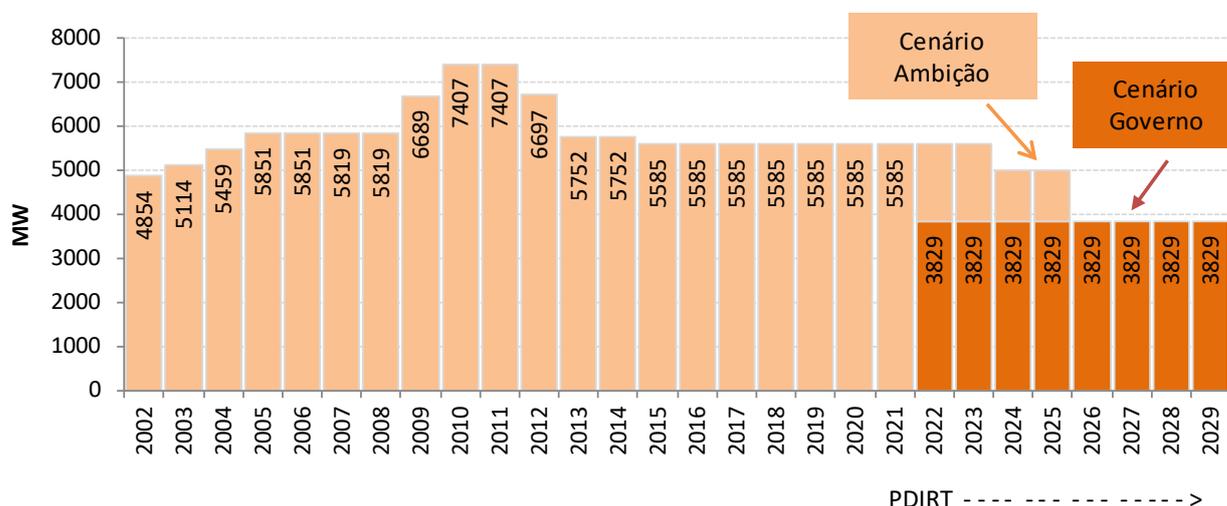
Posteriormente à elaboração da proposta de PDIRT-E 2019, em outubro de 2019, o Governo anunciou a sua intenção de descomissionar ambas as centrais a carvão até 2023, designadamente, Pego em 2021 e Sines em 2023, alteração já expressa no RMSA-E 2019.

Como fundamento para esta decisão, o governo aponta o facto de ser possível garantir a manutenção da segurança de abastecimento aos consumos do SEN devido à entrada das centrais hídricas do Alto Tâmega, com data prevista em 2021, bem como a entrada em serviço de 2 GW de nova produção descentralizada renovável até 2022, que beneficiará da entrada em serviço do «Eixo a 400 kV F. Alentejo Ourique-Tavira».

A Figura A.4 - 2 ilustra a evolução da capacidade instalada, com a desclassificação das centrais a carvão e a ciclo combinado no cenário Ambição previsto no RMSA-E 2018, e num cenário mais ainda ambicioso, de

acordo com a informação mais recente divulgada pelo Governo, sendo notória a saída da central do Pego em 2021 e de Sines em 2023.

Figura A.4 - 2 – Evolução da capacidade instalada em PRO prevista na proposta de PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN

Um eventual cenário de antecipação das centrais foi já considerado pelo operador da RNT, que realiza no ponto 6.10.2 da proposta de PDIRT-E 2019 uma análise de sensibilidade à data de descomissionamento das referidas centrais, embora não apresente qualquer resultado, remetendo a alteração da calendarização dos projetos para estudos a efetuar no futuro, ao contrário do PDIRT-E 2017, em que o operador associava um eventual descomissionamento da central de Sines, à antecipação da conclusão da passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Extremoz-Divor-Pegões, bem como da reestruturação do eixo a 400 kV entre Lavos, Rio Maior, Almargem do Bispo e Fanhões.

Segundo o operador da RNT, «estes projetos permitem reduzir, ou mesmo eliminar em algumas circunstâncias, potenciais sobrecargas que podem ocorrer na rede a norte da Grande Lisboa/Península de Setúbal, perante cenários de trânsitos norte-sul de valores significativos com produção reduzida na zona sul (sem qualquer central térmica de base em operação nessa zona)».

Análise e comentários

Tendo por base os comentários recebidos durante a fase de Consulta Pública, nomeadamente de promotores e dos Conselhos Tarifário e Conselho Consultivo, sublinha-se a importância da antecipação da saída das centrais a carvão, em resultado do comissionamento de 1 GW de capacidade hídrica até 2021, e

do crescimento da penetração de nova capacidade de origem renovável, em linha com os objetivos de política energética.

Face a esta antecipação na saída das centrais a carvão, vários comentários recebidos na Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2019, nomeadamente por parte dos Conselhos Consultivo e Conselho Tarifário, apontam para a disponibilização de informação adicional por parte do operador da RNT, identificando a necessidade de antecipar para o primeiro quinquénio a linha a 400 kV Rio Maior-Fanhões, prevista para o segundo quinquénio no documento da proposta de PDIRT-E 2019, bem como a necessidade de se garantir a conclusão do «Eixo a 400 kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões» (eixo este já aprovado em sede de PDIRT-E 2017).

Face a esta informação, destaca-se a preocupação expressa por alguns participantes na Consulta Pública apontando o facto da proposta ser omissa sobre o impacto na operação da RNT de um eventual atraso na concretização de qualquer um destes dois eixos, num cenário de ausência das centrais a carvão.

Esta preocupação está em linha com a posição do Conselho Tarifário que recomendava já no seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, que, no próximo exercício anual de RMSA, os cenários de descomissionamento antecipado das centrais a carvão fossem aprofundados e que se avaliasse a necessidade de medidas que permitam salvaguardar o equilíbrio da gestão de sistema, em condições de segurança e qualidade, de forma a permitir a sua incorporação nos próximos exercícios de planeamento de rede e com os respetivos impactos tarifários.

Regista-se ainda o comentário do Conselho Consultivo da ERSE que, pela importância na cobertura da ponta e pelo seu papel em termos de segurança de abastecimento na região sul do país da central de Sines, recomenda que «a data de fim de vida destas centrais seja devidamente ponderada, devendo este descomissionamento ser coordenado no âmbito do mercado ibérico e europeu».

A ERSE recomenda, no seguimento destes comentários, que o operador da RNT, aprofunde a análise de sensibilidade realizada no ponto 6.10.2, incluindo os referidos estudos de impacto de um eventual atraso ou não realização dos referidos eixos, fundamentando assim melhor a necessidade de qualquer antecipação.

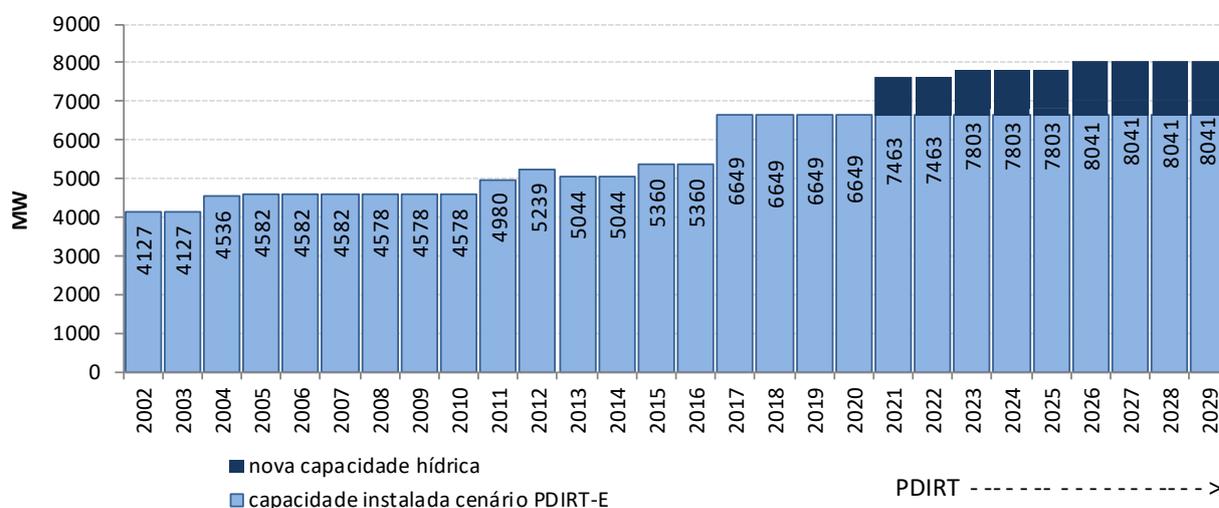
2. PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

GRANDE HÍDRICA

A proposta de PDIRT-E 2019 disponibiliza igualmente as previsões de datas de comissionamento das novas centrais hidroelétricas inscritas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), destacando-se o facto de, já no primeiro quinquénio do período temporal de abrangência da proposta de PDIRT-E 2019 (2020-2024), estar prevista a entrada em serviço do conjunto de centrais na região do Minho/Trás-os-Montes (Daivões, Gouvães até 2021 e Alto Tâmega até 2023¹⁸), num total superior a 1100 MW instalados, dos quais 880 MW reversíveis, Figura A.4 - 3.

Relativamente a estes aproveitamentos, está já em construção o «Eixo a 400 kV Ribeira da Pena – Feira», classificado como PCI, já aprovado no PDIRT-E 2017, pelo que não há novos investimentos previstos na atual Proposta de PDIRT-E 2019.

Figura A.4 - 3 – Evolução da capacidade instalada em PRE Grande Hídrica prevista no PDIRT-E 2019



Fonte: ERSE, REN

¹⁸ Apesar do RMSA-E 2018 prever que a central do Fridão, que cuja concretização foi adiada 3 anos, entraria em exploração em 2026, num total de 238 MW, a edição do RMSA-E 2019 já não inclui esta nova capacidade.

Análise e comentários

A entrada em exploração desta nova capacidade hídrica é fundamental para se atingir as metas previstas no PNEC 2021, em termos de penetração de produção a partir de fontes renováveis, permitindo ao Governo tomar a decisão de antecipar a data de descomissionamento das centrais a carvão, como já referido. Nesse sentido, o mais recente RMSA-E 2019 (2020-2030), publicado em agosto de 2019, avalia no seu cenário «teste de stress» os impactos da saída da central de Sines em 2020, a saída da central do Pego em 2021 e a da tapada do outeiro em 2024, ou seja, num cenário próximo da nova calendarização proposta pelo Governo. Segundo este RMSA, com este calendário, apenas em 2025 o Índice de Cobertura da Ponta (ICP) poderá ser inferior a 1, o que implica um acompanhamento da evolução da oferta, designadamente da entrada em exploração dos vários grupos hídricos do Tâmega.

Apesar de não existirem comentários específicos, e pela sua importância, a ERSE sublinha a sua recomendação expressa no anterior Parecer no sentido do operador da RNT garantir que o novo eixo de 400 kV está concluído de acordo com as datas acordadas com o promotor para o início de exploração dos primeiros grupos geradores.

RESTANTE PRE (EXCLUINDO A GRANDE HÍDRICA)

No que diz respeito à produção a partir de outros centros eletroprodutores renováveis excluindo a grande hídrica, a proposta de PDIRT-E 2019, como referido o RMSA-2018 (atualizado com a edição do RMSA-E 2019) incluem previsões até 2030 de um aumento substancial da capacidade instalada, da ordem de 10 GW¹⁹, para um total instalado em capacidade instalada (excluindo a grande hídrica) de cerca de 20 GW.

Realce mais uma vez para a tecnologia solar, que mais do que duplicará a sua capacidade instalada, até valores da ordem de 9-10 GW. Também a tecnologia eólica deverá crescer substancialmente até valores próximos de 9 GW. No global, e de acordo com o RMSA-E 2019, em 2029, Portugal passará a ter uma capacidade total instalada a partir de fontes de energia renovável de cerca de 29 GW (incluindo a grande hídrica), concretizando o previsto na proposta de PNEC 2030²⁰ (Figura A-4.3).

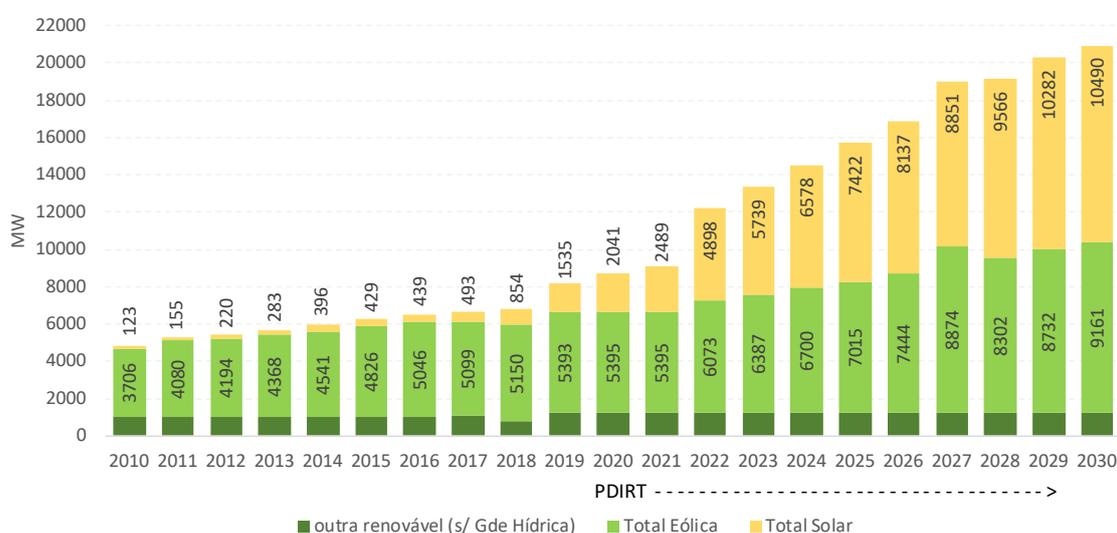
¹⁹ Não inclui 180 MW relativos a produção de energia eólica *offshore*, a instalar ao largo de Viana do Castelo.

²⁰ A edição do RMSA-E 2018, subjacente à proposta de PDIRT-E 2019, apresentava valores ligeiramente inferiores previstos para 2029, com cerca de 24 GW instalados de origem renovável, fruto de uma menor componente eólica de apenas 6 GW, face aos 9 GW previstos no cenário Ambição do RMSA-E 2019.

Em termos de abastecimento do consumo, o PNEC 2030 prevê que 47% do total seja abastecido a partir de fontes renováveis, sendo esperado que a tecnologia solar fotovoltaica e tecnologia eólica sejam as principais responsáveis por alcançar esta meta.

Para atingir estas metas, o Governo lançou em julho de 2018 um leilão de 1400 MW de nova capacidade para projetos de tecnologia solar, tendo sido atribuídas licenças para cerca de 1300 MW, dos quais 1000 MW deverão ser ligados em MAT, sendo de destacar o forte volume de novos projetos que se pretendem ligar à RNT na região Centro e sul do país.

Figura A.4 - 4 - Evolução da capacidade instalada em PRE excluindo G. Hídrica



Fonte: ERSE, REN

Para integrar esta nova capacidade de tecnologia solar e eólica, o operador da RNT prevê na atual proposta de PDIRT-E 2019 a concretização de diversos eixos estruturantes em especial na região centro e sul ao longo do horizonte do Plano, num total investimento total superior a 300 milhões de euros, embora nos 5 primeiros anos do plano, apenas esteja previsto cerca de 53,3 milhões de euros associados ao eixo a 400 kV Pedralva–Sobrado, que permitirá criar até 400 MVA de nova capacidade de receção, e ao eixo a 400 kV Alqueva-Divor, que em conjunto com outros eixos já aprovados no Alentejo, permitirá um adicional até 700 MVA de nova capacidade de receção. Importa ainda referir que a integração de um volume tão elevado de nova capacidade renovável ao longo dos próximos anos, apenas será possível através da concretização dos eixos já aprovados no PDIRT-E 2017, ainda em fase de construção, designadamente: 1) Eixo 400 kV Fundão – Falagueira; 2) Eixo Falagueira- Estremoz – Divor – Pegões e 3) Eixo Ferreira do Alentejo – Tavira.

Análise e comentários

Tendo por base os comentários recebidos durante a fase de Consulta Pública, há um consenso alargado quanto à necessidade de investir em criação de condições para integrar o elevado montante de nova capacidade renovável, de modo a dar cumprimento às metas definidas no PNEC 2030.

Não obstante, e considerando os elevados montantes associados a pedidos de ligação às redes, há uma recomendação por parte de alguns participantes na consulta Pública no sentido de ser necessário promover uma abordagem integradora por parte das várias entidades envolvidas no desenvolvimento do parque eletroprodutor e na definição de metas, de modo a avaliar e conciliar, de forma integrada, as dinâmicas de interesse manifestada no elevado pedido de licenças de tecnologia solar com os reais interesses do país. Em particular planear de modo integrado a distribuição do crescimento desta tecnologia de produção pelo território nacional, sem deixar de ter em conta as novas soluções tecnológicas associadas ao armazenamento e à produção para autoconsumo (comunidades de energia).

Outros comentários apontam ainda para a necessidade de integrar esta nova capacidade não apenas na RNT, mas também na RND, criando condições para tal, e aproveitando o enquadramento legal para que algum do investimento possa ser realizado com recurso a comparticipação financeira pelos interessados.

Finalmente, o Conselho Tarifário destaca a importância de esta nova capacidade renovável se ligar em parte na RND, e, por isso, ambos os operadores da rede têm de planear as redes de modo a prever inversão do sentido dos trânsitos de energia. Neste mesmo sentido, refere que no futuro deverá ser tido em consideração a importância da penetração da produção distribuída associada a comunidades de energia renovável e à partilha de energia entre consumidores.

A.5 PLANEAMENTO

1. METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS

Como base do exercício de planeamento, o operador da RNT identifica as necessidades futuras de rede, tendo por base um conjunto vasto de cenários de oferta e procura, incluindo trocas internacionais, com diferentes impactos na RNT, e para cada um avalia o cumprimento dos critérios de segurança estabelecidos no Regulamento da Rede de Transporte²¹. O não cumprimento destes padrões de segurança determina a necessidade de reforço da RNT, optando o operador da RNT por selecionar aquela solução técnica que permite suprir a necessidade identificada ao mesmo tempo que é a solução mais vantajosa de acordo com uma análise custo/benefício.

Mantendo a estratégia adotada nos exercícios de planeamento anteriores, o operador da RNT identifica quais os critérios de avaliação de projetos: 1) Segurança de abastecimento, considerando requisitos de continuidade e de qualidade do abastecimento; 2) Fiabilidade e eficiência da operação da rede; 3) Promoção da concorrência e 4) Sustentabilidade.

É importante realçar que no exercício de planeamento de desenvolvimento da RNT, o operador da RNT assume um conjunto de quatro etapas, sequenciais: 1) maximização da utilização das infraestruturas existentes; 2) upgrade das infraestruturas; 3) desenvolvimento/modernização das infraestruturas, e finalmente, e em último recurso, a construção de novos eixos de transporte.

À semelhança da proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT mantém a classificação dos projetos de investimento em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos: «Projetos Base» e os «Projetos Complementares».

Nos «Projetos Base», estão incluídos aqueles projetos que o operador da RNT considera serem essenciais para que «*possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço*». Inclui ainda os projetos decorrentes de «*compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço da alimentação, nomeadamente o PDIRD-E 2018, aprovado pelo Concedente*».

²¹ Os “Padrões de segurança para Planeamento da RNT” são descritos no Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte, publicado na Portaria n.º 596/2010 de 30 de julho.

O operador da RNT agrega os «Projetos Base» nas seguintes categorias:

- 1) Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT;
- 2) Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviço dos atuais pontos de entrega ao operador da RND;
- 3) Compromissos assumidos com o operador da RND para criação de novos pontos de entrega, em coordenação com projetos apresentados na proposta de PDIRD-E;
- 4) Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, associados à rede de telecomunicações de segurança e Centro de Despacho Nacional.

Os «Projetos Complementares», na perspetiva do operador da RNT, dizem respeito a projetos que são «mobilizados por fatores com decisão externa ao operador da RNT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio ambiental, relativamente aos quais o operador da RNT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor».

O operador da RNT organiza os «Projetos Complementares» de acordo com os seguintes indutores:

- 1) Integração de mercados e concorrência (reforço da capacidade de interligação com Espanha e integração de centrais do PNBEPH);
- 2) Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT e novas ligações à RND no Alto Alentejo);
- 3) Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas do parque eletroprodutor térmico);
- 4) Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar;
- 5) Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

Em termos de desagregação temporal da informação ao longo do horizonte de 10 anos, a proposta de PDIRT-E 2019 descreve com maior detalhe o primeiro quinquénio, nomeadamente ao nível dos cenários de evolução esperada da procura (consumo), da oferta (nova capacidade de produção a ligar à RNT), identificando ainda os principais compromissos assumidos com o operador da RND, e calendarização anual para os «Projetos Base». Já para os «Projetos Complementares», apenas é indicado um intervalo temporal para a concretização.

A proposta mantém o detalhe na descrição técnica dos projetos, com um anexo dedicado aos principais «Projetos Base» e outro aos «Projetos Complementares», com a descrição das obras, a sua justificação, as alternativas estudadas, e a sua motivação.

Em termos de Análises de Sensibilidade, o operador da RNT mantém as boas práticas da edição anterior de PDIRT-E 2017, realizando análises de sensibilidade à procura, em termos de taxa de crescimento de consumos, e à oferta, em termos de data de desclassificação das centrais térmicas (Sines, Pego e T.Outeiro).

No caso da procura, analisa os impactos na calendarização dos «Projetos Base», caso se verifique uma estagnação do crescimento médio anual, concluindo não existir qualquer impacto para o horizonte do Plano, uma vez que de acordo com o operador da RNT, as ações de manutenção planeadas têm a ver com a obsolescência dos equipamentos, em especial transformadores, referindo ainda que «*a necessidade dos mesmos não advém do crescimento dos consumos, mas sim das condições de operacionalidade das unidades existentes*». Nesse sentido, aponta apenas para 2 novas unidades (Divor e Ourique), já planeadas.

Já no caso da oferta, O operador da RNT analisa o impacto de se verificar no futuro o cenário «Ambição» previsto no RMSA-2018 (que serviu de base á elaboração da atual proposta de PDIRT-E), e que prevê uma antecipação da data de desclassificação de centrais térmicas. Nesse sentido, é analisado o impacto na calendarização de «Projetos Complementares», concluindo que essa desclassificação juntamente com o crescimento da penetração de novos centros eletroprodutores baseados em fontes de energia renovável, poderá ser necessário antecipar alguns eixos da RNT, na sequência de estudos a realizar no futuro para o efeito que avaliem, entre outros aspetos, a fiabilidade e segurança da operação da RNT.

Análise e comentários

A ERSE regista com agrado a decisão de manter as boas práticas instituídas na anterior proposta de PDIRT-E 2017, nomeadamente a classificação dos «Projetos, Base» e dos «Projetos Complementares», sugerida pelo operador da RNT, e que como foi referido pela ERSE no seu último Parecer, resultou de uma recomendação expressa nos comentários recebidos durante a Consulta Pública.

De facto, a classificação dos «Projetos Base» em função da necessidade identificada pelo operador da RNT para garantir a segurança da operação da rede e fazer face aos compromissos assumidos com o operador da RND para reforço da alimentação (pontos injetores).

Do mesmo modo, classificar como «Projetos Complementares» todos aqueles cuja decisão de concretização seja externa ao operador da RNT, parece adequada, ainda que a ERSE mantenha a sua recomendação de que para alguns *stakeholders* o termo «complementares» pode ser entendido como projetos não essenciais. Nesse sentido, e porque se trata de projetos estruturantes, integrados nos planos regionais e europeu, como é o caso da nova interligação com Espanha, e dos projetos destinados à criação de capacidade para receção de nova produção de origem renovável, outras classificações poderiam ser

adotadas, tais como «projetos estruturantes» ou «projetos de Política Energética e Sustentabilidade Socio-Ambiental». Deste modo, torna ainda mais claro que os mesmos, apesar de não serem «Projetos Base», são igualmente importantes para o Sistema Elétrico Nacional, sendo por isso mesmo a calendarização da emissão de decisão final de investimento influenciada por fatores externos ao operador da RNT, como a política energética, da responsabilidade do Concedente.

Já sobre as análises de sensibilidade, a ERSE regista que a atual proposta de PDIRT-E 2019 não apresenta qualquer cenário de investimento que preveja antecipação de projetos face a uma eventual alteração das datas de descomissionamento das referidas centrais térmicas, pelo que qualquer antecipação, se necessária deve ser sempre precedida dos estudos indicados pelo operador da RNT, com as respetivas conclusões fundamentando a sua necessidade e a respetiva emissão de Decisão Final de Investimento (DFI).

Já do lado da análise de sensibilidade a procura e a uma estagnação do crescimento do consumo, e ao facto do operador da RNT concluir que não tem impacto direto nas necessidades de remodelação/substituição de equipamento, em especial transformadores, a ERSE sublinha que embora não seja referida explicitamente uma análise de sensibilidade à ponta de utilização do equipamento, esta está diretamente associada ao desgaste do mesmo, e nesse sentido recomenda que na próxima edição de PDIRT-E essa análise de sensibilidade seja efetuada.

2. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO

Em linha com a proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT identifica os projetos, e respetivo montante associado, para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI), a emitir pelo Concedente, e que inclui essencialmente os projetos relativos ao primeiro quinquénio de abrangência temporal desta proposta de PDIRT-E (período temporal 2020-2024). Em relação a esses projetos de investimento, importa, pois, analisar aqueles que necessitam de uma DFI imediata (seja ela positiva ou negativa) e separá-los daqueles cuja DFI pode ser tomada em próximas edições do PDIRT-E.

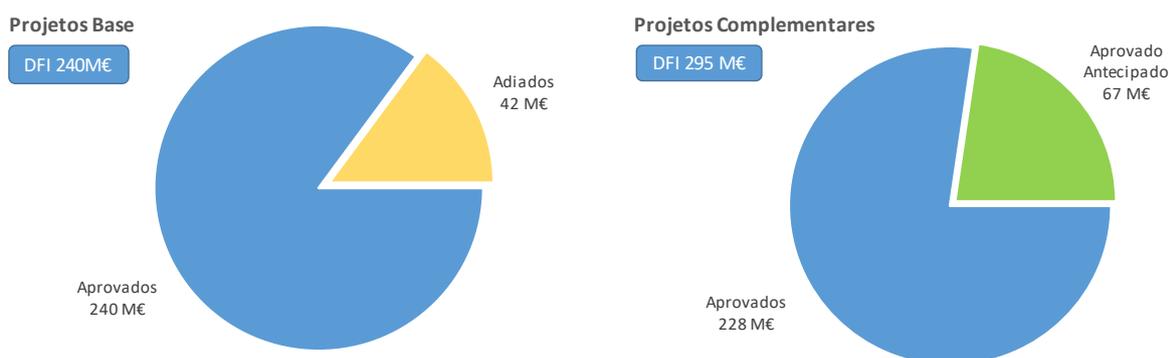
Assume-se, assim, que os projetos de investimento cuja DFI pode ser tomada em próximas edições do PDIRT-E deverão ser assumidos como indicativos daquilo que poderá ocorrer durante o segundo quinquénio do período de abrangência desta proposta de PDIRT-E 2019 e que poderão ser avaliados e poderão ver eventualmente tomada a respetiva DFI em edições de PDIRT-E futuras.

Esta prática foi de resto adotada na aprovação do PDIRT-E 2017, com o Concedente a emitir DFI não para a totalidade dos «Projetos Base», num total de 282,4 milhões de euros, mas apenas para 239,9 milhões de

euros, adiando a decisão sobre os restantes projetos para a proposta de PDIRT-E 2019. Já do ponto de vista dos «Projetos Complementares», o Concedente emitiu DFI para totalidade do investimento proposto (228,0 milhões de euros), emitindo ainda DFI para um projeto que estava planeado para o segundo quinquénio, «Ligação a 400 kV F.Alentejo-Ourique-Tavira», referindo a necessidade deste projeto ser antecipado para o primeiro quinquénio, em linha com vários comentários por recebidos na Consulta Pública a proposta de PDIRT-E 2017, que realçavam a necessidade de concretização do mesmo para aumentar a capacidade de receção de produção renovável de tecnologia solar fotovoltaica na região Sul do país.

Em resumo, foi emitida DFI para um total de 535,1 milhões de euros, desagregado do seguinte modo:

Figura A.5 - 1 – Investimento aprovado em sede de PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN

Relativamente à proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) para a grande maioria dos «Projetos Base» a realizar no primeiro quinquénio, num montante de cerca de 99,9 milhões de euros, com destaque para a totalidade dos projetos no triénio 2020-2022, num total de 57,7 milhões de euros. Já no que diz respeito aos «Projetos Complementares», cuja data de entrada em exploração será decidida pelo Concedente, o operador da RNT refere que a emissão de DFI deverá ocorrer pelo menos com 4 anos de antecedência, para os projetos que envolvam a construção de novos eixos, e para todos os projetos.

De entre estes projetos, é solicitada DFI para a totalidade dos investimentos em «Remodelação e Modernização de Ativos da RNT» e «Gestão Global do Sistema» a realizar até 2023. Quanto a compromissos assumidos com o ORD, destaque para a 1ª e 2ª fases do projeto de Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima, num total de 21,9 M€.

O quadro seguinte apresenta os principais projetos, sejam eles «Projetos Base» ou «Projetos Complementares», para os quais o operador da RNT solicita a emissão de DFI:

Quadro A.5 - 1 – Projetos para os quais é solicitada emissão de DFI

Nome do Projeto	Data de entrada serviço	Montante total (M€)	Projeto Base vs Complementar	Motivação do projeto
Substituição/remodelação de ativos	2020-2024	68	Base	Segurança e fiabilidade dos ativos
Articulação 400/150 kV SE Pt. Lima (fase 1+2)	2022/2023	22	Base	Segurança da alimentação a consumos abastecidos pela RND (V. Fria e Oleiros)
Compensação de energia reativa pós 2020 - 1.ª Fase	2022/2023	9	Base	Operacionalidade Global SEN
Ligação 400 kV Alqueva - Divor	2023	23	Complementar	Aumento da capacidade interligação disponível para fins comerciais
Nova Linha 400 kV Pedralva-Sobrado	2024	30	Complementar	Integração de mercados e concorrência

Fonte: ERSE, REN

Para os restantes projetos, a maioria no segundo quinquénio do horizonte do PDIRT-E 2019, ou seja, entre 2025 e 2029, não é identificada pelo operador da RNT a necessidade de emissão de DFI.

Destes destacam-se cerca de 133,5 milhões de euros em substituição/remodelação de ativos, bem como 14,0 M€ relativos aos «Projetos Base» de melhoria da alimentação a Macedo de Cavaleiros e Bodiosa. Do mesmo modo, assume-se que apenas na edição de 2021 do PDIRT-E ou seguintes será solicitada DFI para os restantes «Projetos Complementares», num montante de cerca de 400 milhões de euros.

Análise e comentários

Tal como recomendado nos seus anteriores pareceres à proposta de PDIRT-E, a ERSE concorda com a perspetiva do operador da RNT de explicitar quais os projetos para os quais necessita ser emitida DFI, no sentido em que se julga poder facilitar a aprovação do PDIRT-E, permitindo ainda organizar e centrar o exercício de Consulta Pública apenas naqueles que se pretende que tenham uma entrada em exploração durante o primeiro quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2019 (2020 e 2024).

A ERSE sublinha ainda o facto do operador da RNT ter antecipado a concretização do «Eixo a 400 kV F. Alentejo-Ourique-Tavira», em linha com os comentários recebidos na última Consulta Pública, e que mereceu a aprovação do Concedente. Em linha com esta decisão, na Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2019, é referida a importância de concluir este eixo, bem como o eixo a 400 kV entre Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, de modo a que, juntamente com o novo eixo Alqueva-Divor, se conseguir um aumento da capacidade de receção de produção renovável, num total de 700 MVA.

Por outro lado, esta necessidade de identificação de projetos que requerem DFI é fundamentada por comentários anteriores do Conselho Tarifário que *«reforça a importância e necessidade de haver uma decisão final sobre cada PDIRT-E, única forma de assegurar a coordenação e transparência das decisões, e assegurar um horizonte à organização e planeamento dos investimentos pelos concessionários e sua previsão tarifária pela ERSE»*.

A ERSE regista com agrado a inclusão na atual proposta de PDIRT-E 2019 de uma seção onde se realiza uma avaliação diferencial entre os valores de investimento propostos e aprovados, adotando uma recomendação do Conselho Tarifário na Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2017, que recomendava que *«em futuras edições, seja feita pelo operador de rede uma avaliação diferencial do PDIRT-E face ao anterior, onde se identifiquem, para o período entretanto decorrido, a evolução dos principais investimentos efetivamente realizados e alterações que tenham ocorrido»*.

Para além desta informação, operador da RNT inclui ainda informação sobre o montante associado projetos de investimento realizados e por concretizar, sendo esta análise apenas aplicável aos «Projetos Base», uma vez que à data de elaboração desta proposta de PDIRT-E 2019, ainda não se entrou em exploração qualquer dos «Projetos Complementares» já aprovados, num total de 295,2 milhões de euros, a custos totais.

3. ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO E VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

À semelhança do PDIRT-E 2017, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) no seu processo de avaliação e seleção de projetos de investimento. Adotando esta metodologia, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2019 as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende darem a melhor resposta às diferentes necessidades, identificando-as como a opção de mérito superior, em resultado da comparação entre soluções alternativas. No entanto, o operador da RNT ainda não apresenta, de forma sistemática, as soluções alternativas que analisou e os resultados dessa comparação.

A metodologia adotada pelo operador da RNT permite avaliar os projetos através do cálculo de um conjunto de atributos de modo a medir os custos e os benefícios associados a um projeto ou bloco de projetos de investimento. Alguns exemplos de atributos incluem: o benefício socioeconómico; a redução das perdas de energia; a redução das emissões de gases com efeito de estufa; a qualidade da onda de

tensão; a manutenção ou criação de emprego externo; e o CAPEX. Os atributos são na grande maioria de natureza qualitativa embora também se incluam alguns valores monetários²².

No capítulo 6.3 da proposta de PDIRT-E 2019 são apresentados a análise e os resultados da aplicação da análise MCB ao conjunto de opções propostas pelo operador da RNT²³ para dois horizontes temporais: 2024 e 2029 (com exceção dos projetos de «remodelação e modernização de ativos», para os quais a análise é efetuada apenas até 2024, justificado pelo operador da RNT com a dificuldade de prever o Indicador de Estado dos ativos num horizonte temporal mais longo).

Os resultados da aplicação da metodologia MCB são apresentados separadamente para os «Projetos Base» e para os «Projetos Complementares».

Projetos Base

Ao nível dos «Projetos Base», são apresentados, apenas para o horizonte 2024, quer os custos, quer os benefícios decorrentes de remodelação e modernização de linhas (projetos de remodelações integrais com *uprating* e projetos de melhoria operacional da segurança). São igualmente apresentados os custos e os benefícios decorrentes de ações de remodelação e modernização em instalações não lineares, como equipamento instalado em subestações e sistemas.

Uma novidade introduzida na proposta de PDIRT-E 2019 é a quantificação e monetização do sobrecusto associado à não realização da ação proposta. Por exemplo, a não substituição de um transformador na calendarização proposta, pode ter como consequência um custo estimado superior, caso venha a existir uma falha e tenha de ser necessário substituir esse equipamento mais tarde, além das ações necessárias associadas a essa falha. O operador da RNT inclui no capítulo 6.3 informação sobre este sobrecusto.

Ainda classificados como «Projetos Base», o operador da RNT apresenta informação de custos e benefícios associados aos investimentos decorrentes de «compromissos com o operador da RND e segurança de alimentação». À semelhança do exercício de planeamento anterior, o operador da RNT agrega os projetos por área de rede, referindo que, na definição de blocos de projetos, foram adotadas as boas práticas advogadas pela ENTSO-E, e que foram agregados os projetos que partilhavam a mesma área geográfica e

²² O anexo 10 da proposta de PDIRT-E apresenta no capítulo 2.3. uma descrição de todos os atributos considerados na análise de MCB. No entanto, não são explicitados os pressupostos nem os valores unitários associados a cada atributo, com a exceção dos relacionados com perdas e energia não fornecida. É, contudo, apresentado um exemplo de aplicação da metodologia.

²³ Nas situações em que os projetos de investimento estão intrinsecamente relacionados entre si, o operador da RNT optou por agregar os projetos em blocos de projetos apresentando o racional subjacente.

perseguiriam um objetivo em comum. Destacam-se os seguintes blocos de investimento 1) Ligação à RND, na região do Minho; 2) Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes; 3) Ligação à RND, nas regiões de Lisboa e Setúbal; 4) Ligação à RND, na região do Alentejo; 5) Operacionalidade global do SEN.

Com base nestes blocos de projetos, agregando aqueles projetos de investimento que o operador da RNT considera cumprirem os requisitos adotados, são quantificados os benefícios associados a cada bloco, e ao mesmo tempo são comparados esses benefícios com os equivalentes, decorrentes de blocos de projetos alternativos, de forma a validar a opção tomada. Dessa análise comparativa, e respetiva opção, resultam benefícios globais para os «Projetos Base» de cerca de 15 M€ por ano, Figura A.5 - 2.

Figura A.5 - 2 – Benefícios e custos decorrentes de «Projetos Base»

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base		2024
Benefícios e Custos esperados		
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)		4 a 9
Redução das perdas de energia	(GWh/ano M€/ano)	-0,6 -0,04
Redução de Energia em Risco ENF	(GWh/ano M€/ano)	3,6 1,4
Redução de carga natural em risco de interrupção ¹ (*)	(GW) (M€)	0,9 5
Redução de carga sem recurso em risco de corte ¹ (*)	(GW) (M€)	0,8 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)		1 689
Cavas de tensão: redução da duração ² (%)		4
Cavas de tensão: redução da profundidade ² (%)		11
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)		0,4
Valorização de espécies autóctones (n)		1 800
Redução de capacidade de transporte em risco ¹ (*) (MVA)		63 562
Redução de potência de produção em risco de corte ¹ (*) (MW)		2 671
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo ¹ (0-10)		5
Investimento (líquido de participações) (M€)		123
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)		9

^(*) Soma dos valores dos eventos de teste, ao longo do período, não simultâneos.

^(**) Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

¹ Os projetos de modernização de ativos, para o segundo quinquénio, não se encontram especificados, dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos, para este tipo de projeto de investimento, e, constituindo estes a maior parte do investimento dos projetos Base só são apresentados os atributos estimados no horizonte de 2024.

² A redução refere-se ao valor médio perante defeitos nas zonas de rede na vizinhança dos ativos em consideração.

Fonte: REN

Projetos Complementares

No caso dos «Projetos Complementares», o operador da RNT apresenta os custos e os benefícios quer para o horizonte 2024, correspondente ao primeiro quinquénio, quer para o horizonte final do plano, 2029. À semelha dos «Projetos Base», também neste caso, o operador da RNT efetua uma análise custo-benefício agregando os projetos por cada indutor de investimento, em que se enquadram os projetos individuais:

- Integração de mercados e concorrência e receção produção renovável:
 - Linha a 400 kV Pedralva – Sobrado
 - Ligação a 400 kV Fundão – Zona Pocinho
 - Reforço ligação 400 kV ferro – Fundão
 - Reforço da capacidade em linhas RNT 2025-2029 (fase 1)
- Ligação a polos de consumo
 - Criação do injetor de pegões
- Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico
 - Zona de Trás-os-Montes => Ligação 220 kV V.P. Aguiar – Carrapatêlo
=> Ligação 400 kV R. Pena – Lagoaça
 - Zona Centro
=> Ligação 400 kV Divor-Pego
=> Reforço eixo Litoral centro a 400 kV
=> Reforço da capacidade em linhas RNT 2025-2029 (fase 2)
=> Compensação de energia reativa após 2025 (Fase 2)
 - Zona Sul e Gde. Lisboa => Ligação a 400 kV Alqueva-Divor
=> Ligação a 400 kV R. Maior-Carvoeira-A. Bispo –Fanhões
=> Reforço Ligação entre B. Alentejo e região Lisboa/Setúbal
=> Compensação de energia reativa após 2025 (Fase 1)
- Sustentabilidade
 - Alto Douro Vinhateiro
 - Zona Porto (reformulação rede 220 kV – rede subterrânea)
 - Zona Lisboa (reformulação rede 220 kV – rede subterrânea)

Para cada um destes blocos, são apresentados os resultados dos benefícios esperados, sendo que o operador da RNT refere que, no seu conjunto, os benefícios ascendem a um valor médio esperado até 125 M€/ano, até 2024, podendo crescer até aos 500 M€ por ano, até 2029.

Figura A.5 - 3 – Benefícios e custos decorrentes de «Projetos Complementares»

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Complementares		
Benefícios e Custos esperados	2024	2029
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[87,1; 125,3]	[280,2; 498,1]
Redução das perdas de energia (GWh/ano M€/ano)	1,6 0,1	77,6 3,4
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)		9 664
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 176	8 126
Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	857	1 538
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	6,4	33,4
Valorização de espécies autóctones (n)	28 400	148 400
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²)		568,6
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)		50,4
Investimento (líquido de participações) (M€)		385,9
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)		742

Fonte: REN

Se considerarmos os benefícios identificados quer para os «Projetos Base», quer para os «Projetos Complementares», o operador da RNT quantifica assim, até 2024, benefícios anuais totais de quase 140 M€/ano, face a um valor de CAPEX do conjunto de projetos propostos da ordem dos 195,5 M€.

Análise e comentários

À semelhança dos anteriores PDIRT-E, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) para avaliar e selecionar projetos de investimento, em especial na valorização dos projetos de investimento em termos monetários ou em termos de grandezas físicas. Ao identificar as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende dar melhor resposta às diferentes necessidades, hierarquiza as mesmas em resultado da comparação entre soluções alternativas. No entanto, o operador da RNT ainda não apresenta, de forma sistemática, essas soluções alternativas usadas para comparação, nem o resultado da mesma - apenas o faz no caso de projetos de remodelação e renovação de ativos.

Quanto à monetização dos benefícios, a atual proposta de PDIRT-E 2019 disponibiliza como novidade a quantificação e monetização do sobrecusto associado à não realização da ação proposta. É uma melhoria face ao PDIRT-E 2017, já recomendada pela ERSE. A ERSE recomenda que o operador da RNT continue a desenvolver esforços no sentido de quantificar e monetizar todos os outros impactos na rede e nos consumidores, associados à falha no caso de não realização da ação proposta.

Para além desta novidade, a proposta de PDIRT-E 2019 mantém o detalhe sobre a quantificação de benefícios socio económicos, e de benefícios decorrentes da redução de energia em risco e redução de perdas. Já o acréscimo de integração de renovável na rede, diminuição da carga natural em risco, ou redução do risco de perda de capacidade de transporte ou da capacidade de ligação de produção à RNT continuam a ser valorizados em termos energéticos sem qualquer indicador económico que permita a sua monetização.

No caso concreto dos «Projetos Complementares», o operador da RNT adota blocos de projetos que integram vários investimentos complementares e quantifica os benefícios por bloco de projeto, mas continua a não descrever a metodologia adotada pelo operador da RNT na agregação dos projetos num

bloco (*cluster*)²⁴. Assim, a ERSE volta a recomendar que sejam fornecidos os dados dos benefícios de cada projeto e da percentagem dos benefícios do bloco total.

Finalmente, em linha com as boas práticas recomendadas pela ACER, a ERSE recomenda que os benefícios socioeconómicos sejam mais detalhados não apenas ao nível do projeto, mas também ao nível do benefício recolhido por utilizador.

A ERSE regista o facto de, na atual proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT disponibilizar no Anexo 10, um exemplo de aplicação da metodologia de avaliação custo benefício a um projeto específico de investimento, designadamente ao novo eixo a 400 kV «Alqueva-Divor». Sendo um ponto de partida, a ERSE disponibiliza-se para, em conjunto com o operador da RNT, aprofundar esse exercício.

²⁴ A ACER recomenda que, para além de se agregarem projetos quando os investimentos partilham a mesma área geográfica, perseguem um objetivo em comum e pertencem a um plano para a mesma área de rede, só se definam *clusters* de projetos se a soma dos benefícios destes for inferior aos benefícios do *cluster*. E para tal, apenas devem fazer parte do *cluster* os projetos que representem pelo menos 20% do valor total de benefícios.

A.6 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

1 NOVO INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

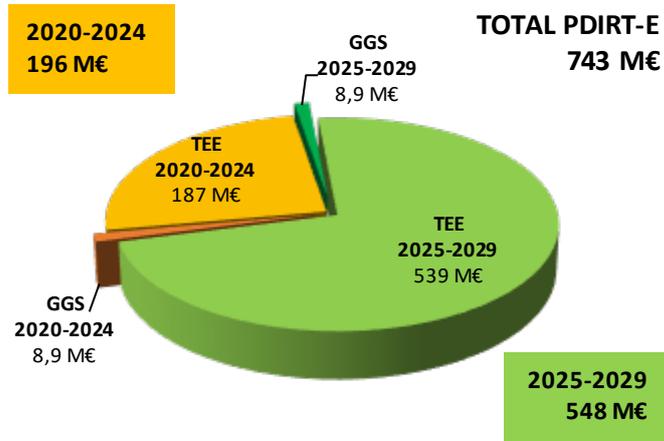
Na proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT propõe um montante total de investimento, a custos totais, de cerca de 743,0 milhões de euros, repartidos por 195,5 milhões no primeiro quinquénio e 547,5 milhões no segundo quinquénio.

Face à proposta de PDIRT-E 2017, em que era proposto um investimento global para os dez anos que ascendia a 942,2 milhões de euros, verifica-se uma redução da ordem dos 200 milhões de euros, ou cerca de 20%.

Comparando as duas propostas de PDIRT-E apenas em termos de investimento proposto para os primeiros cinco anos, constata-se uma redução significativa, de cerca de 60% no valor total de transferências para exploração (custos totais), passando de mais de 473,7 milhões de euros na proposta de PDIRT-E 2017 para 195,5 milhões de euros na atual proposta de PDIRT-E 2019. Relativamente ao triénio 2020-2022, horizonte em que se situam aqueles projetos de investimento que necessitam obrigatoriamente de Decisão Final de Investimento, a proposta de PDIRT-E 2019 propõe investimentos num total de apenas 57,7 milhões de euros, um valor que se compara com os 280,1 milhões de euros propostos nos primeiros 3 anos da proposta de PDIRT-E 2017.

A figura seguinte ilustra esta repartição, permitindo ainda identificar o montante afeto à atividade de Transporte de Energia Elétrica e o afeto à atividade de Gestão Global de Sistema.

Figura A.6 - 1 – Investimento total proposto ao longo do horizonte do plano

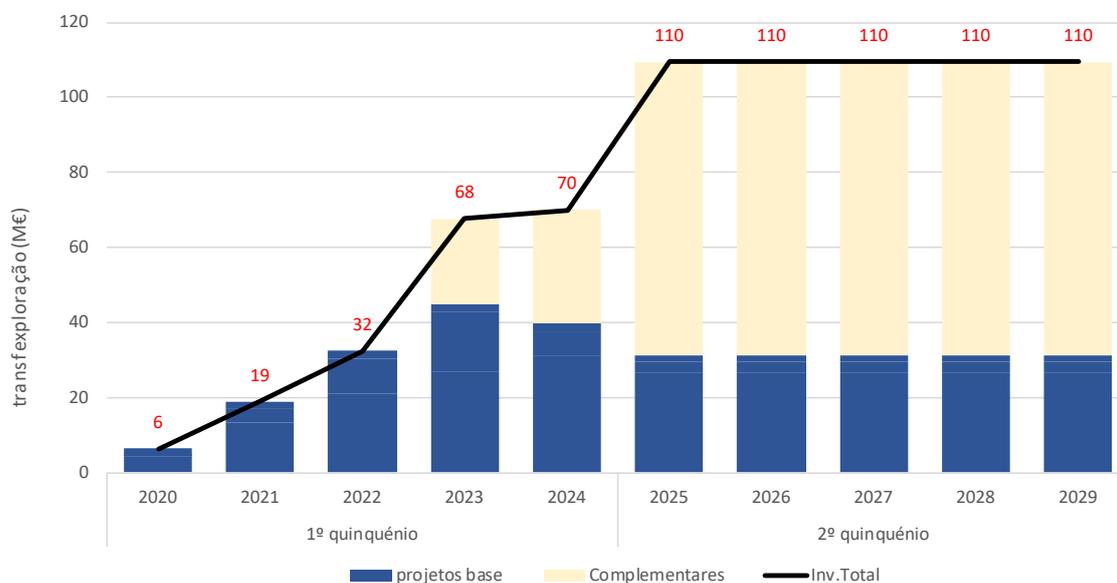


Fonte: ERSE, REN

Tendo em conta a classificação efetuada pelo operador da RNT dos projetos em «Projetos Base» e «Projetos Complementares», a proposta de PDIRT-E 2019 identifica, a custos totais, um montante de 298,4 milhões de euros em «Projetos Base» e 444,6 milhões de euros em «Projetos Complementares», desagregado temporalmente ao longo dos 10 anos, como ilustra a Figura A.6 - 2²⁵.

²⁵ Na proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT apenas desagrega anualmente o montante de investimento para o primeiro quinquénio, sendo o montante total a investir no segundo quinquénio distribuído anualmente pelo seu valor médio em 5 anos.

Figura A.6 - 2 – Desagregação temporal do investimento em Projetos Base e Projetos Complementares



Fonte: ERSE, REN

2 INVESTIMENTO JÁ APROVADO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

Como referido no documento de enquadramento Consulta Pública, a proposta de PDIRT-E 2019 caracteriza-se pelo facto de ser a primeira a ser submetida após um PDIRT-E ter sido aprovado, dando continuidade ao exercício de planeamento de 2017, concretizado na proposta de PDIRT-E 2017, aprovada. O PDIRT-E 2017, aprovado, prevê investimento a realizar no total de 535,1 milhões de euros durante o período de 2018 a 2022, desagregado por 239,9 milhões de euros em «Projetos Base» e 295,2 milhões de euros em «Projetos Complementares».

Este investimento, já aprovado, estende-se até 2024, o que significa que por existir um período temporal em que os dois PDIRT-E coincidem, dever-se-á ter em atenção que a proposta de PDIRT-E 2019 propõe um conjunto de novos projetos de investimento («Projetos Base» e «Projetos Complementares»), que serão adicionais àqueles que já foram aprovados no PDIRT-E 2017 para o período de 2020 a 2022, e cuja grande maioria ainda não foi concretizada, mas contribuirá para um crescimento da base de ativos ao longo dos próximos anos.

O Quadro A.6 - 1 apresenta a sequência temporal, para o período de 2020 a 2024, dos montantes já aprovados pelo PDIRT-E 2017 e aqueles que são agora apresentados pela proposta de PDIRT-E 2019.

Quadro A.6 - 1 – Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E2019) para o período 2020-2024

	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL M€
PDIRT-E 2017 (já aprovado)	91,7	244,6	15,4	67,2*	-	419,0
Proposta PDIRT-E 2019	6,4	19,0	32,4	67,7	70,1	195,5
Total (milhões euros)	98,1	263,6	47,8	134,9	70,1	614,5

* Projeto de investimento já aprovado no PDIRT-E 2017, previsto inicialmente para segundo quinquénio

Fonte: ERSE, REN

Analisando o quadro, verifica-se que nos próximos anos existe um montante, a custos totais, de cerca de 614,5 milhões de euros a acrescentar à Base Regulada de Ativos, ou seja um montante de cerca de 122,9M€/ano. Já na Figura 6-4 pode constatar-se que o volume de projetos ainda por realizar é da mesma ordem de grandeza do investimento total proposto pelo operador para o segundo quinquénio.

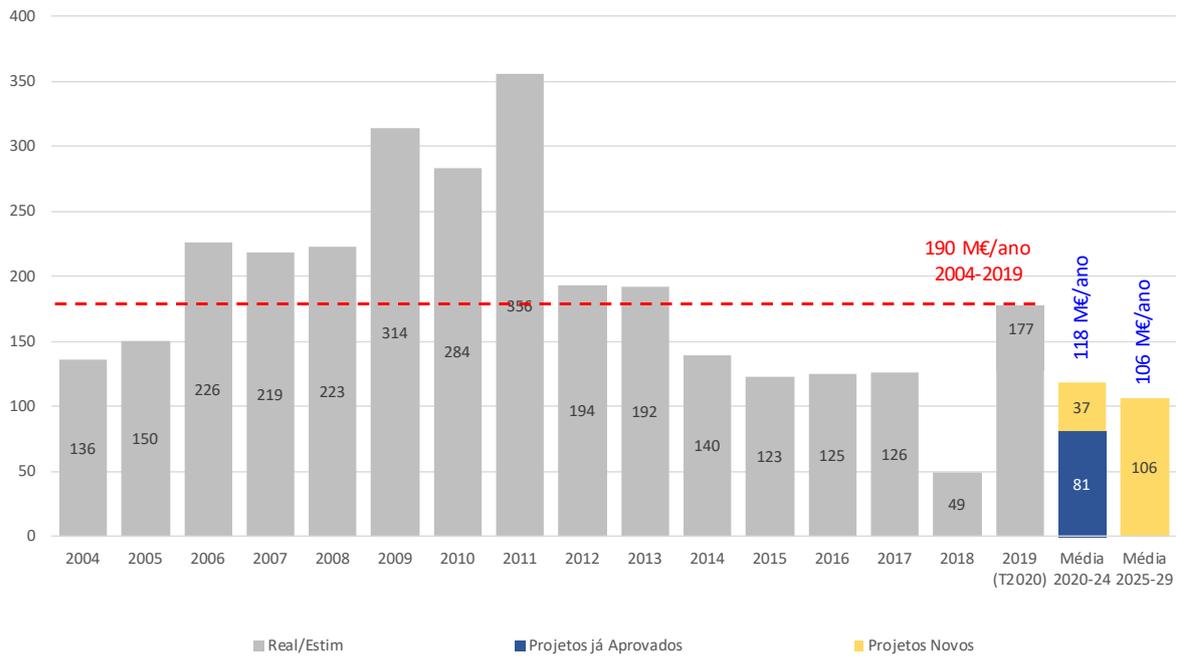
Figura A.6 - 3 – Investimento já aprovado e em apreciação (2020-2029)



Fonte: ERSE, REN

Analisando apenas a evolução do investimento na atividade de Transporte de Energia Elétrica, ou seja, excluindo a atividade de Gestão Global de Sistema, verifica-se que, ainda assim, se assistirá uma redução dos valores médios anuais face ao histórico dos últimos 15 anos, que se situa nos 190 M€/ano, como demonstra a figura seguinte.

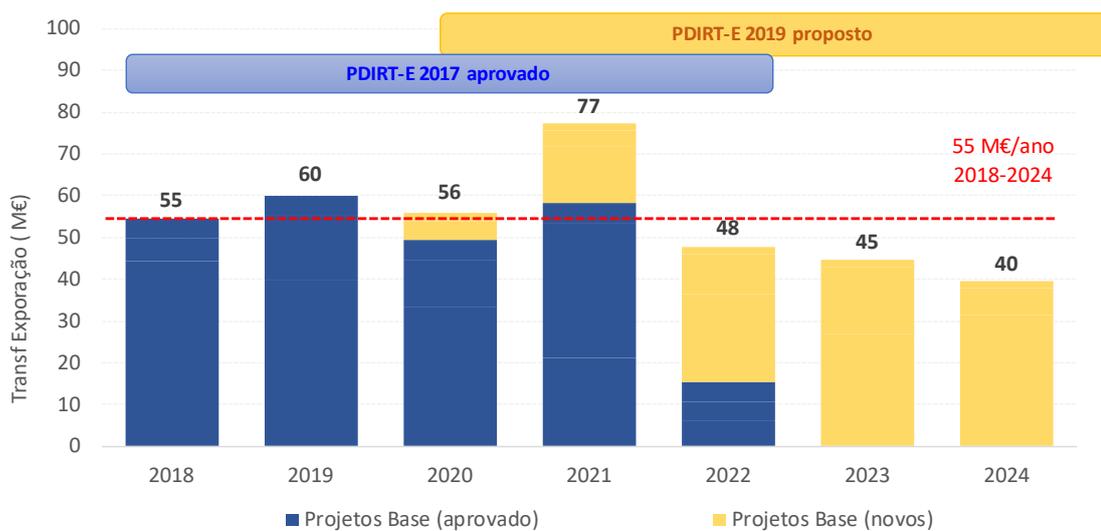
Figura A.6 - 4 – Evolução dos montantes anuais de transferências para exploração (TEE)



Fonte: ERSE, REN

Esta sobreposição de projetos de investimentos é patente significa que, em termos médios, aos 48 M€/ano aprovados em «Projetos Base» até 2022 há que somar mais 28 M€/ano até 2024, resultando numa média anual nos 7 anos de 55M€/ano, até 2024.

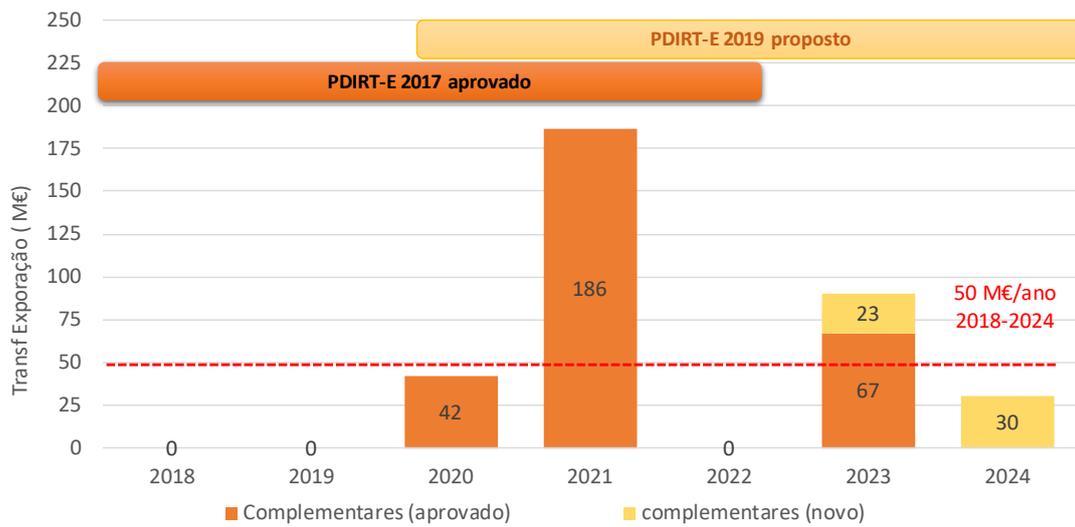
Figura A.6 - 5 – «Projetos Base» – investimento aprovado PDIRT-E 2017 e em apreciação (PDIRT-E 2019)



Fonte: ERSE, REN

Já em termos de «Projetos Complementares», em termos médios, aos 4 M€/ano aprovados até 2022 há que somar mais 11 M€/ano até 2024, resultando numa média anual nos 7 anos de 50M€/ano, até 2024.

Figura A.6 - 6 – «Projetos Complementares» – investimento aprovado PDIRT-E 2017 e em apreciação (PDIRT-E 2019)



Fonte: ERSE, REN

A.7 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

1 PROJETOS BASE

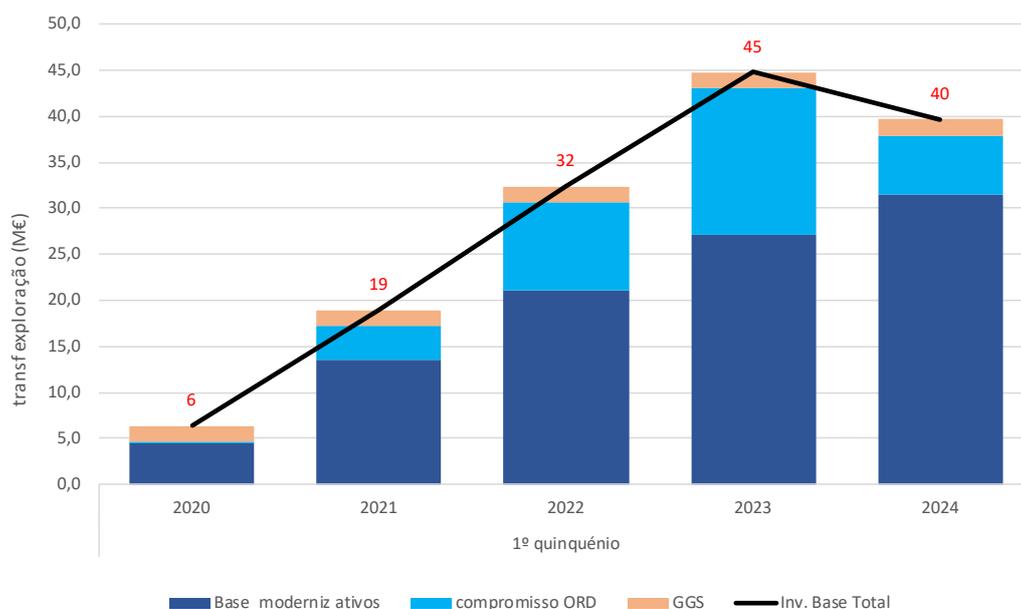
Os projetos de investimento classificados como «Projetos Base» totalizam no primeiro quinquénio 2020-2024 cerca de 142,2 milhões de euros, divididos em dois blocos de investimento, com um primeiro bloco associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com 133,3 milhões de euros, e que inclui:

- a) Remodelação e modernização de ativos;
- b) Compromissos com o operador da RND e segurança de abastecimento.

O segundo bloco de projetos de investimentos diz respeito à atividade de Gestão Global de Sistema, com cerca de 8,9 milhões de euros.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT solicita uma Decisão Final de Investimento para cerca de 99,9 milhões de euros, incluindo a totalidade dos «Projetos Base» propostos para o triénio 2020-2022, já que, segundo o operador da RNT, para os anos seguintes, alguns investimentos estão condicionados por fatores a ser confirmados em data posterior à data de elaboração da atual proposta.

Figura A.7 - 1 – Desagregação temporal do investimento em «Projetos Base» (custos totais)



Fonte: ERSE, REN

Os projetos incluídos neste bloco, num total de 97,8 milhões de euros no primeiro quinquénio, incluem os projetos que, segundo o operador da RNT, se enquadram na otimização do tempo de vida útil dos ativos da RNT, e visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço da RNT.

Associado à obsolescência dos principais ativos da RNT, linhas e subestações, o operador da RNT propõe um conjunto de remodelações de ativos num horizonte de médio e longo prazo. Assim, a proposta de PDIRT-E 2019 descreve as necessidades de investimentos em remodelação de equipamentos da RNT, decorrentes de análises efetuadas pelo operador da RNT aos riscos de operação de equipamentos com sinais de insuficiência funcional ou obsoletos, tendo por base a estratégia de gestão de ativos atualmente seguida pela empresa, assente numa metodologia de avaliação que se traduz por um indicador proposto pelo operador da RNT denominado Indicador de Estado do Ativo (IE).

Com base na análise do Índice de Estado de Ativo de cada equipamento, o operador da RNT aplica uma metodologia que permite identificar aqueles equipamentos em que é necessário intervir. A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta um conjunto de informação sobre cada projeto, nomeadamente o valor do mesmo, os ganhos esperados em termos de evolução do estado do ativo e o ganho esperado em termos de custos evitados com manutenção.

Face ao PDIRT-E 2017 aprovado, o operador da RNT já disponibiliza nesta proposta de PDIRT-E 2019 o custo resultante da não realização dos projetos de modernização, em termos de aumento dos custos de exploração desses ativos. Não se identifica, contudo, na proposta o impacto monetizado das falhas desses equipamentos. Em termos globais é ainda apresentada a comparação entre o custo associado à opção de uma eventual substituição de todos os ativos em fim de vida útil contabilística e a opção de se realizar apenas o investimento da atual proposta de PDIRT-E 2019.

GESTÃO DO FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

De acordo com a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2019, nos próximos cinco anos, mais de 1000 km de linhas deverão alcançar os 30 anos de operação, enquanto nos cinco anos do segundo quinquénio do plano, mais 800 km deverão também atingir essa idade. Importa relevar que, num total de

cerca de 8800 km²⁶ atualmente em exploração, mais de metade deste parque de linhas atingirá o fim de vida útil contabilística no horizonte do PDIRT-E 2019. Num cenário hipotético, o operador da RNT afirma que, se fossem efetuadas ações de remodelação e renovação a todas as linhas em final de vida útil, o investimento de substituição necessário ascenderia a mais de 200 milhões de euros, um montante cinco vezes superior aos 38 milhões de euros propostos em ações preventivas de remodelação e renovação. Segundo a proposta de PDIRT-E 2019, atualmente o foco é a remodelação das linhas de 400 kV, optando o operador da RNT por, através de ações de uprating, aumentar a capacidade das linhas que se inserem em eixos estruturantes ou que façam parte da rede interna afeta à interligação com a rede espanhola.

No que respeita a transformadores de potência, a caracterização da atual RNT mostra que mais de 30% dos transformadores MAT/AT e autotransformadores tem uma idade média acima de 25 anos, o que significa uma maior probabilidade de futuras necessidades de substituição de equipamento em função dos estudos de fiabilidade do equipamento e monitorização dos custos de manutenção, tendencialmente crescentes. Num exercício equivalente ao das linhas, o operador da RNT afirma que, se fossem efetuadas ações de remodelação e renovação a todo o equipamento instalado em subestações quando este atinge o seu fim de vida útil contabilístico, o investimento correspondente ascenderia a 300 milhões de euros, com igual rácio 5:1 face aos 60 milhões de euros propostos pelo operador da RNT para o primeiro quinquénio.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2019, do montante total de 97,6 milhões de euros previstos na proposta de PDIRT-E 2019 em ações de renovação, 39,0 milhões de euros dizem respeito ao triénio 2020-2022, relativos a ações de remodelação de linhas (*uprating* ou substituição de cadeias de isoladores) e de equipamento instalado em subestações (sistemas de proteção e comando²⁷ e aparelhagem MAT/AT).

Análise e comentários

No global, e em linha com a sua posição no Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE admite a necessidade efetiva de substituição de equipamento com elevado tempo de utilização, nomeadamente aquele equipamento em fim de vida útil que apresente níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço.

²⁶ Comprimento dos corredores de linha no final de 2018.

²⁷ O tempo de vida útil contabilístico dos sistemas de proteção e comando é de 10 anos, enquanto para a generalidade do restante equipamento de rede, nomeadamente linhas e transformadores, é de 30 anos.

Esta posição está alinhada com a fundamentação assumida pela ERSE aquando da criação do Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos da RNT (IREI), cujo objetivo é incentivar adiar o investimento em novos ativos não prioritário, procurando, sempre que possível, optar por ações de manutenção, remodelação e renovação dos ativos em exploração.

Ainda assim, pela dimensão do volume de investimento (80% do total de «Projetos Base») a ERSE reitera a sua recomendação para que o operador da RNT aprofunde a fundamentação daqueles projetos de investimento cuja entrada em exploração se venha a revelar ter de, obrigatoriamente, ocorrer até 2022 (primeiro triénio), permitindo que o decisor veja demonstrado o mérito e a premência desses projetos, antes de ter de tomar uma decisão, estendendo esta recomendação de maior fundamentação e justificação da necessidade e da urgência de concretização se aplica aos restantes «Projetos Base» que o operador da RNT prevê concretizar durante o primeiro quinquénio, e para aos quais solicita DFI.

No que respeita à fundamentação e como resposta a uma recomendação da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRT-E 2017, o operador inclui na proposta de PDIRT-E 2019 informação adicional sobre o sobrecusto entre a opção de não realização de um dado projeto de investimento, por exemplo de substituição de um equipamento na calendarização proposta, e a realização dessa substituição mais tarde, em caso de falha, que acarretará outros custos com a reposição dessa falha de serviço. A ERSE regista com agrado esta melhoria, mas recomenda que o operador da RNT continue a desenvolver esforços para quantificar e monetizar o restante impacto na rede e nos consumidores, associados a essa falha de equipamento motivada pela opção da não realização da ação proposta.

A ERSE considera ainda que o documento de PDIRT-E possa ser simplificado no que diz respeito à informação disponibilizada para investimentos de menor dimensão (embora não de menor importância). No ponto 6.3, o operador da RNT realiza um exercício detalhado sobre os resultados da análise CBA para todos aqueles equipamentos objeto de ação de remodelação/substituição, independentemente do montante do investimento associado, agrupando os mesmo por classe de equipamento, designadamente equipamento associado a linhas e equipamento associado a subestações (dentro desta entre transformadores e sistemas de proteção e comando).

Também com o objetivo de promover a transparência e simplificar a compreensão do PDIRT-E, a ERSE recomenda uma simplificação da informação sobre a análise custo-benefício efetuada a equipamento com volume de investimentos individual reduzido, agregando-os por programa de investimento e por classe de ativo, quantificando apenas o montante anual a investir em cada programa individualizando apenas aqueles equipamentos ou projeto cuja dimensão do investimento o justifique, como é o caso de substituição de

transformadores/autotransformadores, ou o caso de remodelação de subestações. Esta recomendação permitirá ainda facilitar a supervisão da implementação do PDIRT-E, competência atribuída à ERSE pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, na atual redação que lhe é conferida pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de julho.

COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO À RND

Neste segundo grande bloco de «Projetos Base», o qual totaliza no primeiro quinquénio cerca 35,7 milhões de euros a custos totais, enquadram-se projetos que visam dar resposta aos compromissos assumidos com o operador da RND em termos de manutenção dos níveis de segurança de abastecimentos da RND, nomeadamente no reforço de capacidade de transformação MAT/AT, e, também, na instalação de equipamento para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa).

Do conjunto de «Projetos Base» relacionados com o apoio à RND, com entrada em exploração até 2024, destaca-se o projeto «*Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima*», num total de 21,9 milhões de euros, a concluir até 2023. *Para o efeito*, o operador da RNT prevê a instalação de autotransformação na futura Subestação de Ponte de Lima, que será um ponto central entre o eixo a 400 kV da futura interligação Minho-Galiza e os eixos a 400 kV provenientes de Pedralva, e a 150 kV entre Oleiros, Pedralva e Vila Fria. Segundo o operador da RNT este projeto visa melhorar a segurança de alimentação destas subestações alimentadas por linhas de 150 kV, cujo consumo previsto irá aumentar consideravelmente até 2029. O projeto prevê ainda a otimização de traçados das linhas que alimentam a subestação de Vila Fria.

A proposta de PDIRT-E 2019 prevê ainda um reforço na capacidade de transformação, designadamente na subestação de Divor e Ourique, com um investimento total agregado de 6,4 milhões de euros, para fazer face a um esperado aumento da procura. Estes investimentos em nova capacidade transformação acresce ao investimento em substituição de unidades em final de vida útil, com destaque para as subestações de F. Alentejo, V. P. Aguiar, Carregado, Pereiros e R. Maior, num total de cerca de 10 milhões de euros.

GESTÃO DE ENERGIA REATIVA

Nas anteriores propostas de PDIRT-E, o operador da RNT referiu a alteração do paradigma na gestão de energia reativa na RNT ao nível da redução dos trânsitos de energia reativa da RNT para a RND, em resultado da correção do fator de potência verificado na RND, consequência da tendência verificada na última década e agravada com o aumento de novos circuitos na RNT a 400 kV, geradores de reativa. Como solução, de modo a reduzir o efeito de subida da tensão nos barramentos das subestações devido

ao excesso de energia reativa na rede de transporte, nas alturas em que as redes estão com uma muito baixa utilização, o operador da RNT propôs-se instalar reactâncias para compensação de energia reativa e controlo de tensão, num total próximo de 8 milhões de euros até 2025 na sua proposta de PDIRT-E 2017.

Na atual proposta de PDIRT-E 2019 volta a ser proposto um investimento no primeiro quinquénio de cerca de 7,3 milhões de euros, dividido em duas fases. Segunda a proposta de PDIRT-E, este investimento está classificados como «Projeto Base». Já após 2025, o operador da RNT propõe um igual montante de investimento, mas, ao contrário do primeiro quinquénio, classifica estes projetos de compensação de energia reativa como «Projetos Complementares» e não como «Projetos Base», sem explicitar qualquer racional subjacente a esta alteração.

Análise e comentários

Sobre os investimentos relacionados com a melhoria da segurança da alimentação às subestações da RND e respetivos consumos abastecidos por estas, a ERSE não identifica qualquer motivo para que estes projetos não sejam concretizados na calendarização proposta.

Assim, e em linha com o referido no Parecer emitido pela ERSE, o reforço da segurança da alimentação aos consumos abastecidos pela RND, através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT, deve resultar da interação regular entre o operador da RNT e o operador da RND, e respetivas reuniões de planeamento, identificando as necessidades da rede de distribuição em termos de evolução esperada das cargas das subestações, e estudando qual a melhor solução de investimento.

A ERSE reafirma a necessidade de interligar a informação sobre a necessidade de projetos na RNT com as devidas referências às necessidades de reforço da transformação MAT/AT no PDIRD-E mais recente. Em particular, é importante que o benefício associado à redução do risco de energia não distribuída seja considerado em sede de PDIRD-E. Esta articulação entre ambos os planos de desenvolvimento e investimento nas redes, deve ser sempre acompanhado e suportado por estudos e indicadores técnicos que permitam fundamentar essa efetiva necessidade de reforço e demonstrar que as opções de investimento propostas são a mais adequada. Embora durante a Consulta Pública tenha sido expressa a existência de trabalhos regulares de coordenação entre ambos os operadores de rede, os méritos dos projetos em causa deverão ser confirmados na edição do PDIRD-E 2020.

Por outro lado, em linha com o seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE reitera a posição, sublinhando que a proposta continua omissa em apresentar alternativas associadas a uma melhor coordenação entre os operadores da RNT e RND no que diz respeito à gestão conjunta dos trânsitos de

energia reativa entre redes e o correspondente controlo do perfil de tensão. Nesse âmbito, e não colocando de parte a necessidade de pontualmente se recorrer a equipamentos de gestão de energia reativa, que devem sempre ser justificados em situações pontuais onde seja demonstrada a otimização da rede em termos técnicos e económicos, a ERSE reforça mais uma vez a estrita necessidade de que os operadores das redes coordenem entre si a operação das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede.

Esta posição é reforçada pelos comentários recebidos na Consulta Pública, que referem a necessidade de se estudar outras soluções, uma vez que quer do ponto de vista dos equipamentos de produção, quer da própria rede de distribuição, pode existir capacidade de absorver o excesso de energia reativa em algumas zonas de rede. Nesse sentido, a ERSE reforça o seu apelo a que os operadores de rede se coordenem entre si, por forma a adiar investimentos não urgentes, e desse modo não sobrecarregar os consumidores.

Adicionalmente, a ERSE realça a necessidade de que em futuros exercícios de planeamento, o operador da RNT apresente um balanço do funcionamento da rede, nas zonas em que foram adiados investimentos relativos à gestão de energia reativa, como ocorreu na proposta de PDIRT-E 2017, em que optou por adiar alguns dos mesmos para a proposta de PDIRT-E 2019, agora em apreciação.

GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No que diz respeito à atividade de Gestão Global do Sistema, o operador da RNT separa os projetos de investimento em dois blocos, com um montante de 1,8 milhões de euros de investimento anual:

A. Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS)

Para melhorar a eficiência dos processos de operação e manutenção associados ao funcionamento da RNT em termos de sistemas de comando e controlo, sistemas de proteção, de segurança contra intrusão, de telecontagem, e da monitorização da qualidade da onda de tensão, entre outros, o operador da RNT propõe um conjunto de investimentos ao nível da introdução de *«tecnologias de alto débito para permitir a monitorização e operação remota e em tempo real desses sistemas, contribuindo assim para uma melhoria na monitorização de ativos, na qualidade de serviço prestada e na análise de incidentes»*.

B. Gestão do Sistema e Operação da Rede

O operador da RNT refere a necessidade de atualizar o sistema de liquidação relativo às áreas de mercado, para fazer face aos novos Códigos Europeus que têm vindo a ser publicados. Em termos de operação de rede, designadamente do Centro de Despacho e Centro de Operação, o operador da RNT mantém a necessidade de ir realizando as devidas ações que se justifiquem necessárias. Assim, para as diferentes categorias de projetos classificados como «Projetos Base», a ERSE dá o seu parecer favorável a um montante total de investimento, a custos totais, de 142,2 milhões de euros, dos quais 133,3 milhões relativos a projetos imputáveis à atividade de Transporte de Energia Elétrica, e os restantes 8,9 milhões de euros relativos à atividade de Gestão Global de Sistema.

2 PROJÉTOS COMPLEMENTARES

Os «Projetos Complementares» totalizam no primeiro quinquénio, a custos totais, cerca de 53,3 milhões de euros, com o operador da RNT a apresentar as soluções que entende darem melhor resposta às necessidades de rede identificadas, nomeadamente ao nível das orientações de política energética, referindo expressamente que fica a respetiva «Decisão Final de Investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente».

Enquadram-se neste bloco os principais projetos associados a: 1) reforço da capacidade de receção de nova produção renovável, onde se destaca a ligação de novos aproveitamentos de tecnologia solar fotovoltaica e eólica; 2) reforço da capacidade de interligação; 3) o reforço da segurança de alimentação à RND e 4) sustentabilidade e gestão do sistema em ambiente de mercado.

REFORÇO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

O investimento associado ao aumento da capacidade de receção de nova potência renovável representa a quase totalidade do montante previsto em «Projetos Complementares» ao longo do horizonte do PDIRT-E 2019, confirmando uma tendência já verificada em anteriores exercícios de planeamento, orientados essencialmente para a integração de nova produção a partir de fontes de energia renovável, designadamente, produção hídrica, eólica e solar, criando-se assim condições de resposta ao crescente

número de novos pedidos de ligação e ao expectável aumento da capacidade instalada, em linha com as metas de política energética definidas pelo Governo²⁸.

No global, ao longo dos dez anos do horizonte da proposta de PDIRT-E 2019, os «Projetos Complementares» ascendem a um montante acima de 300 milhões de euros, representando cerca 55% do investimento total proposto. Já analisando apenas o primeiro quinquénio (2020-2024), o operador da RNT prevê ser necessário investir 53,3 milhões de euros.

Apesar deste desequilíbrio entre primeiro e segundo quinquénios, é importante lembrar que o primeiro triénio da proposta de PDIRT-E 2019 (2020-2022) coincide com os últimos três anos do primeiro quinquénio do PDIRT-E 2017 já aprovado, e, por isso, o investimento nos dois novos projetos de investimento agora propostos, acresce ao montante já aprovado de 295,2 milhões de euros²⁹.

Já para o segundo quinquénio da proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT prevê a construção de sete novos eixos de transporte, com um montante da ordem de 251,9 milhões de euros, mas cuja necessidade de emissão de Decisão Final de Investimento não está em análise e deve ser adiada para futuros PDIRT-E.

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DISPONÍVEL

O operador da RNT caracteriza no ponto 6.7 da proposta de PDIRT-E 2019 a atual capacidade de receção disponível nas várias subestações da RNT, desagregando os valores de capacidade disponível por nível de tensão e por zona de rede. Adicionalmente, no anexo 10, quantifica qual a capacidade de receção associada a licenças de produção já emitidas³⁰ e cuja capacidade está por isso cativa, não estando disponível para atribuição a novos pedidos de ligação, ainda que a ligação física à rede destes centros eletroprodutores não tenha ainda ocorrido.

Uma vez que, segundo a proposta de PDIRT-E 2019, esta informação é relativa a 31 de maio de 2019, não considera a capacidade que foi atribuída posteriormente, como por exemplo o valor da capacidade

²⁸ Pelo seu caráter estratégico, o operador da RNT refere que a concretização de todos esses projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019 «depende de decisões de política energética por parte do concedente, pelo que a decisão de realização (e quando) dos respetivos reforços de rede está dependente dessa confirmação por parte de produtores e do concedente”.

²⁹ Montante que inclui o investimento de 67 M€ correspondente ao novo eixo a 400 kV «F. Alentejo-Ourique-Tavira, entretanto antecipado face ao calendarizado inicialmente no PDIRT-E 2017, após 2024.

³⁰ O operador da RNT quantifica a capacidade atribuída, mas ainda não ligada à rede, bem como a capacidade cativa (em fase de atribuição), num total que a 31 de maio de 2019 representava cerca de 3 GW.

atribuída/cativa resultante do leilão de capacidade solar realizado em julho de 2019, em que foi atribuído um total de aproximadamente 1,3 GW de capacidade de receção, que deverá ligar-se às redes de transporte e redes de distribuição até 2022³¹. É importante sublinhar que estas licenças de produção resultam de capacidade que o operador da RNT disponibilizou da atual rede, ainda que até à ligação física à rede, estes centros eletroprodutores beneficiem da capacidade adicional resultante da concretização dos novos eixos de transporte no Alentejo, aprovados no PDIRT-E 2017, e que será essencial para que ocorram novos leilões no futuro.

Em termos de metodologia para determinação da capacidade disponível, o operador da RNT mantém a mesma abordagem já adotada no PDIRT-E 2017, quantificando, por um lado, a capacidade disponível individualmente em cada subestação e, por outro lado, a capacidade simultânea por área de rede, ou seja, considerando o volume de nova produção que se venha ligar no conjunto de subestações eletricamente próximas, e que por isso influencia a capacidade das subestações vizinhas. Com base em cenários de oferta, de nova produção e em cenários de procura, o operador da RNT verifica o estrito cumprimento dos Padrões de segurança para o planeamento da RNT (Anexo 1 do regulamento da Rede de Transporte), em regime normal e em regime de contingência, analisando o impacto na operação da RNT em termos de fluxos de energia e outras grandezas físicas, no contexto de um funcionamento integrado dos sistemas elétricos de Portugal e Espanha e respetivas trocas comerciais e fluxos de trânsito.

No entanto, esta análise integrada é complexa e, segundo o operador da RNT, *«dada a elevada quantidade de combinações distintas para alocação de potência pelas diversas subestações da RNT, torna-se inviável assegurar a existência de capacidades simultâneas para elevados montantes a nível global, tendo em conta a incerteza associada, quer à localização dos futuros centros eletroprodutores, quer a outros fatores externos como seja a evolução do sistema eletroprodutor espanhol»*. Por estes motivos, o operador da RNT sublinha que após a atribuição de capacidade de um valor global de 400 MVA, será necessário efetuar estudos de reavaliação da capacidade remanescente efetivamente disponível para atribuição.

Como resultado da aplicação da metodologia, e respetivas análises realizadas, o operador da RNT quantifica, e desagrega, os valores de capacidade disponível no curto prazo e no médio/longo prazo.

³¹ A nova redação do Decreto-Lei n.º 172/2006, publicada a 3 de julho, prevê que os promotores de centros eletroprodutores possam ter acesso à RESP, através de i) regime geral; ii) por acordo iii) através de leilão, tal como descrito no n.º 5-A, passando a ser necessário solicitar reserva prévia de capacidade, atribuída através de título de reserva de capacidade (TRC).

No curto prazo, à data de 31 de maio, quantifica no Quadro 6-23, a capacidade disponível por zona de rede e nível de tensão, em que considera a rede atual e as licenças de produção já atribuídas pela DGEG. Nessa informação, o operador da RNT refere a existência de um valor superior de capacidade de receção disponível junto aos eixos de 400 kV localizados no litoral, onde o consumo local é também superior. Sublinha ainda o operador da RNT que a soma da capacidade associada a licenças de produção já atribuídas e a capacidade cativa para ligações AT e MT resulta na saturação da capacidade de receção disponível no nível de 60 kV, por limitação da capacidade de transformação MAT/AT instalada.

No médio/longo prazo, o operador da RNT apresenta no Quadro 6-25 os valores indicativos de capacidade em função dos futuros reforços de rede, englobando os projetos já aprovados e os projetos planeados propostos ao longo dos dez anos do horizonte temporal da presente edição do PDIRT-E 2019. Nessa informação, o operador da RNT prevê um aumento considerável da capacidade de receção disponível, em resultado da concretização de diferentes eixos estruturantes da RNT, a maioria dos quais calendarizada para o segundo quinquénio. Importa sublinhar que alguns destes novos eixos apenas acrescentam nova capacidade de receção, se concretizados em conjunto, e respeitando a ordem da calendarização definida pelo operador.

Nessa mesma sessão do ponto 6,7, o operador da RNT quantifica o potencial de nova capacidade resultante do conjunto de projetos, agrupada por área geográfica, num total de 4,1 GW, sendo destacada a região Sul com cerca de 1100 MW. Não obstante esta capacidade ser teórica e não garantida, uma vez que o operador da RNT condiciona o valor real disponível à localização e à tecnologia instalada, quer em Portugal, quer em Espanha, conclui que para o segundo quinquénio qualquer valor indicativo de capacidade deve ser reanalisado em próximas edições de PDIRT-E.

Por último, a proposta de PDIRT-E 2019 faz ainda referência à possibilidade de um aumento adicional da capacidade de receção na região Sul na sequência da desclassificação da central de Sines (1200 MW), ainda que considere um acréscimo de apenas 400 MW, uma vez que 800 MW estão cativos para uma futura central a carvão com tecnologia que permita baixas emissões de gases de efeito de estufa³².

Análise e comentários

Dando expressão aos comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE regista com apreensão o facto da evolução da capacidade de rede disponível para ligação de novos produtores, em especial no curto

³² De acordo com a Portaria n.º 1074/2006.

prazo, denotar um claro déficit de capacidade no nível de tensão 60 kV, limitando, por um lado, as opções de ligação às redes por parte dos promotores, incentivando-os implicitamente a ligar-se em MAT, e por outro, impedindo uma utilização da capacidade de receção já existente nas redes de distribuição, e que desde modo não poderá ser atribuída a nenhum novo pedido de ligação. Esses mesmos comentários, relacionam o déficit de capacidade na fronteira MAT/AT com o déficit de capacidade de transformação MAT/AT.

Nesse sentido, a ERSE recomenda que o operador da RNT inclua na próxima edições de PDIRT-E a identificação das necessidades de rede ao nível da transformação MAT/AT, de forma a criar as condições para que seja possível a ligação de produtores ao nível de 60 kV, sempre que esta seja a solução mais eficiente do ponto de vista técnico e económico. Esta identificação de necessidades ao nível do reforço da capacidade de transformação MAT/AT deverá ser complementar ao já disponibilizado pelo operador da RNT no que respeita à garantia do abastecimento de consumos da RND.

Um aspeto realçado nos contributos recebidos Consulta Pública é a possibilidade de este investimento em nova capacidade de transformação passar por participações ao investimento, parciais ou totais, por parte dos promotores interessados em antecipar o investimento para permitir ligar os seus centros eletroprodutores às redes de distribuição, em linha com o já previsto no Decreto-Lei 172/2006, na sua atual redação de 3 de julho.

Ainda sobre reforços de rede, e em linha com o seu comentário já expresso em anteriores pareceres, a ERSE recomenda que, previamente à decisão de novo investimento associado a novos eixos de transporte na RNT, o operador da RNT, em coordenação com o operador da RND, avalie em que medida o déficit de capacidade, na atual RNT e na fronteira RNT/RND, é estrutural, ocorrendo sistematicamente num número significativo de horas ao longo do ano, ou se esse déficit corresponde somente a situações pontuais que ocorrem em apenas algumas horas do ano, ou corresponde a outras situações que resultam da simulação de cenários extremos de hidraulicidade e eolicidade, coincidentes com períodos de baixo consumo e que, por isso, não representam um déficit estrutural de capacidade.

A ERSE reforça assim a sua recomendação para que o operador da RNT, previamente à decisão de viabilizar ou não uma requisição de ligação, incluindo aquelas relacionadas com ligações físicas à RND, tenha em consideração a respetiva tecnologia de produção associada (com diagramas horários de produção diferenciados no caso da solar ou eólica) e tenha em consideração a alteração do paradigma de operação destas centrais que, operando em regime de mercado, têm de obedecer a requisitos técnicos regulamentares específicos que dão ao operador da rede uma maior autonomia na gestão da rede, e que,

perante situações pontuais de desequilíbrios, lhe permitem um controlo ativo da injeção destes produtores.

Já quanto à metodologia adotada para determinação das capacidades simultâneas da RNT, embora no geral seja adequada, e essa avaliação foi realçada na Consulta Pública, a sua aplicação poderia beneficiar de estudos conjuntos a realizar com o operador da rede espanhola, no sentido de identificar futuros cenários de ligação de nova produção de ambos os lados da fronteira, incluindo caracterização da distribuição geográfica e da tecnologia associada a essa nova capacidade portuguesa a espanhola. Esta informação conjunta permitiria, por exemplo, aprofundar os estudos e disponibilizar diferentes gamas de valores de capacidade, com diferentes graus de garantia e de modo probabilístico, ou seja, associando uma maior probabilidade de garantia de ocorrência para valores inferiores de capacidade disponível, enquanto valores superiores de capacidade disponível teriam uma menor garantia de ocorrência. Sem estes estudos, não é possível perceber quais as verdadeiras necessidades de rede, e deste modo, não é possível ao Concedente identificar quais são os projetos que são efetivamente necessários, correndo-se o risco de se concretizar um volume não justificado de projetos com os respetivos impactos nas tarifas a suportar pelos consumidores.

PROJETOS COMPLEMENTARES PROPOSTOS PELO OPERADOR DA RNT

Em termos de investimento proposto, o operador da RNT complementa a oferta de capacidade já aprovada no PDIRT-E 2017 com dois novos eixos a concretizar até 2024.

A. Eixo a 400 kV Alqueva-Divor

O operador da RNT propõe a concretização deste projeto, a concluir até 2023, com o objetivo de criar valores adicionais de capacidade de receção nas zonas da RNT localizadas a Sul, em linha com as metas inscritas no PNEC 2030, de penetração de produção a partir da tecnologia solar fotovoltaica. Este eixo complementarará o «Eixo a 400 kV F. Alentejo-Ourique-Tavira», já aprovado, e segundo o operador da RNT, ambos os eixos em conjunto, contribuirão para uma crécimo de cerca de 700 MVA de nova capacidade de receção na região sul³³.

³³ Para atingir os 700 MVA, será ainda necessário proceder ao reforço da capacidade de transporte dos circuitos Palmela-Sines 2,3 e Palmela-Alcochete/Alcochete-Fanhões.

B. Eixo a 400 kV Pedralva-Sobrado

O projeto de investimento relativo ao novo eixo a 400 kV entre as subestações de Pedralva e Sobrado, num total de cerca de 29,6 milhões de euros, é justificado na proposta de PDIRT-E 2019 como necessário para *«manter a capacidade de interligação para fins comerciais no valor objetivo de 3000 MW, designadamente e no caso no sentido de importação, face ao crescimento da geração instalada no norte de Portugal e na região da Galiza»*. Este projeto, classificado como PCI na quarta lista regional aprovada pela Comissão Europeia a 31 de outubro de 2019³⁴, *«traz consigo um incremento ao valor de capacidade de receção da região (na casa dos 300-400 MW) »*, sendo um eixo importante para escoar a produção associada ao crescente volume de capacidade hídrica instalada, sendo complementar aos restantes eixos na região do Minho, em especial o «Eixo V. Minho-Pedralva» e o novo «Eixo R.Pena-Feira». A ERSE relembra, mais uma vez, que está ainda por concluir a interligação Minho Galiza, ou seja o eixo entre a zona de Ponte de Lima e Espanha, com papel igualmente muito importante para alcançar a meta dos 3000 MW de capacidade de interligação para fins comerciais.

Análise e comentários

A ERSE, por princípio, é favorável à concretização de todos os projetos classificados como PCI, em linha com a posição expressa em pareceres anteriores. No entanto, recomenda que a sua calendarização seja coordenada com os outros projetos que partilham o mesmo objetivo, seja de criação de capacidade de receção, seja de aumento da capacidade de interligação. Aliás, a ERSE recorda que este projeto não mereceu emissão de DFI no último PDIRT-E 2017, tendo a mesma sido adiada para a atual edição de PDIRT-E 2019 e, por isso, devem ser repetidos os mesmos procedimentos de análise da calendarização do projeto.

No global, com a aprovação deste montante ligeiramente superior a 53,3 milhões de euros na construção destes dois novos eixos planeados após 2022, a que acrescem os eixos já aprovados em sede de PDIRT-E 2017, é expectável que a RNT aumente significativamente a sua capacidade de oferta de receção de nova capacidade renovável e possa deste modo responder ao recente aumento do interesse dos promotores em novos empreendimentos, sobretudo de tecnologia solar, no sul do país.

³⁴ Projeto incluído no *cluster* 2.16 de acordo com a quarta lista de PCI, publicada em 11 de março de 2020, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013.

COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND PARA EFEITOS DE LIGAÇÃO DE NOVOS PRODUTORES

Num contexto de crescimento da nova capacidade de produção renovável descentralizada ligada à RND, sem um crescimento equivalente ao nível das cargas naturais da RND, há uma tendência clara para a ocorrência de cada vez mais situações de inversão do sentido de fluxo de energia, com injeção na RNT a partir da RND. Esta situação é tanto mais expectável quanto maior for o crescimento da penetração de produção a nível local, em níveis de tensão mais baixos, associado ao crescimento do autoconsumo, realidade que fará reduzir a carga média a abastecer do ponto de vista da RNT.

Neste novo contexto da operação das redes, só será possível garantir que existe capacidade nas redes para responder a fluxos de energia em ambos os sentidos, se, para além de se reforçar as redes construindo novas linhas, houver igualmente um reforço da atual capacidade de transformação MAT/AT.

Significa assim que, no planeamento do desenvolvimento da RNT, o operador da RNT deve ter em consideração não apenas os projetos necessários para fazer face as necessidades da rede MAT em termos de injeções de produtores ligados fisicamente à RNT, mas deve também procurar dar resposta às necessidades da RND, e, em particular, à falta de capacidade de receção na fronteira MAT/AT. Para tal, o operador da RNT deve sempre que justificado, em resultado de estudos conjuntos com o operador da RND, propor novos investimentos em capacidade de transformação MAT/AT.

A identificação de necessidades na fronteira entre as duas redes será tanto mais robusta quanto mais as decisões de investimento resultarem de um exercício de planeamento integrado, eficiente e coordenado, que seja fundamentado por estudos conjuntos e metodologias integradas, e adotado por ambos os operadores da RNT e da RND.

Na proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT refere, mas não apresenta, qualquer resultado de novos estudos efetuados em conjunto com o operador da RND que visem uma adequação dos respetivos planos de investimentos às condições de exploração das suas redes, referindo apenas que existe uma troca regular de informação e que são realizadas reuniões de planeamento entre os dois operadores, e assumindo que o PDIRT-E é tido em conta no momento da decisão dos investimentos a propor no PDIRT-E.

Análise e comentários

O tema da necessidade de aprofundar a coordenação entre operadores de rede e da necessidade de transição para um planeamento mais integrado entre o operador da RNT e o operador da RND foi um tema abordado nos diferentes comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2019.

Existe a clara percepção de que há, ainda, espaço e oportunidade de melhoria na coordenação entre os operadores de rede, nomeadamente na realização de estudos conjuntos que permitam identificar por exemplo quais as verdadeiras necessidades de investimento na fronteira MAT/AT, para que os promotores possam escolher a solução mais eficiente para se ligar à rede, em função da dimensão dos seus parques e da sua dimensão económica. Deste modo, será possível otimizar a distribuição da nova produção renovável pelo território nacional criando coesão regional, não desperdiçando a atual capacidade de receção existente na RND, essencial para dar resposta ao número crescente de novos pedidos de ligação à RND, a maioria dos quais é atualmente recusada por falta de capacidade de transformação na fronteira RNT/RND.

Como resultado destes contributos, a ERSE recomenda ao operador da RNT que procure identificar e aproveitar essas oportunidades de melhoria no seu exercício de planeamento, adotando soluções de planeamento integrado, não apenas do ponto de vista tradicional de garantia do abastecimento das cargas (injetores), mas igualmente do ponto de vista da inversão de fluxos de trânsito de energia e necessidade de reforço da fronteira RNT/RND, otimizando a operação conjunta das atuais redes, num novo enquadramento dado pelos códigos de rede europeus, e identificando em conjunto com o operador da RND as efetivas necessidades de transformação MAT/AT, de modo a viabilizar o aproveitamento da capacidade já existente na RND, permitindo diferir no tempo o investimento em outras solução mais dispendiosas e com um impacto direto nas tarifas a suportar pelos consumidores.

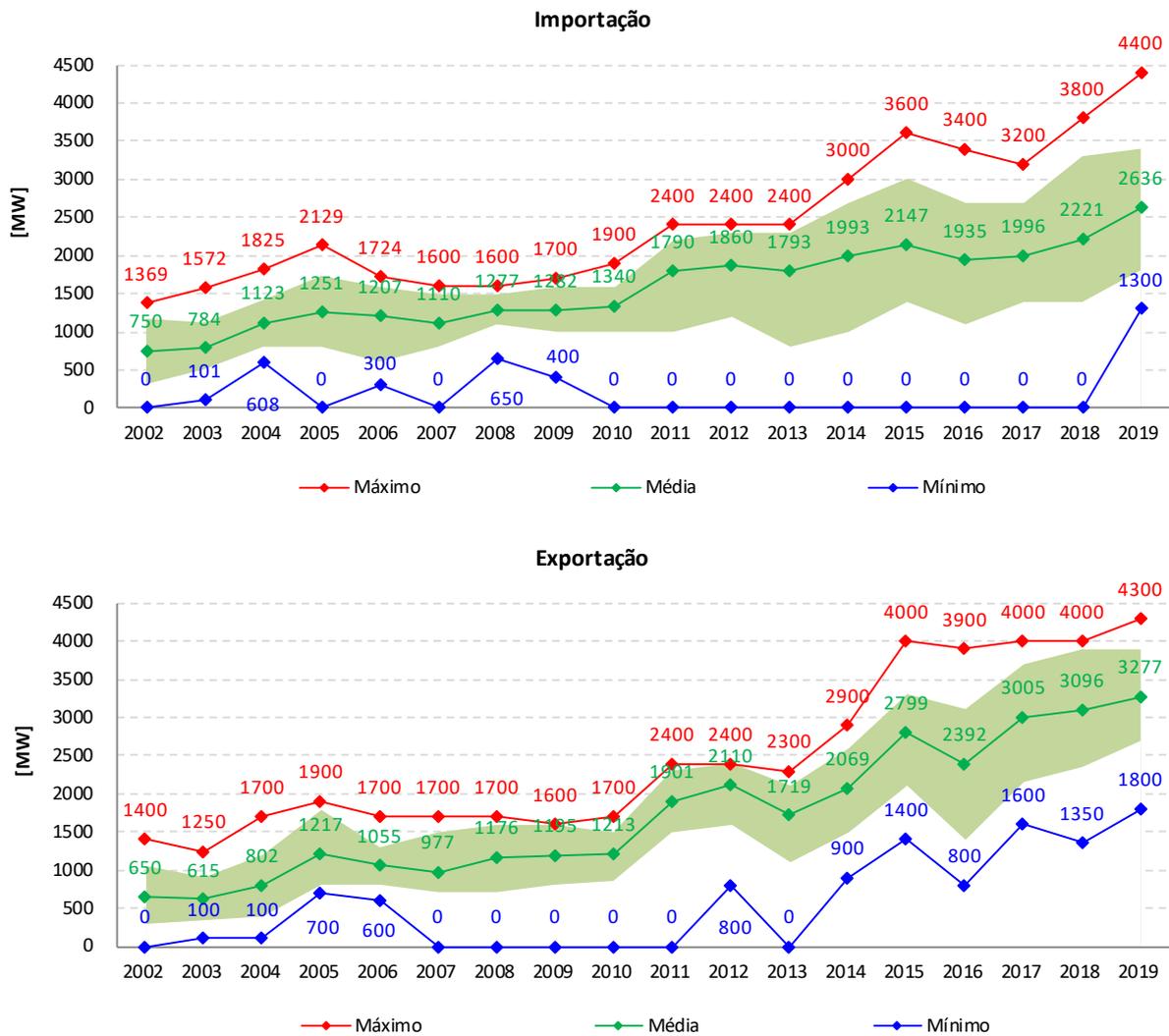
Por outro lado, em termos de benefícios resultantes da concretização dos «Projetos Complementares» já aprovados, designadamente em termos de acréscimo de capacidade de receção adicional, a ERSE regista como aspeto não conseguido nesta proposta de PDIRT-E 2019, o fato do operador da RNT adotar uma metodologia que se traduz por anunciar apenas valores de capacidade garantidos, de dimensão reduzida, condicionando valores superiores a estudos suplementares a realizar. A ERSE considera adequada a prudência do operador da RNT em termos de necessidade de realização de estudos que confirmem a capacidade efetivamente disponível, em função da troca de informação com o operador da rede espanhola, mas, ainda assim, recomenda que o operador da RNT disponibilize uma gama de valores de capacidade, com carácter probabilístico e com diferentes graus de garantia, ou seja, uma maior probabilidade de ocorrência para valores inferiores de capacidade disponível, e, naturalmente, uma probabilidade inferior para valores mais elevados de capacidade. Sem a adoção desses estudos, não é possível perceber quais serão as verdadeiras necessidades futuras das redes, nem demonstrar os benefícios dos investimentos propostos, dificultando ao Concedente o processo de avaliação daqueles projetos identificados como efetivamente necessários, correndo-se o risco de se concretizar um volume não justificado de investimento, com os impactos negativos nas tarifas a suportar pelos consumidores.

CONCORRÊNCIA E REFORÇO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA

Ao longo da última década, resultado dos investimentos realizados pelos operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha, incluindo o reforço interno em ambas as redes de transporte, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a capacidade de interligação disponibilizada pelos operadores para fins comerciais manteve uma tendência de crescimento.

Em concreto, no sentido importador (fluxo de Espanha para Portugal), a capacidade cresceu desde um valor médio de 1100 MW em 2004 para um valor médio de 2636 MW registado em 2019, o que constitui um novo máximo histórico. Também no sentido exportador se verificou um máximo histórico, com um valor médio horário ao longo do ano de 3277 MW. Para além destes máximos históricos ocorridos em 2019, destaca-se o facto dos valores mínimos de capacidade registados ao longo do ano não terem sido nulos, mesmo considerando as indisponibilidades temporárias de elementos de rede, bem como as consequentes limitações impostas pela ocorrência simultânea de períodos com forte produção renovável, não armazenável, em simultâneo com períodos de consumo reduzido, com impacto na segurança da operação das redes. Esta tendência de crescimento dos valores de capacidade disponível para fins comerciais vem contribuir para que seja cumprida a meta de 10%³⁵ em 2020, meta entretanto alterada para 15% no horizonte 2030, em linha com o PNEC 2030.

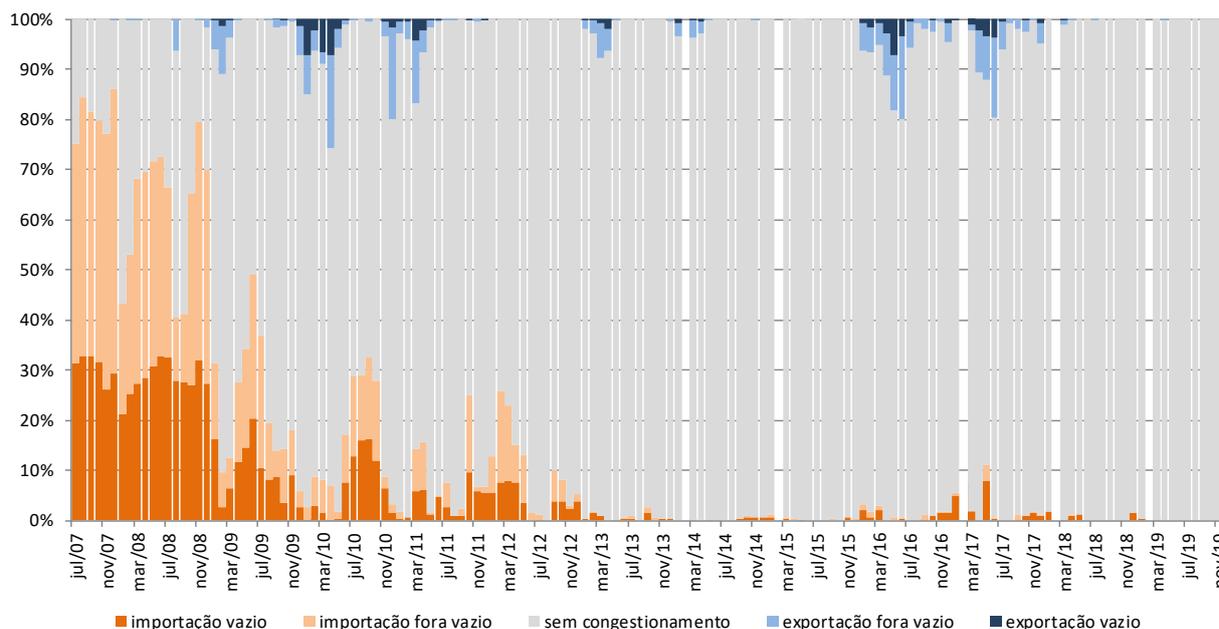
³⁵ A meta de 20% em 2020 foi definida no Conselho Europeu em 2002, assumida por Portugal e Espanha na Cimeira de Badajoz. Em 2019, o rácio entre o valor médio da capacidade no sentido importador (mais baixo) e a capacidade de produção instalada atingiu o valor de 12%.



Fonte: ERSE, OMIE

UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Em termos de utilização da capacidade de interligação, regista-se uma tendência de diminuição do número de horas de congestionamento, que passou de taxas superiores a 80% ocorridas no segundo semestre de 2007 para valores médios horários ao longo de 2018 e 2019 inferiores a 1%. Esta redução foi ainda acompanhada de uma diminuição do diferencial de preços entre as áreas de rede portuguesa e espanhola, o que se traduziu igualmente uma redução significativa das rendas de congestionamento.



Fonte: ERSE, OMEL

Em termos de projetos afetos ao vetor «Integração de mercados e concorrência», o operador da RNT inclui nesta proposta de PDIRT-E 2019 o projeto «Eixo a 400 kV Pedralva-Sobrado», classificado como PCI, fundamental ao reforço da capacidade de interligação, e como complemento ao eixo de interligação Minho-Galiza, cuja DFI foi emitida em sede de PDIRT-E 2017, embora ainda por concretizar (a calendarização tem sido adiada ao longo do tempo por dificuldades de licenciamento de parte do seu traçado, quer em Portugal, quer em Espanha).

O operador da RNT fundamenta a atual calendarização do projeto «Pedralva-Sobrado» com o aumento expectável de fluxos de energia resultantes dos recentes reforços em centros eletroprodutores localizados na bacia do Cávado e em particular os futuros aproveitamentos no Alto Tâmega - «*a data da sua concretização deva ser articulada com a data de entrada em serviço das centrais do Alto Tâmega, de forma a evitar reduções na capacidade de interligação*» - e referindo ser necessário «*manter a capacidade de interligação para fins comerciais no valor objetivo de 3000 MW, designadamente e no caso no sentido de importação, face ao crescimento da geração instalada no norte de Portugal e na região da Galiza*».

Análise e Comentários

A ERSE tem reconhecido desde sempre as vantagens do reforço das interligações com Espanha, como forma de contribuir para a implementação e o bom funcionamento do MIBEL, passo essencial para se

desenvolver o Mercado Interno de Energia na Europa, mas também, como forma de facilitar a integração da produção a partir de fontes de energia renovável. A capacidade assume particular importância não apenas ao nível das trocas comerciais, mas igualmente em situações de emergência na operação das redes dos sistemas elétricos português e espanhol, como já acontecia ainda antes da concretização do MIBEL.

A ERSE, por princípio, é favorável à concretização de todos os projetos classificados como PCI, em linha com a posição expressa em pareceres anteriores. No entanto, recomenda que a sua calendarização seja coordenada com a concretização de outros projetos que partilham o mesmo objetivo, designadamente a Interligação Minho-Galiza. Aliás, sobre o «Eixo Pedralva-Sobrado», a ERSE recorda que este projeto não mereceu emissão de DFI no último PDIRT-E 2017 tendo a decisão sido adiada para a atual edição de PDIRT-E 2019.

Não obstante a calendarização de ambos os projetos classificados como PCI (interligação e o eixo Pedralva-Sobrado) parecer ser adequada para que se atinja a meta de 3000 MW de capacidade disponível para fins comerciais em ambos os sentidos, a ERSE recomenda que seja realizado um exercício de supervisão sobre os valores de capacidade de interligação efetivamente disponibilizados aos agentes de mercado, de modo a ser aferida a probabilidade do cumprimento do rácio de interligação inscrito de 15%. A ERSE recorda ainda que, a cumprir-se a evolução da capacidade instalada prevista para esse horizonte no RMSA-E e no PNEC 2030, será necessário disponibilizar aos agentes valores de capacidade comercial acima dos 4000 MW em 2030.

Ainda que essa capacidade possa não ser utilizada em sede de mercado diário e intradiário, para que tal valor possa ser alcançado, a ERSE recomenda que o operador da RNT adote novas metodologias de cálculo da capacidade que pode efetivamente disponibilizar ao mercado, procurando maximizar a mesma. A ERSE recorda que à disposição do operador da RNT existem instrumentos de gestão da rede que lhe permite, se necessário por motivos de segurança da operação a rede, reduzir temporariamente a mesma, o que pode suceder em virtude da ocorrência simultânea de determinados cenários de produção/consumo.

PROJETOS DE INVESTIMENTO NAS REDES NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Num contexto de transição energética, as infraestruturas energéticas irão ser cruciais na viabilização da transformação da economia. O seu planeamento deve garantir a compatibilização da evolução tecnológica, que envolve, nomeadamente, o aproveitamento de recursos endógenos e a oferta de flexibilidade, com o esforço exigido no desenvolvimento das infraestruturas. As decisões de investimento deverão, assim, considerar estas dimensões como requisitos.

A construção de mais rede elétrica surge como a primeira resposta natural à proliferação de intenção de ligação de novos eletroprodutores de origem renovável, em locais onde se verifique que a rede elétrica não tenha efetivamente capacidade para a sua integração, mas surge também como resposta a necessidades esporádicas de maior potência disponível de ligação à rede para o carregamento «rápido» de veículos elétricos, caso não se opte por generalizar soluções «inteligentes» de ligação da produção ou do consumo ou de carregamento de veículos elétricos.

No mesmo sentido do desenvolvimento das atuais redes, surge a necessidade de mais interligações internacionais, na rede de transporte em muito alta tensão, para que se possa aproveitar e explorar adequadamente o potencial que a diversidade geográfica europeia apresenta, em termos de disponibilidade de recursos renováveis endógenos.

Em contrapartida, é provável, num futuro não muito distante, que venha a ocorrer uma redução da utilização das redes elétricas, com especial incidência nas redes de tensões mais elevadas, não só como consequência de uma forte penetração da produção elétrica descentralizada e da produção para o autoconsumo, mas também como consequência da implementação de soluções inteligentes de flexibilidade, como o armazenamento e o papel ativo dos consumidores, incluindo medidas de eficiência energética no consumo.

Estes sinais contraditórios impõem que a regulação continue a velar pela redução dos riscos de ocorrência de «custos afundados» futuros em redes e infraestruturas reguladas, assegurando que não serão os clientes «não ativos» a ter que suportar os custos daí decorrentes. Implica, ainda, manter o ritmo de investimento prudente e a introdução de novas estratégias de manutenção das redes elétricas existentes que incentivem a sua utilização durante mais anos. A regulação irá refletir na viabilidade de continuar a planear redundâncias que assegurem 100% de disponibilidade das redes, num contexto com opções de flexibilidade a participar no sistema.

Estas considerações formam parte do cenário para a identificação e concretização dos investimentos indispensáveis a toda a transformação que a transição energética irá representar. Efetivamente, o desenvolvimento das redes será um dos desafios desta transição energética, já que se antecipam sinais contraditórios na sua planificação e realização.

Apesar do tema da transição energética estar subjacente aos cenários que definiram a atual proposta de PDIRT-E 2019, este ainda não aprofunda o tema com a perspetiva que alguns agentes esperam, nomeadamente criando uma visão de futuro, e realizando análises de sensibilidade para cenários futuros

de uma maior penetração de medidas de flexibilidade, um maior papel dos consumidores, e uma maior integração entre setores, por exemplo, entre o setor elétrico e o setor do gás natural.

Durante a Consulta Pública, a ERSE recebeu diversos comentários abordando estes temas, destacando-se a importância de um planeamento integrado das redes, e da importância de garantia da fiabilidade das mesmas, com boa qualidade de serviço, como garante de suporte a um novo contexto da economia baseada na digitalização e tecnologias de informação, que obrigam a um número mínimo de falhas de abastecimento.

Mas os comentários também vão no sentido de preparar as redes elétricas para um futuro mais próximo, em que se irá registar a saída das centrais térmicas a carvão, cuja capacidade será numa primeira fase substituída por capacidade em aproveitamento hídricos e mais tarde numa maior penetração de produção renovável de origem eólica e solar. A flexibilidade será fundamental, incluindo o armazenamento, que pode passar desde a capacidade instalada de bombagem, até solução mais próxima do consumo, com um papel crescente na participação dos consumidores na gestão das redes, incluindo a produção para autoconsumo, a partilha de energia em comunidades, e o próprio armazenamento distribuído.

Em termos de procura, o Conselho Tarifário refere que será necessário garantir a coabitação da eletrificação da economia associada à descarbonização das sociedades, com uma tendência decrescente da intensidade elétrica no PIB, originando uma maior eficiência da utilização dos recursos e uma redução das necessidades energéticas. Adicionalmente, a ponta da RNT tenderá a superar a ponta síncrona na sequência de uma tendência crescente para o número de horas em que o fluxo será invertido com uma forte injeção na RNT com origem na produção da RND.

Este balanço, difícil, entre investir em rede e adiar investimento, recorrendo a outras soluções de flexibilidade e gestão inteligente do consumo e das redes, reforça a necessidade de o exercício de planeamento ter de recorrer cada vez mais a cenários probabilísticos e menos a cenários determinísticos, complementado com análise de sensibilidade aos seus principais parâmetros.

Já do ponto de vista de mais longo prazo, os comentários referem a importância de estudar os benefícios resultantes de sinergias com outros setores, e o impacto destes nas necessidades das redes elétricas, casos das infraestruturas de gás natural e a futura integração de tecnologias como a utilização do hidrogénio.

A ERSE revê-se nestes comentários e salienta a importância de se evitar investimentos que se venham a revelar ociosos no futuro, motivados por uma ótica de curto prazo, apoiada numa elevada manifestação de pedidos de ligação às redes de novos produtores (solar), sem que essa procura seja suportada por metas

de política energética e sem que exista uma definição das zonas onde essa produção deve ocorrer garantindo a coesão territorial. Para tal, a ERSE considera que o planeamento da RNT deve ser integrado numa perspetiva de médio/longo prazo, considerando as diferentes necessidades das redes de transporte e de distribuição, e as suas sinergias, necessidades estas que derivam da política energética, incluindo vários fatores como o ritmo de desclassificação de centrais térmicas, o ritmo de eletrificação da sociedade, incluindo a alteração dos consumos locais associados a veículos elétricos, mas ao mesmo tempo cumprindo sempre os padrões mínimos de fiabilidade da operação das redes, garantindo uma sociedade moderna e assente na digitalização da economia, com crescente papel dos consumidores e das comunidades de energia.

A.8 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

A realização dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019 impactarão nos custos das atividades reguladas de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e Gestão Global do Sistema (GGS), por via da alteração das componentes dos custos de capital e dos custos de exploração. Esta alteração dos custos impactará na definição dos proveitos permitidos do operador da RNT e, conseqüentemente, nas tarifas de acesso às redes que recuperam esses proveitos. Naturalmente, estes impactes tarifários dependerão igualmente da evolução da procura de energia elétrica e, no caso particular das tarifas de uso da rede de transporte, da energia elétrica veiculada por esta rede e da potência tomada pelos consumidores ou injetada pelos produtores, em cada período tarifário.

Os montantes dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019 pelo operador da RNT totalizam 743,0 M€. Deste montante, o operador da RNT estima concretizar 195,5 M€ de investimento no primeiro quinquénio e os restantes 547,5 M€ no segundo quinquénio. Tal como suprarreferido, os investimentos são categorizados em «Projetos Base» e «Projetos Complementares», sendo apresentados com uma desagregação por projeto. Especificamente, os valores das transferências para exploração da primeira categoria, desagregados por projeto e por ano para o primeiro quinquénio da análise (2020-2024), totalizam 142,2 M€, enquanto no segundo quinquénio (2025-2029) totalizam 156,2 M€. Já no caso dos «Projetos Complementares», os valores das transferências para exploração, desagregados por projeto e por ano para primeiro quinquénio, são de cerca de 53,3 M€, enquanto no segundo quinquénio ascendem a 391,3 M€. Os custos apresentados são desagregados entre custos primários, custos de estrutura e gestão e encargos financeiros.

Em consonância com o procedimento adotado em anteriores análises, atendendo à menor maturidade dos projetos previstos para o segundo quinquénio, à sua maior incerteza em termos de montante de investimento e respetiva calendarização, a análise de impactos tarifários realizada pela ERSE incidiu apenas no quinquénio 2020-2024. Esta opção também se justifica pelo facto do PDIRT-E ser revisto bienalmente, pelo que os projetos que caem na janela temporal do segundo quinquénio serão seguramente analisados em momentos futuros. Por outro lado, e dado o peso reduzido que a atividade de GGS tem no total dos investimentos propostos e conseqüentemente nos proveitos permitidos do operador da RNT, a análise de impactes efetuada incide apenas na atividade de TEE. Refira-se que na proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT propõe para o período a que este plano diz respeito um investimento anual na atividade de GGS de 1,8 M€, totalizando 8,9 M€ no período de 2020 a 2024, o que corresponde a 4,6% do montante do investimento proposto para este período. Recorde-se que no anterior PDIRT-E, para o período de 2018

a 2022 (correspondente ao 1.º quinquénio), as transferências para exploração a custos diretos referentes à atividade de GGS representavam 24,5 M€, cerca de 5,2% do total previsto para esses 5 anos.

Em termos metodológicos, as simulações foram efetuadas em dois passos: num primeiro momento estima-se o impacto da decisão de investimento nos montantes de proveitos permitidos da atividade de TEE, que serão recuperados através da tarifa de Uso da Rede de Transporte, e num segundo momento estima-se o impacto tarifário da proposta de PDIRT-E 2019, para as tarifas de uso da rede de transporte, para as tarifas de acesso às redes e para os preços finais.

A análise dos impactes da proposta de PDIRT-E 2019 incluiu uma envolvente distinta das análises efetuadas para anteriores planos de investimentos na rede de transporte, dado esta ser desenvolvida após a aprovação do plano anterior. Com efeito, o Secretário de Estado da Energia aprovou, a 14 de fevereiro de 2019, parte dos projetos de investimento propostos no PDIRT-E 2017, que totalizam o montante de 535,1 M€, correspondendo 239,9 M€ a «Projetos Base» e 295,2 M€ a «Projetos Complementares».

Neste contexto, de modo a ter a perceção dos impactes incrementais dos investimentos associados ao PDIRT-E 2019 em apreço, optou-se por desagregar a análise dos investimentos em duas categorias: (i) agregado dos investimentos aprovados do PDIRT-E 2017 e anteriores a este plano de investimentos; (ii) investimentos propostos no PDIRT-E 2019. Esta análise de impactos é apresentada a partir do ano 2017, de modo a ter uma referência anterior ao início do primeiro quinquénio do PDIRT-E 2017 (2018-2022), e termina no fim do primeiro quinquénio da proposta do PDIRT-E 2019 (2020-2024), pelo que inclui alguns projetos do PDIRT-E 2017, a transferir para exploração no segundo quinquénio deste plano. Adicionalmente, verificou-se a sensibilidade dos impactes face a diferentes previsões de evolução do consumo de energia elétrica e às comparticipações ao investimento resultantes de novas ligações à rede, no âmbito da Diretiva n.º 10/2019, de 4 de abril de 2019, que veio definir os montantes dos encargos relativos à comparticipação nas redes e dos encargos com os serviços de ligação.

Os restantes pressupostos usados nestas simulações, descritos no ponto 2, respeitam ao valor inicial e às evoluções consideradas para a base de ativos regulados, para os custos de exploração e para as restantes componentes dos proveitos permitidos à atividade de TEE. Importa referir que as análises de impactes tarifários efetuadas no presente documento pela ERSE são *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos do SEN, designadamente os CIEG, as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, considera-se que estes custos não se alteram ao longo do período analisado.

1. ANÁLISE EFETUADA PELO OPERADOR DA RNT

O operador da RNT, na proposta de PDIRT-E 2019, apresenta o impacte tarifário para o quinquénio 2020-2024 das previsões de investimento incluídas no plano, quer para os «Projetos Base», quer para os «Projetos Complementares», considerando apenas a alteração da base de ativos regulada e a consequente alteração dos custos com *Capital Expenditures* (CAPEX) ³⁶, partindo dos dados fixados em Tarifas de 2019. As restantes componentes de proveitos mantêm-se constantes para o período em análise.

De acordo com o referido na proposta de PDIRT-E 2019, as simulações de impactes efetuadas pelo operador da RNT tiveram por base os seguintes pressupostos:

- consumo referido à emissão e consumo final são constantes ao longo do período, com valor igual ao estimado pela ERSE em Tarifas de 2019;
- base de ativos considerando todos os ativos que se encontravam em serviço a 31 de dezembro de 2018, acrescida:
 - o dos projetos que em final de 2018 se previa colocar em exploração até final de 2019;
 - o dos projetos aprovados do PDIRT-E 2017 (2018-2027) que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise;
- tomaram-se como base de partida e para efeitos comparativos, as tarifas estabelecidas pela ERSE para 2019;
- preço médio do setor elétrico e das tarifas de acesso calculados considerando o consumo final a clientes;
- proveitos unitários da atividade de transporte considerando os impactes do PDIRT nos custos com capital (remuneração da base de ativos regulada e amortizações), OPEX sujeitos a eficiências e incentivo à racionalização económica dos investimentos, calculados com o consumo referido à emissão;
- taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 5,17%, valor considerado nas tarifas fixadas para 2019;

³⁶³⁶ Corresponde às amortizações do ativo e à remuneração do ativo líquido: CAPEX = ativo médio líquido de amortizações e participações x taxa de remuneração + amortização do exercício deduzida das amortizações de participações.

- aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada na atividade de transporte de energia elétrica.

Desta forma, na análise de impactes tarifários apresentados no PDIRT-E 2019, o operador da RNT conclui que:

- o impacto dos projetos do PDIRT-E 2017 aprovados, em conjunto com os «Projetos Base» do presente PDIRT-E, nos proveitos unitários médios da atividade de TEE é praticamente nulo, mantendo constantes todas as restantes componentes dos proveitos;
- no mesmo cenário do ponto anterior, prevê-se um acréscimo de 0,1 €/MWh nos proveitos unitários da atividade de TEE no ano de 2024, comparativamente ao valor de Tarifas de 2019, sendo o efeito dos investimentos da proposta de PDIRT-E 2019 em 2024 de 0,2€/MWh;
- incluindo os «Projetos Complementares», o acréscimo no proveito unitário em relação às Tarifas de 2019 será de 0,2 €/MWh no ano de 2024, sendo neste caso o efeito dos investimentos da proposta de PDIRT-E 2019 em 2024 de 0,3€/MWh;
- desta forma, a variação média anual no horizonte de 2019 a 2024 será de 0,33%, caso se considerem apenas os «Projetos Base», ou de 0,66%, caso se considerem os «Projetos Base» e os «Projetos Complementares»;
- no cenário que inclui as eventuais comparticipações de terceiros se estima um impacto nulo nos proveitos unitários da atividade de TEE em relação às Tarifas de 2019.

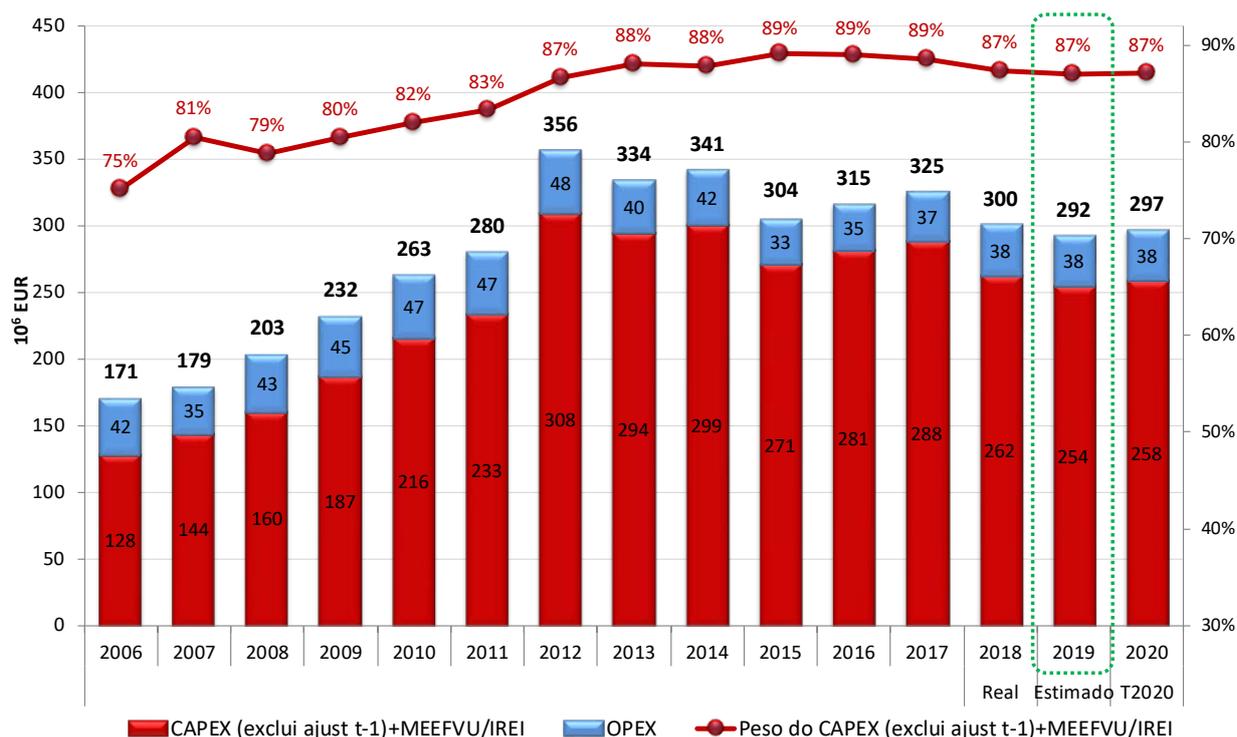
Sublinhe-se que, face à informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2019 que fundamentou avaliação de impactos tarifários pelo operador da RNT, não é possível à ERSE validar os resultados resultantes desta análise.

2. IMPACTES DO PDIRT-E NOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

Os proveitos associados ao CAPEX ³⁷ têm assumido um peso bastante significativo e crescente nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, como se observa na Figura A.8 - 1. Por outro lado, o OPEX tem-se mantido relativamente estável, exceto na transição do período regulatório 2012-2014 para o período regulatório 2015-2017, onde ocorreu um ajustamento, para baixo, da base de custos de exploração desta atividade. O ponto de partida para as simulações dos impactes realizadas pela ERSE neste Parecer é o nível de proveitos que se estimaram para a atividade de TEE para o ano de 2019, tendo por base os cálculos do exercício tarifário de 2020, assinalados a tracejado na figura abaixo.

Figura A.8 - 1 - Evolução dos proveitos permitidos associados ao CAPEX e ao OPEX da atividade de TEE ³⁸



³⁷ Na Figura A.8 - 1 os proveitos associados ao incentivo à Manutenção em Exploração de Equipamento em Fim de Vida Útil (até 2017) e ao incentivo à racionalização económica dos investimentos foram incluídos na componente de CAPEX.

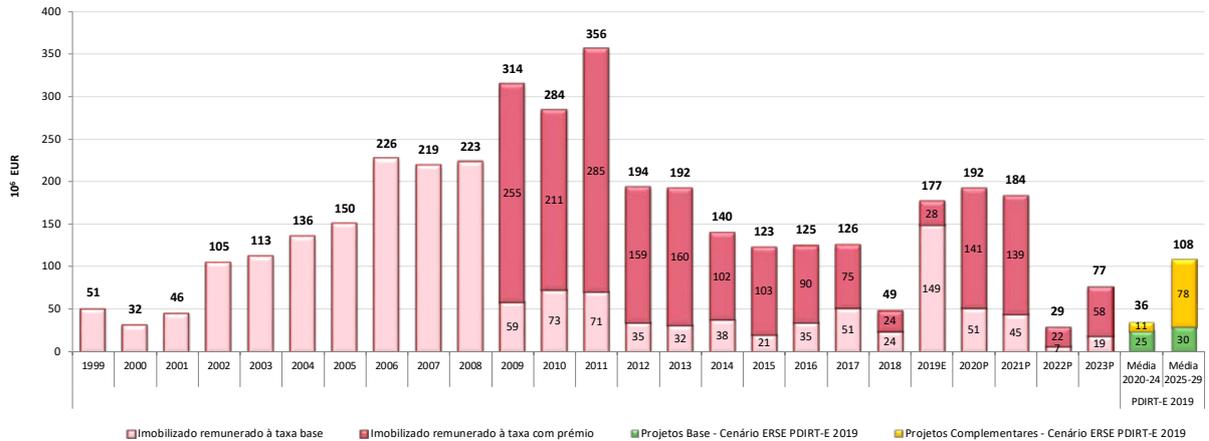
³⁸ Considera apenas as componentes de CAPEX e OPEX que suportam o proveito da atividade de TEE de cada ano, desta forma, exclui os ajustamentos de anos anteriores e inclui a soma do OPEX sujeito a metas de eficiência com o OPEX não sujeito a metas de eficiência.

O crescimento das entradas em exploração no período de 1999 a 2011 (ver Figura A.8 - 2), que atingiu níveis máximos históricos no período regulatório 2009-2011, contribuiu significativamente para o acréscimo de CAPEX nesses anos. Após 2011, o proveito permitido da atividade de TEE foi adicionalmente amplificado devido ao aumento do custo de capital a partir de 2012, por efeito da degradação das condições de financiamento da República Portuguesa e, consequentemente, das empresas nacionais no período de crise iniciado em 2011. A partir de 2011 e até 2018, observou-se uma tendência de decréscimo dos montantes entrados em exploração que contribuiu, juntamente com a diminuição dos custos de capital, para a diminuição dos proveitos permitidos. Prevê-se uma inversão da tendência de diminuição do montante de investimentos entrados em exploração no triénio que se inicia em 2019. Destaca-se o forte incremento dos investimentos estimados entrados em exploração em 2019, comparativamente com os valores verificados em 2018.

A figura seguinte apresenta também a repartição dos ativos transferidos para exploração em função da metodologia regulatória que lhes é aplicada. Desde 2009 é aplicado um mecanismo de custos de referência ³⁹, que permite a obtenção de um prémio na taxa de remuneração, dependendo dos custos de investimentos estarem ou não em linha com custos de referência. Observa-se que a maioria do imobilizado entrado em exploração obteve uma taxa de remuneração com prémio. Na figura também se apresenta o montante médio, por quinquénio, de investimento proposto no PDIRT-E 2019.

³⁹ Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, alterado pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

Figura A.8 - 2 - Evolução dos investimentos da atividade de TEE transferidos para exploração ⁴⁰



PRESSUPOSTOS E CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Nos pontos seguintes apresentam-se as simulações de impactes dos custos de investimento propostos no PDIRT-E 2019 nos consumidores de eletricidade, tendo em conta um conjunto de pressupostos, cenários e análises de sensibilidade definidos pela ERSE, de modo a abranger um conjunto alargado de possibilidades de evolução das principais condicionantes dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica e das tarifas de Uso da Rede de Transporte. Para a realização das simulações de impactos, os principais pressupostos considerados encontram-se resumidos no Quadro A.8 - 1.

⁴⁰ Os valores anuais correspondem aos ativos considerados em exploração e incluídos no cálculo do RAB (*Regulatory Asset Base* – Base de Ativos Regulados) para efeitos de determinação do CAPEX. Os valores referentes ao PDIRT-E 2019 apresentados nesta figura correspondem aos assumidos pela ERSE na análise de impactes, conforme apresentado no Quadro A.9-2 e descrição de cenários que o segue. Em particular, a ERSE não considerou os investimentos referentes a gestão de energia reativa, no montante de 7,5M€ (Anexo A.7).

Quadro A.8 - 1 - Resumo dos pressupostos para cálculo de proveitos da atividade de TEE

Base de ativos (RAB)	Valor de referência para as bases de ativos reguladas e amortizações acumuladas são os valores estimados para 2019 no cálculo tarifário de 2020 (com diferenciação entre RAB remunerado à taxa com prémio e RAB remunerado à taxa base)
% ativo transferido para exploração com remuneração à taxa com prémio	Média histórica da percentagem de ativo remunerado à taxa com prémio
Taxa de amortização	Média histórica da taxa de amortização
Taxa remuneração ativos	Taxa de remuneração de ativos a custos reais: 4,88% (valor de tarifas 2020) Prémio para os ativos valorizados a custos de referência: 0,75 pp
Custos operacionais	Determinados através da atual formulação de proveitos com componente fixa e indutores de custos (evolução de n.º de painéis e extensão das linhas em km) sujeitos a eficiência (1,5%). A evolução dos indutores é a resultante da implementação do PDIRT, no caso da extensão da rede. Para a evolução do número de painéis, utilizou-se a relação média no período de 2016 a 2019 do nº de painéis comparativamente à extensão da rede
Incentivo IREI	Manteve-se constante o valor considerado para o ano de 2019 nas tarifas de 2020. Nos gráficos está incluído no CAPEX
Ajustamentos	Ajustamentos t-1 do CAPEX e restantes ajustamentos t-2 não foram considerados
Outros	Restantes rubricas de proveitos: o valor definido para a renda dos ganhos e perdas atuariais acrescido do valor médio dos restantes custos ocorridos e estimados para o período de 2018 a 2020

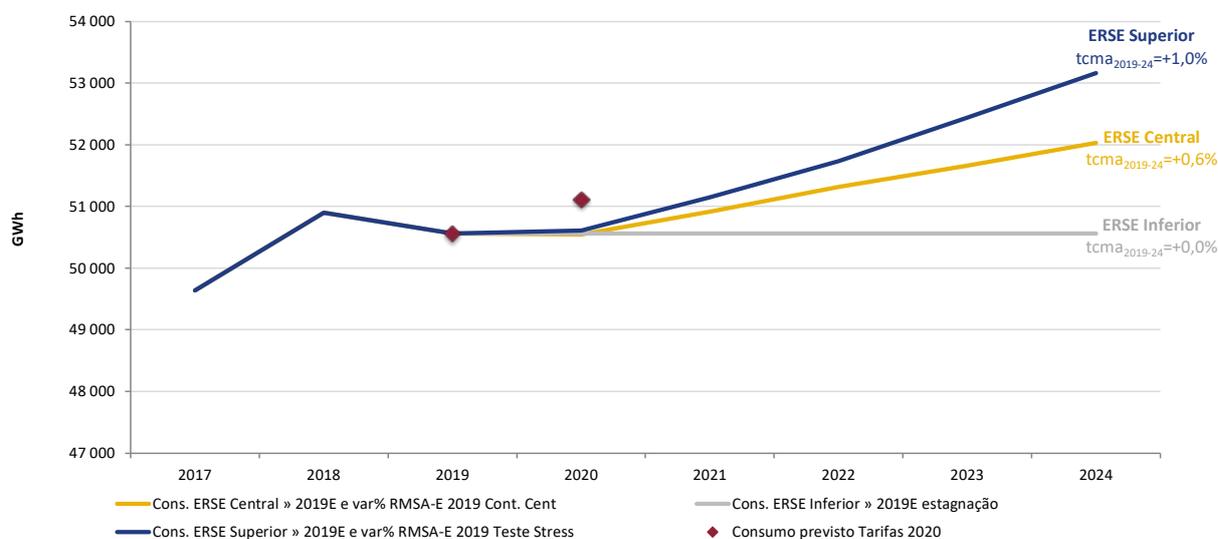
Neste exercício de cálculo de impactos entre 2020 e 2024, foram consideradas as transferências para exploração da atividade de TEE previstas até 2019 nas tarifas de 2020 e as transferências para exploração que se prevê ocorrer até 2024 decorrentes da aprovação do PDIRT-E 2017, no montante de 463,3 M€, a custos totais.

No que respeita à análise dos impactos do PDIRT-E 2019 foram efetuadas simulações e análises de sensibilidade da evolução dos proveitos e dos proveitos unitários da atividade de TEE para diferentes cenários de evolução do consumo. As previsões do consumo de eletricidade assumidas na proposta de PDIRT-E 2019 deverão desviar-se da realidade no ano de 2020, uma vez que não incorporam os efeitos na economia nacional decorrentes da recente pandemia da COVID-19, ainda desconhecidos. Sendo os impactos avaliados no horizonte do primeiro quinquénio, a ERSE optou por considerar os cenários de evolução do consumo disponíveis na edição mais recente do RMSA (RMSA-E 2019), bem como um cenário mais pessimista de estagnação do consumo, na expectativa de que no final desse período a situação económica e, conseqüentemente, o nível de consumo de energia elétrica recuperem as trajetórias que tinham vindo a seguir nos últimos anos, refletidas nas projeções do RMSA-E 2019. Os cenários de consumo assumidos pela ERSE descrevem-se de seguida e explicitam-se na Figura A.8 - 3.

Todos os cenários de evolução de consumo considerados na análise de impactos da ERSE têm como referência o consumo referido à emissão estimado para 2019 nas Tarifas de 2020, sendo as variações de 2020 a 2024 definidas do seguinte modo:

- **cenário de consumo ERSE Central** – variações anuais do cenário «Central Continuidade» do RMSA-E 2019. Este cenário é muito próximo do cenário de referência da proposta de PDIRT-E 2019, que tem por base o cenário «Central Ambição» do RMSA-E 2018;
- **cenário de consumo ERSE Inferior** – assume uma estagnação do consumo após 2019;
- **cenário de consumo ERSE Superior** – considera as variações anuais do cenário «Superior Ambição – Teste de Stress» do RMSA-E 2019, que tem um crescimento próximo do que está implícito no cálculo tarifário de 2020.

Figura A.8 - 3 - Cenários de evolução do consumo de eletricidade considerados pela ERSE na análise de impactos do PDIRT-E 2019



Adicionalmente, foi analisada a sensibilidade do proveito unitário da atividade de TEE em relação às participações no âmbito da Diretiva da ERSE n.º 10/2019. Para este efeito foram definidos dois cenários de previsão das participações no 1.º quinquénio do PDIRT-E 2019, tendo por base a evolução da oferta prevista nos cenários «Continuidade» e «Ambição» do RMSA-E 2019.

O Quadro A.8 - 1 resume os cenários e as análises de sensibilidade utilizados pela ERSE no presente Parecer, com vista à avaliação de impactos do PDIRT-E 2019 nos proveitos e nas tarifas.

Quadro A.8 - 2 - Cenários e análises de sensibilidade para a avaliação de impactes do PDIRT-E 2019

	Investimentos	Consumo	Subsídios e Participações
Cenário ERSE BASE	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. aprovados no PDIRT-E 2017 (com esclarec. REN)	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e participações (a partir de 2020)
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019	
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019	
Cenário ERSE PDIRT-E 2019	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. PDIRT-E 2017 aprovados (com esclarec. REN) + Inv. PDIRT-E 2019 com alterações ERSE	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e participações (a partir de 2020)
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019	
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019	
Cenário ERSE PDIRT-E 2019 + Comparticip. "Cen. Continuidade"	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. PDIRT-E 2017 aprovados (com esclarec. REN) + Inv. PDIRT-E 2019 com alterações ERSE	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e com participações de produtores no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 (Cen. Continuidade RMSA-E 2019)
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019	
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019	
Cenário ERSE PDIRT-E 2019 + Comparticip. "Cen. Ambição"	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. PDIRT-E 2017 aprovados (com esclarec. REN) + Inv. PDIRT-E 2019 com alterações ERSE	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e com participações de produtores no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 (Cen. Ambição RMSA-E 2019)
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019	
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019	

Tal como exposto no quadro acima, foram identificados 4 cenários para análise no impacto de proveitos:

- **cenário ERSE Base** – Este cenário inclui os investimentos realizados anteriormente à aprovação do PDIRT-E 2017. Inclui também as transferências para exploração dos projetos aprovados no PDIRT-E 2017, embora com a calendarização revista de acordo com a informação reportada pela REN na sequência de um pedido de esclarecimentos. Este cenário não contém participações ou subsídios de produtores no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 da ERSE (a partir de 2020). Este cenário, por não incluir os investimentos propostos pelo PDIRT-E 2019, serve como base comparativa de análise de impactes dos projetos a aprovar no atual PDIRT-E.
- **cenário ERSE PDIRT-E 2019** – Acrescenta ao cenário anterior os investimentos propostos no PDIRT-E 2019, com as alterações identificadas pela ERSE, nomeadamente a não consideração de 7,5M€ relativos a projetos de gestão de energia reativa (vide Anexo A.7-1). À semelhança do cenário anterior, não considera nem subsídios nem participações.

- **cenário ERSE PDIRT-E 2019 com Comparticipações «Cenário Continuidade»** – Este cenário acrescenta ao anterior as previsões das comparticipações, de acordo com a Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, baseadas no cenário de «Continuidade» do RMSA-E 2019 para evolução da capacidade de produção. Estas comparticipações representam custos suportados pelos promotores para projetos de ligação de nova produção, implicando, desta forma, uma redução do ativo líquido a remunerar pelas tarifas relativamente ao cenário anterior.
- **cenário ERSE PDIRT-E 2019 com Comparticipações «Cenário Ambição»** – Este cenário difere do anterior por considerar o cenário Ambição do RMSA-E 2019 de evolução da capacidade de produção, para determinar as previsões das comparticipações no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 da ERSE. Por as comparticipações serem superiores comparativamente ao cenário anterior e, desta forma, reduzirem o ativo líquido a remunerar pelas tarifas relativamente ao cenário anterior.

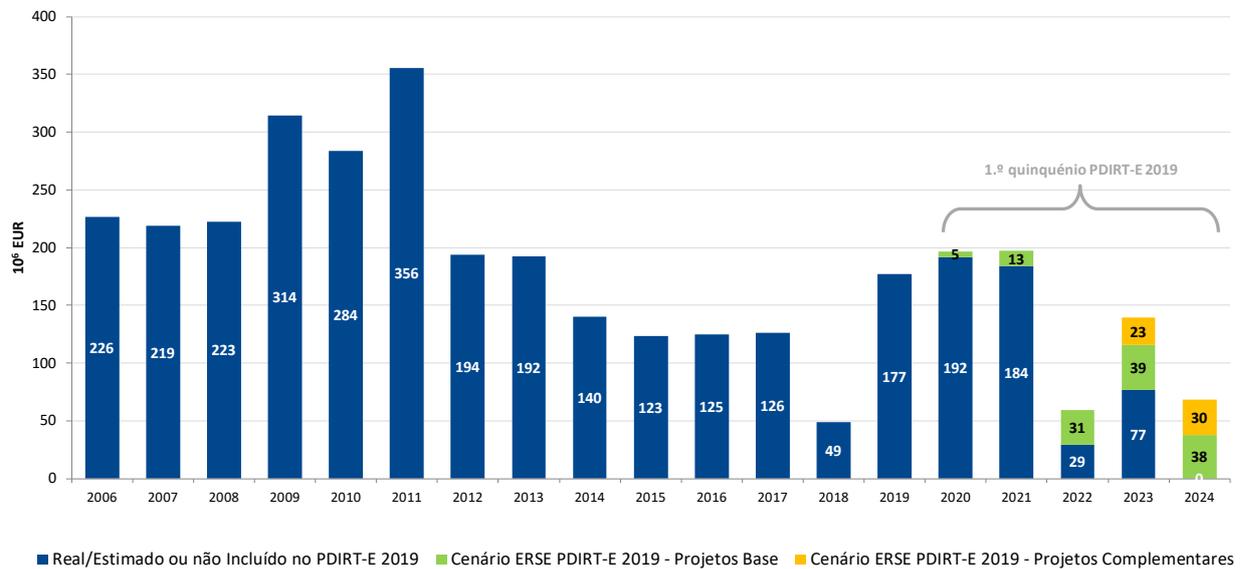
AVALIAÇÃO DE IMPACTES

Para a avaliação dos impactes tarifários nos consumidores, a ERSE considerou a informação reportada pelo operador da RNT relativa ao calendário de realização dos investimentos aprovados no PDIRT-E 2017⁴¹ e o cenário de investimentos proposto pelo operador da RNT no PDIRT-E 2019, com a exclusão anteriormente referida.

A figura seguinte apresenta a evolução histórica das transferências para exploração da atividade de TEE (a custos totais), bem como, as transferências propostas pelo operador da RNT para o 1.º quinquénio do PDIRT-E 2019.

⁴¹ Durante as análises efetuadas pela ERSE para a preparação da Consulta Pública e do Parecer ao PDIRT-E 2019, a ERSE solicitou esclarecimento ao operador da RNT, para que fosse possível realizar a análise de impactos com a desagregação nas duas categorias acima mencionadas: (i) investimentos anteriores ao PDIRT-E 2017 e investimentos aprovados do PDIRT-E 2017; (ii) investimentos propostos nos PDIRT-E 2019. Em resposta a este pedido de esclarecimentos o operador da RNT deu nota da atualização de datas previstas para transferência para exploração de alguns projetos aprovados no PDIRT-E 2017, que foram consideradas nas análises de impactes realizadas pela ERSE.

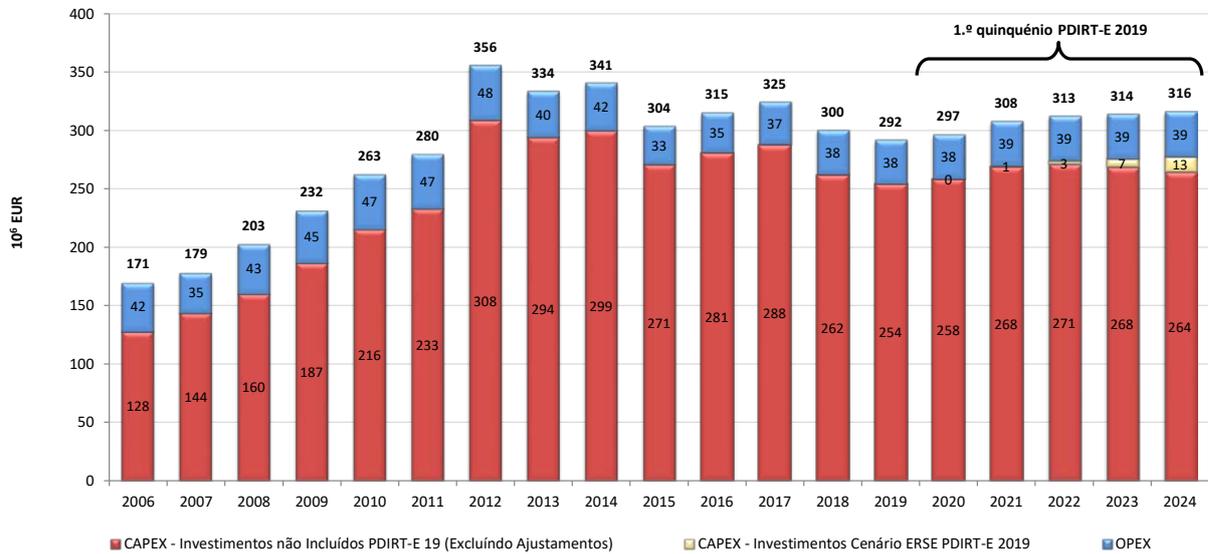
Figura A.8 - 4 - Evolução dos investimentos em exploração na atividade de TEE (a custos totais) incluindo «Projetos Base» e «Projetos Complementares» do Cenário ERSE PDIRT-E 2019 ⁴²



Para esta evolução das transferências para exploração, a aplicação dos pressupostos apresentados no Quadro A.8 - 1 permitiu projetar a evolução dos proveitos da atividade de TEE no período 2020 a 2024, conforme apresentado na Figura A.8 - 5. De modo a que o cálculo dos proveitos permitidos no ano inicial das simulações seja coerente com o cálculo das respetivas previsões, não foram incluídos os valores dos ajustamentos. Na figura observa-se ao nível do OPEX, que os impactos por via dos indutores de custo (extensão de rede e número de painéis) são residuais.

⁴² Os valores anuais correspondem aos ativos considerados em exploração e incluídos no cálculo do RAB para efeitos de determinação do CAPEX.

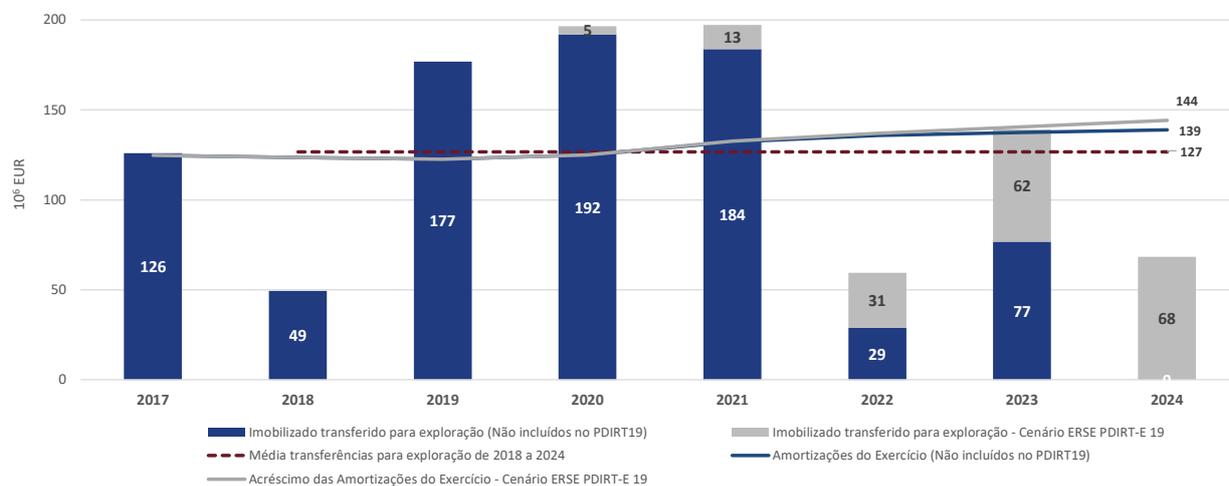
Figura A.8 - 5 - Evolução dos proveitos permitidos da atividade de TEE e incluindo os projetos do cenário ERSE PDIRT-E 2019 ⁴³



Para ter uma perceção do nível médio do investimento proposto no PDIRT-E em relação ao valor dos ativos atualmente em exploração na atividade de TEE, procedeu-se à comparação das transferências para exploração no 1.º quinquénio do PDIRT-E e do seu valor médio, com as amortizações do exercício líquidas de subsídios e participações. Esta análise é ilustrada na Figura A.8 - 6 e permite concluir que o valor médio do investimento a transferir para exploração de 2018 a 2024 é significativamente influenciado pelos investimentos resultantes da aprovação do PDIRT-E 2017 cuja a concretização dos montantes de maior relevo se estimam ocorrer no período de 2019 a 2021. No entanto, este valor tenderá a situar-se abaixo do nível para reposição do ativo amortizado anualmente determinado pelo montante dos ativos existentes resultantes do volume de investimento no passado e do PDIRT-E 2017. O impacto de maior relevo dos investimentos propostos no PDIRT-E 2019 apresentam-se anos de 2023 e 2024 correspondendo ao período em que o operador da RNT propõe um maior volume de investimento relativos aos «Projetos Base» e o início da concretização dos «Projetos Complementares» propostos.

⁴³ Considera apenas as componentes de CAPEX e OPEX que suportam o proveito da atividade de TEE de cada ano, desta forma, exclui os ajustamentos de anos anteriores e inclui a soma do OPEX sujeito a metas de eficiência com o OPEX

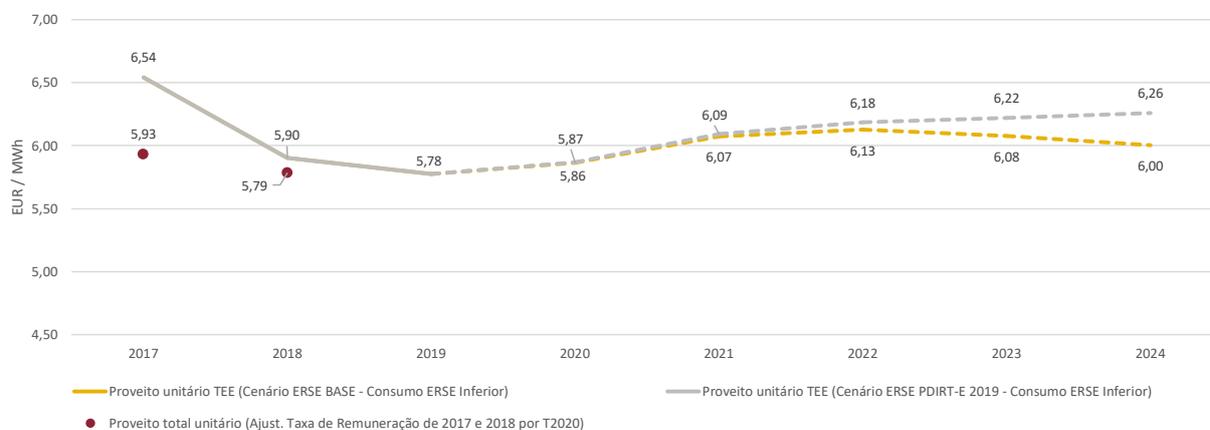
Figura A.8 - 6 - Comparação do imobilizado transferido para exploração com as amortizações do exercício incluindo os projetos do cenário ERSE PDIRT-E 2019



Pese embora a redução na base de ativos acima referida, que levará a uma redução da parcela do CAPEX respeitante à remuneração do ativo líquido, há que considerar a parcela do CAPEX correspondente à amortização do exercício⁴⁴ que apresenta uma tendência crescente. Esta tendência justifica-se no pressuposto de que no horizonte desta análise os ativos abatidos ou que atingem o fim de vida contabilística têm um peso residual. Desta forma, a amortização do exercício irá crescer à medida que os novos ativos são transferidos para exploração. Este efeito de crescimento do valor da amortização do exercício sobrepõe-se ao efeito de decréscimo da remuneração do ativo líquido, originando um aumento do CAPEX e, por esta via, do proveito unitário como se observa na figura seguinte. Estima-se que esta tendência seja, a partir de 2022, determinada pelo montante dos investimentos propostos no PDIRT-E 2019, dado a partir desta data estimar-se uma tendência de decréscimo do proveito unitário quando não se inclui o impacto destes investimentos. Para esta simulação de avaliação de impactos, dado o contexto atual excepcional, considerou-se apenas o cenário de evolução do consumo de energia elétrica «ERSE Inferior», anteriormente descrito, resultando a trajetória dos proveitos unitários da atividade de TEE apresentada na Figura A.8 - 7.

⁴⁴ No exercício tarifário de 2020, as taxas de remuneração referentes aos anos de 2018 e 2019 foram de 5,17% e 4,88%, respetivamente para o RAB_{creal} e 5,92% e 5,63% no caso do RAB_{cref}.

Figura A.8 - 7 - Evolução do proveito unitário – cenário ERSE BASE versus cenário ERSE PDIRT-E 2019- Sem participações - cenário consumo ERSE Inferior



Verifica-se que, partindo do proveito unitário estimado para 2019 nas tarifas de 2020 (5,78 €/MWh), no final do período em análise, o proveito unitário é superior (6,26 €/MWh) em 0,48 €/MWh, correspondendo a um acréscimo médio anual de 1,62%. Refira-se, contudo, que este resultado incorpora o efeito dos projetos aprovados no PDIRT-E 2017, que neste cenário de consumo “ERSE Inferior” provocam o acréscimo do proveito unitário da atividade de TEE para 6,00 €/MWh em 2024, a que corresponde um crescimento médio anual de 0,77%.

A ERSE releva a elevada sensibilidade dos proveitos da atividade de TEE à taxa de remuneração dos ativos, motivo pelo qual se incluiu na Figura A.8 - 7 os proveitos unitários de 2017 e 2018 recalculado com as taxas de remuneração usadas no cálculo tarifário de 2020, respetivamente 4,88% e 5,63% para o RAB⁴⁵ a custos aceites e para o RAB a custos de referência, que são mais baixas do que as ocorridas no passado⁴⁶. Estas reduções da taxa de remuneração são resultado da mudança para um novo período de regulação que ocorreu em 2018 e do procedimento de indexação associado ao cálculo do WACC.

Face ao exposto, verifica-se que o proveito unitário da atividade de TEE do ano de 2017, recalculado com as taxas de remuneração definidas nos pressupostos da simulação, referentes ao ano de 2020, desceria

⁴⁵ *Regulatory Asset Base*, designado em português por Base de Ativos Regulados

⁴⁶ No cálculo do ajustamento real do ano de 2017, as taxas de remuneração foram de 6,33% e de 7,08%, respetivamente para o RAB a custos reais e para o RAB a custos de referência. No caso do ano de 2018, essas taxas foram, respetivamente, 5,17% e 5,92%.

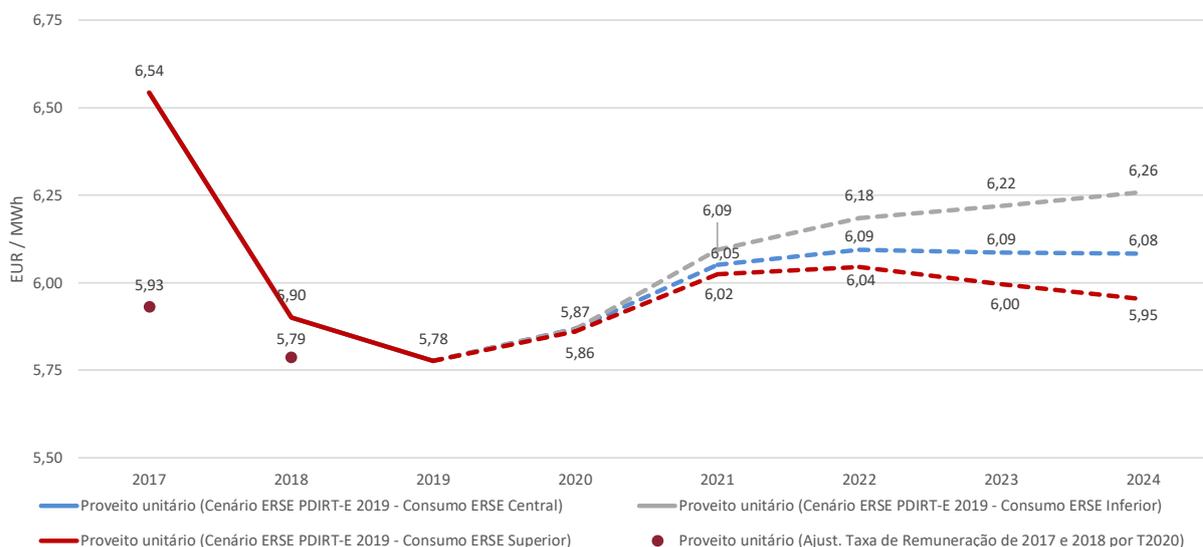
dos 6,54€/MWh para 5,93€/MWh. No caso do ano de 2018, o valor desceria de 5,90 €/MWh para 5,79 €/MWh. Assumindo estes dois anos (2017 e 2018) como pontos de partida da análise, o proveito unitário da atividade de TEE para o cenário de consumo ERSE Inferior teria um crescimento médio anual de 0,77% e 1,31%, respetivamente, até 2024. Nesta figura verifica-se ainda que o proveito unitário da atividade de TEE no ano de 2019⁴⁷, implícito no cálculo tarifário de 2020 (5,78 €/MWh), é inferior ao que se prevê para todos os anos em análise.

A Figura A.8 - 8 apresenta a evolução do proveito unitário da atividade de TEE para os três cenários de consumo definidos pela ERSE para as análises de sensibilidade, que foram anteriormente descritos. Nesta figura verifica-se um decréscimo do proveito unitários nos anos de 2018 e 2019 maioritariamente justificado pela revisão do custo de capital no âmbito da definição dos parâmetros para o período regulatório de 2018 a 2020. A partir de 2020 estima-se uma tendência de crescimento do proveito unitário em todos os cenários de consumo. Esta tendência é resultado da concretização dos investimentos aprovados no PDIRT-E 2017, em que o maior volume de investimento encontra-se a decorrer no período de 2019 a 2021, conforme se observa na Figura A.8 - 4 e na Figura A.8 - 6, e dos montantes do investimento propostos pelo operador da RNT no PDIRT-E 2019, em particular para os últimos dois anos do primeiro quinquénio.

Considerando como valor de referência inicial o proveito unitário estimado para 2019 nas tarifas de 2020 (5,78 €/MWh), estima-se que o proveito cresça até 2024, cerca de 0,48 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Inferior”, cerca de 0,30 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Central” e 0,17 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Superior”, correspondendo a taxas médias de crescimento anual de 1,62%, 1,04% e 0,60%, respetivamente.

⁴⁷ Nota-se que, à semelhança do pressuposto usado nas simulações de impactes realizadas neste parecer, no cálculo deste valor também foram excluídas as rubricas de ajustamentos repercutidos nos proveitos de 2019.

Figura A.8 - 8 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE – Cenário ERSE PDIRT-E 2019, sem participações – Análise de sensibilidade ao consumo⁴⁸



A Diretiva n.º 10/2019, de 4 de abril de 2019, veio definir os montantes dos encargos relativos à participação nas redes e dos encargos com os serviços de ligação. Especificamente, esta Diretiva definiu os montantes de participações de terceiros na ligação de instalações à RNT, e em particular, sobre nova produção renovável de origem eólica e solar. Desta forma, importará incorporar nesta análise a avaliação dos impactes destas participações.

Para concretização deste objetivo, foi analisado o quadro de evolução da capacidade de produção instalada previsto no RMSA-E 2019, de forma a poder estimar-se a nova capacidade que se ligará à rede no primeiro quinquénio do horizonte temporal do PDIRT-E 2019, bem como os potenciais montantes de encargos de participações. Este exercício, além da referida informação reportada no RMSA-E 2019, foi suportado nos dados disponíveis na ERSE e na definição dos seguintes pressupostos:

⁴⁸ Nos cenários apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de eletricidade para o período de 2020 e 2024. Contudo, importa referir que o atual contexto pandémico e o enquadramento de grande incerteza criado pelas medidas de contenção da propagação da COVID-19 poderão ter um forte impacto no nível de procura de eletricidade no próximo quinquénio.

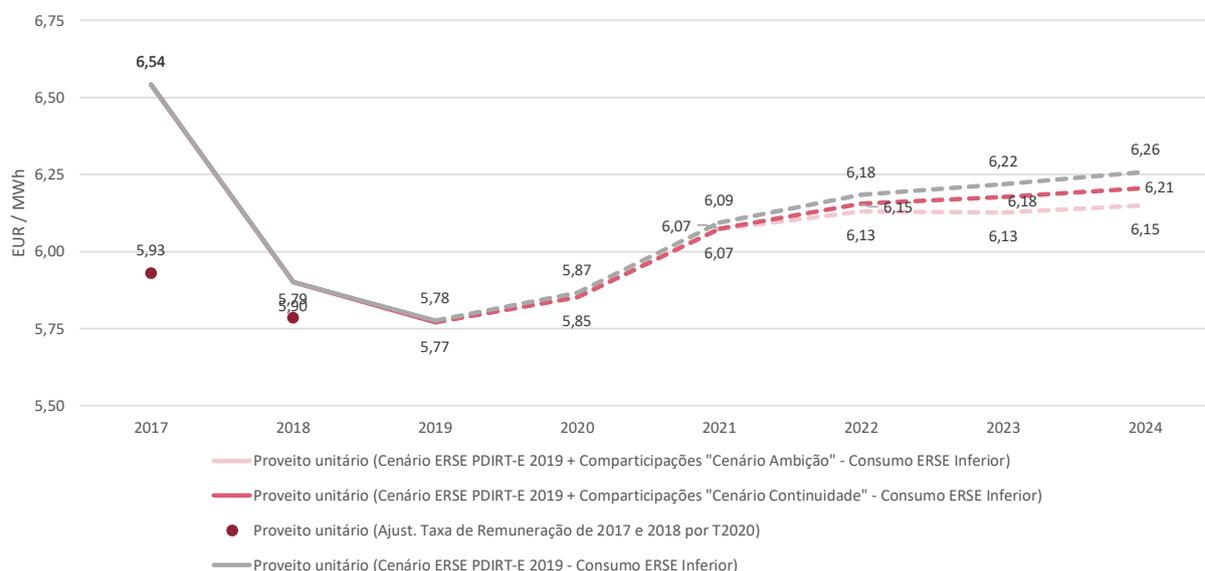
- uma relação aproximada de 1:3 entre a produção ligada à RNT e produção ligada à RND, aplicada à estimativa da nova produção adicional em cada ano, para aplicação do valor da comparticipação unitária;
- ligação à RNT da grande hídrica⁴⁹, térmica e a eólica offshore;
- ligação à RND ou a redes em BT de toda a capacidade de pequena hídrica, RSU, biomassa e biogás, ondas, e outra pequena produção.

Este procedimento originou a estimação de dois cenários de comparticipações relativas às ligações à RNT de nova produção renovável para o período de 2019 a 2024. Estima-se para este período um montante de comparticipações na ordem dos 36 M€ no cenário “Continuidade” do RMSA-E 2019 e um montante na ordem dos 72 M€ para o cenário “Ambição” do mesmo RMSA-E 2019. Estes dois cenários consideram um acréscimo de nova capacidade ligado à RNT, respetivamente, de 2,2 GW e 3,2 GW.

A figura seguinte apresenta o impacte nos proveitos unitários da atividade de TEE estimados para o cenário «ERSE Inferior» de evolução do consumo para cada um dos cenários de previsão de comparticipações acima descritos.

⁴⁹ Para efeitos de determinação dos encargos com comparticipações nas redes, foi excluída a capacidade associada aos novos aproveitamentos da Grande Hídrica, num total de 1100 MW, uma vez que a emissão da licença de produção foi anterior à publicação da norma habilitante que define os valores unitários aplicáveis. Igual exceção aplica-se ao montante de 500 MW de tecnologia solar, para o qual o Governo assumiu atribuir licenças de produção face a pedidos anteriores em análise.

Figura A.8 - 9 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE – Cenário ERSE PDIRT-E 2019, Consumo ERSE Inferior – Análise de sensibilidade às participações



Considerando os valores obtidos para o proveito unitário em 2024, estima-se que, para os três cenários de consumo definidos pela ERSE, as participações possam reduzir o proveito unitário da atividade de TEE cerca de 0,05 €/MWh no cenário de participações “Continuidade” e cerca de 0,10 €/MWh no cenário de participações “Ambição” (vide resultados para os restantes cenários de evolução do consumo no Quadro A.8 - 3).

PRINCIPAIS CONCLUSÕES DA ANÁLISE DE IMPACTES DO PDIRT-E 2019 NOS PROVEITOS UNITÁRIOS DA ATIVIDADE DE TEE

Em complemento às figuras anteriormente apresentadas, o quadro seguinte resume os resultados obtidos para o proveito unitário da atividade de TEE no ano de 2024, para todos os cenários e análises de sensibilidade realizadas neste capítulo, bem como as respetivas variações médias anuais e acumuladas.

Quadro A.8 - 3 - Resumo da análise de impactes do PDIRT-E 2019 nos proveitos unitários da atividade de TEE

	Investimentos	Consumo	Subsídios e Participações	2019E	2024	Variação do proveito unitário 2019E » 2024	
				Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Taxa média anual	Variação acumulada
Cenário ERSE BASE	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. aprovados no PDIRT-E 2017 (com esclarec. REN)	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e participações (a partir de 2020)	5,78	6,00	0,77%	3,92%
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019		5,78	5,83	0,20%	0,99%
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019		5,78	5,71	-0,23%	-1,16%
Cenário ERSE PDIRT-E 2019	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. PDIRT-E 2017 aprovados (com esclarec. REN) + Inv. PDIRT-E 2019 com alterações ERSE	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e participações (a partir de 2020)	5,78	6,26	1,62%	8,35%
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019		5,78	6,08	1,04%	5,30%
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019		5,78	5,95	0,60%	3,05%
Cenário ERSE PDIRT-E 2019 + Particip. "Cen. Continuidade"	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. PDIRT-E 2017 aprovados (com esclarec. REN) + Inv. PDIRT-E 2019 com alterações ERSE	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e com participações de produtores no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 (Cen. Continuidade RMSA-E 2019)	5,77	6,21	1,47%	7,55%
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019		5,77	6,03	0,89%	4,52%
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019		5,77	5,90	0,45%	2,29%
Cenário ERSE PDIRT-E 2019 + Particip. "Cen. Ambição"	Inv. anteriores ao PDIRT-E 2017 + Inv. PDIRT-E 2017 aprovados (com esclarec. REN) + Inv. PDIRT-E 2019 com alterações ERSE	Inferior - Estagnação Ano 2019E (Tarifas 2020)	Sem subsídios e com participações de produtores no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 (Cen. Ambição RMSA-E 2019)	5,77	6,15	1,29%	6,60%
		Central - Cenário Central Continuidade RMSA-E 2019		5,77	5,98	0,71%	3,60%
		Superior - Cenário Superior Ambição - Teste Stress - RMSA-E 2019		5,77	5,85	0,28%	1,39%

As principais conclusões sobre a evolução do proveito unitário da atividade de TEE, que resultará dos investimentos previstos a transferir para exploração até 2024, são as seguintes:

- os impactes dos investimentos propostos no PDIRT-E 2019 devem ser analisados em termos incrementais em relação aos demais investimentos previstos, em particular em relação aos investimentos do PDIRT-E 2017 aprovados pelo Secretário de Estado da Energia a 14 de fevereiro de 2019;
- a dependência dos impactes em relação à evolução da procura de eletricidade, exige prudência redobrada em relação às conclusões que se podem retirar dos resultados obtidos, devido ao momento de grande incerteza, atual e futura, provocada pela pandemia da COVID-19, cujos efeitos e duração ainda são desconhecidos. Uma quebra abrupta da procura de eletricidade no ano de 2020 e seguintes, terá como consequência inevitável um aumento abrupto dos proveitos unitários da atividade de TEE;
- para os cenários de evolução do consumo de eletricidade assumidos pela ERSE nesta análise, o efeito conjunto dos investimentos aprovados do PDIRT-E 2017 e propostos do PDIRT-E 2019 provocarão sempre um acréscimo no proveito unitário da atividade de TEE até 2024, em relação ao ano de referência 2019 (5,78 €/MWh, tendo por base os valores de 2019 estimados nas tarifas de 2020). O valor máximo obtido para o proveito unitário foi de 6,26 €/MWh, para o cenário de consumo “ERSE Inferior”, que tem implícito um crescimento médio anual de 1,62%, enquanto o

valor mínimo obtido foi de 5,95 €/MWh, para o cenário de consumo “ERSE Superior”, a que corresponde uma taxa média anual de crescimento do proveito unitário de 0,60%;

- o acréscimo no proveito unitário da atividade de TEE em 2024 imputável aos investimentos aprovados do PDIRT-E 2017 previstos entrarem em exploração após 2019 é de 0,23 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Inferior” (47% da variação total de 0,48 €/MWh) e de -0,07 €/MWh no cenário de consumo “ERSE Superior” (-38% da variação total de 0,17 €/MWh registado neste cenário);
- o efeito incremental no proveito unitário da atividade de TEE em 2024 imputável aos investimentos propostos no PDIRT-E 2019 é de 0,26 €/MWh (53% da variação total de 0,48 €/MWh) e de 0,24 €/MWh (138% da variação total de 0,17 €/MWh), respetivamente para os cenários de consumo “ERSE Inferior” e “ERSE Superior”;
- considerando as previsões das participações provenientes de novas ligações à rede, nos termos da Diretiva n.º 10/2019, o proveito unitário da atividade de TEE em 2024 deverá situar-se entre 5,85 €/MWh e 6,21 €/MWh, dependendo da evolução da oferta corresponder ao cenário “Continuidade” ou ao cenário “Ambição” do RMSA-E 2019, assumindo o intervalo de variação do consumo de eletricidade dos cenários utilizados pela ERSE nesta análise.

Em resumo, para o cenário de consumo “ERSE Inferior”, o impacto da proposta de PDIRT-E 2019 resultará num proveito unitário da atividade de TEE em 2024 que será 6,26 €/kWh. Caso se considere a previsão de participações mais favorável «Cenário Ambição», este proveito unitário deverá descer para 6,15 €/kWh, portanto acima do valor de 6,00 €/kWh estimado para 2024, caso não fosse transferido para exploração qualquer novo investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2019.

Sem prejuízo do mérito dos projetos propostos pelo operador da RNT, entende a ERSE que, na conjuntura atual que o país atravessa e cujos efeitos sobre a economia se poderão prolongar por muito tempo, não é aceitável qualquer aumento de custos a suportar pelos consumidores, e como tal, não é aceitável que a aprovação da proposta de PDIRT-E 2019, por si só, tenha como consequência um aumento do proveito unitário no final do primeiro quinquénio quando comparado com o proveito estimado sem a mesma.

É, por isso, necessário reduzir o montante de investimento proposto pelo operador da RNT em projetos relativos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, designadamente aqueles afetos a «Projetos Base», e cujo valor considerado pela ERSE como justificado, ascende a cerca de 126,0 M€ (após a não consideração de 7,3 M€ relativos a projetos de gestão de energia reativa, descrita no Anexo A.7-1).

Esta redução do investimento, e do respetivo proveito, ocorre em duas etapas:

- a primeira etapa de redução do investimento a aprovar resulta da decisão do próprio operador da RNT, que identifica aqueles investimentos em «Projetos Base» para os quais não solicita Decisão Final de Investimento por parte do concedente, num montante de cerca de 38,9 M€;
- o valor de investimento remanescente em «Projetos Base», que a ERSE considera como justificado, e para o qual o operador da RNT solicita DFI, reduz-se então para 87,3 M€;
- é sobre este montante de 87,3 M€, afeto a «Projetos Base», que incidirá a segunda etapa de redução, de modo a garantir uma variação nula do proveito unitário em 2024 resultante da aprovação da proposta de PDIRT-E 2019;
- importa igualmente referir que a redução recomendada pela ERSE é fortemente influenciada, por um lado, pela calendarização dos «Projetos Complementares», cujo impacto incide apenas em 2023-2024, mas é igualmente influenciada pela distribuição temporal das previsões das participações resultantes da ligação às redes de novos produtores ao longo dos 5 anos em análise. De facto, o volume previsto para as participações, que ascende a cerca de 64,2 M€, é essencial para minimizar a dimensão da redução, que seria muito superior excluindo estas participações.

Assim, face a estes pressupostos, a ERSE conclui ser necessário cortar em média, ao longo de cada um dos 5 anos, um volume de investimento de cerca de 75% do valor anual proposto em «Projetos Base», num montante total de cerca de 65,9 M€.

O cenário final de investimento resultante, e que garante a ausência de qualquer impacto no proveito unitário, corresponde a um investimento total a aprovar pelo Concedente de 74,7 M€, desagregado em 21,4 M€ em «Projetos Base» e 53,3 M€ em «Projetos Complementares», desagregados como ilustra a Figura A.8-11.

A Figura A.8-10 ilustra o cenário final de investimento, para a qual a ERSE propõe a emissão de DFI pelo concedente, bem como o montante de investimento para o qual a ERSE recomenda o adiamento da emissão de DFI (e que inclui os dois projetos de gestão de energia reativa) de todos os «Projetos Base» para os quais o operador da RNT não solicita emissão de DFI, e ainda um conjunto de projetos a definir pelo operador da RNT que permita alcançar a redução anual de investimento definida pela ERSE, a fim de se garantir um impacto nulo da atual proposta de PDIRT-E 2019 nos proveitos e nas tarifas de acesso, em 2024.

Figura A.8 - 10 – Cenário final de investimento ERSE (aprovar emissão de DFI)

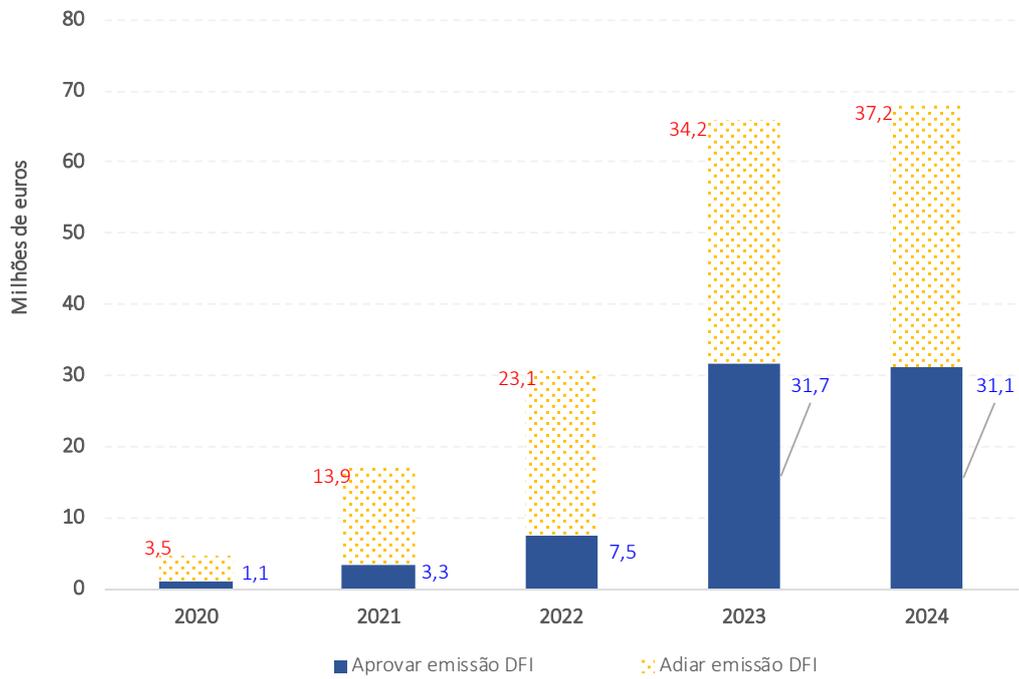
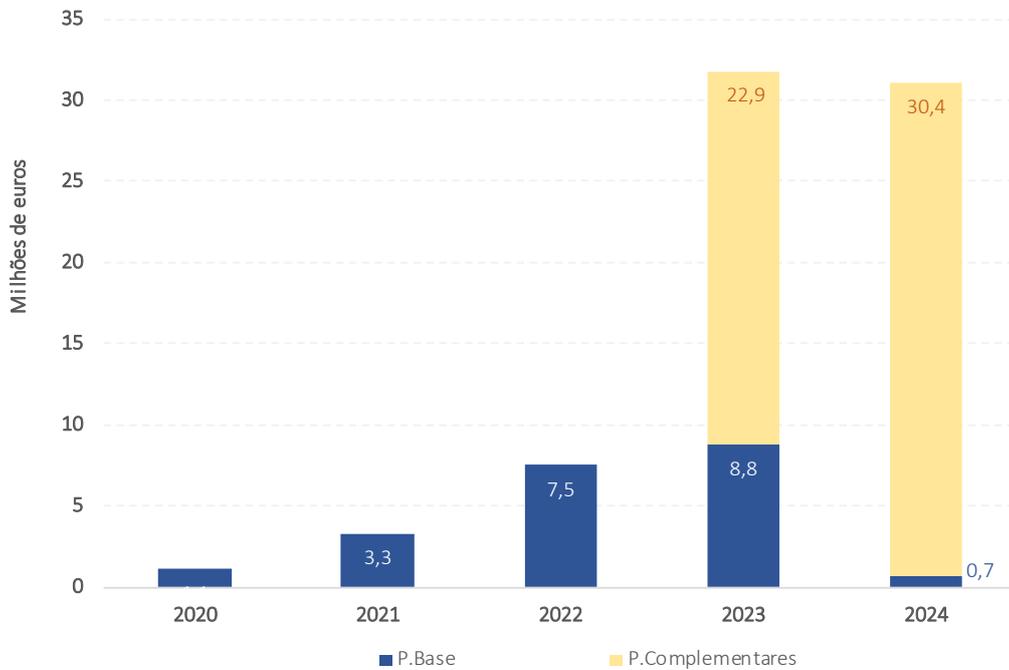


Figura A.8 - 11 – Cenário final de investimento («Projetos Base» e «Projetos Complementares»)

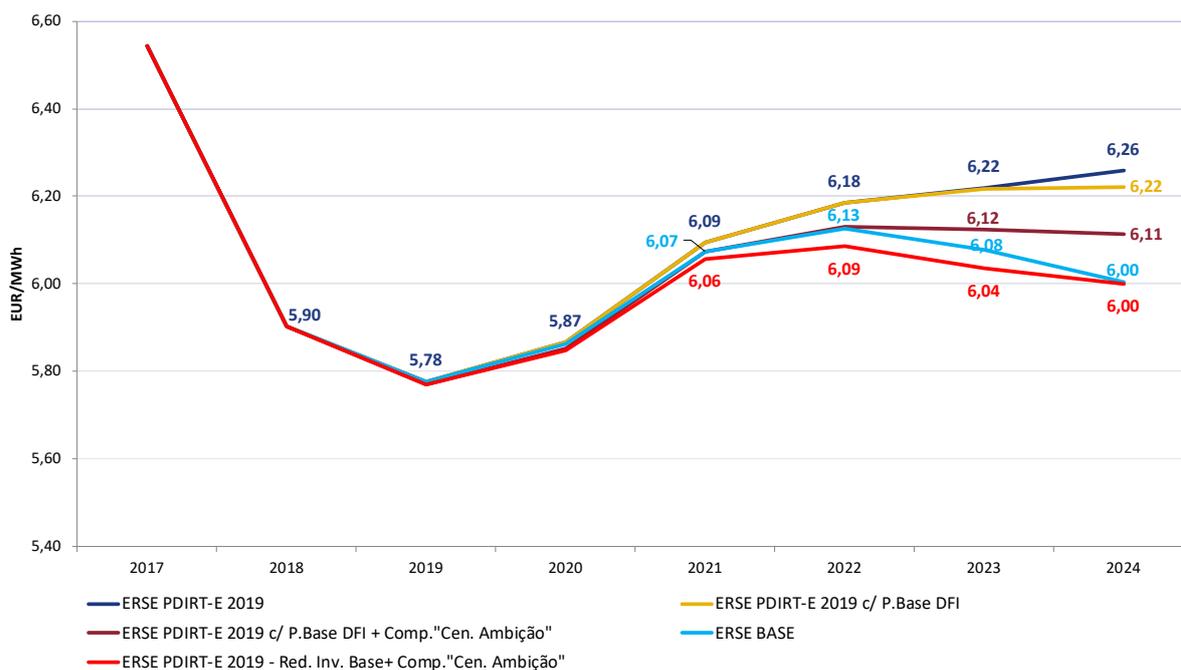


Tal como exposto acima, temos então os seguintes cenários associados ao ajuste do investimento a aprovar pelo concedente.

- **cenário ERSE Base** – Este cenário inclui os investimentos realizados anteriormente à aprovação do PDIRT-E 2017. Inclui também as transferências para exploração dos projetos aprovados no PDIRT-E 2017, embora com a calendarização revista de acordo com a informação reportada pela REN na sequência de um pedido de esclarecimentos. Este cenário não contém participações ou subsídios de produtores no âmbito da Diretiva n.º 10/2019 da ERSE (a partir de 2020). Este cenário, por não incluir os investimentos propostos pelo PDIRT-E 2019, serve como base comparativa de análise de impactes dos projetos a aprovar no atual PDIRT-E.
- **cenário ERSE PDIRT-E 2019** – Acrescenta investimentos propostos no PDIRT-E 2019, com as alterações identificadas pela ERSE, nomeadamente a não inclusão dos projetos de gestão de energia reativa. À semelhança do cenário anterior, não considera nem subsídios nem participações.
- **cenário ERSE DFI** – Retira do cenário anterior todos aqueles investimentos para o qual o operador da RNT não identifica claramente a necessidade de Decisão final de investimento.
- **cenário Final ERSE** – Retira ao cenário anterior um montante ascende a 65,8 M€, associado a «Projetos Base» a definir pelo operador da RNT, que permite, após aplicação das participações estimadas pela ERSE, atingir variação nula do proveito unitário da atividade de TEE em 2024.
- **cenário Final ERSE com participações «cenário Ambição»** – Acrescenta ao cenário anterior o efeito previsto das participações de acordo com a Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, baseadas no cenário de «Ambição» do RMSA-E 2019 de evolução da capacidade de produção, resultando na ausência de impacto sobre os proveitos unitários em 2024.

A Figura seguinte permite comparar estes cenários, ilustrando a redução do impacto nos proveitos unitários, ou seja, atingindo em 2024 o mesmo valor que se obteria previamente à aprovação da proposta de PDIRT-E 2019.

Figura A.8 - 12 - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE – Impacto nulo



3. IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2019 (ANO 2024)

A avaliação do impacto tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2019 é realizada no que se refere à atividade de transporte de energia elétrica e está associada aos vários cenários de investimentos e evolução da procura anteriormente apresentados.

No caso dos cenários de procura, os três cenários são identificados com as seguintes designações, adiante complementadas com uma breve síntese:

1. **ERSE Inferior:** A partir do consumo de 2019, estimado no exercício de tarifas para 2020, assume-se um cenário de estagnação da procura durante o primeiro quinquénio do PDIRT-E 2019, isto é, até 2024;
2. **ERSE Central:** Cenário em que, a partir do consumo estimado de 2019, a procura regista uma evolução semelhante à do cenário «Central Continuidade» do RMSA 2019, isto é, a uma taxa anual média entre 2019 e 2024 de +0,6%;
3. **ERSE Superior:** Cenário em que, a partir do consumo estimado de 2019, a procura regista uma evolução semelhante à do cenário «Superior Ambição – Teste de Stress» do RMSA 2019, isto é, a uma taxa anual média entre 2019 e 2024 de +1,0%.

No caso dos cenários de investimentos, os cinco cenários são identificados com as seguintes designações, complementadas com uma breve síntese:

1. **ERSE Base:** Evolução do nível de investimentos corresponde aos investimentos aprovados em sede de PDIRT-E 2017, com recalendarização, bem como ao histórico de investimentos anteriores ao PDIRT-E 2017, isto é, sem os investimentos propostos pelo PDIRT-E 2019 em análise e que, portanto, serve de base de avaliação dos investimentos agora propostos;
2. **ERSE PDIRT-E 2019:** Cenário que corresponde ao cenário «ERSE Base», descrito anteriormente, acrescido dos investimentos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019, com ajustes realizados pela ERSE, nomeadamente a exclusão de projetos de gestão de energia reativa;
3. **ERSE DFI:** Cenário que difere do anterior por incluir apenas os projetos da proposta de PDIRT-E 2019 para os quais o operador da RNT solicita a emissão de DFI;
4. **ERSE Final:** cenário que retira investimentos ao cenário anterior, num montante de 65,8 M€ relativos a «Projetos Base», a definir pelo operador da RNT, os quais permitem, em conjugação com as comparticipações aplicáveis a nova produção a ligar à RNT que decorrem da Diretiva da ERSE n.º 10/2019, atingir uma variação nula do proveito unitário na atividade TEE em 2024;
5. **ERSE Final com comparticipações «Cenário Ambição»:** Cenário semelhante ao cenário «ERSE Final», acrescentando o efeito previsto das comparticipações de acordo com a Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, baseadas no cenário de «Ambição» do RMSA-E 2019 de evolução da capacidade de produção, resultando na ausência de impacto sobre os proveitos unitários em 2024. Este cenário implica uma redução do nível de investimento a suportar pelas tarifas face ao cenário anterior.

Assim, são analisados quinze cenários de avaliação de impactes tarifários na atividade de transporte de energia elétrica, com base nas alternativas consideradas, cujos resultados se sintetizam no Quadro A.8 - 4.

A análise dos impactes tarifários dos cenários descritos incide sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a clientes e assume duas perspetivas:

- **Variação em preço médio:** Esta análise avalia a evolução, entre 2019 (ano inicial do PDIRT-E 2019) e 2024 (último ano do primeiro quinquénio PDIRT-E 2019), dos preços médios da atividade de transporte de energia elétrica a recuperar através da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada a clientes. O preço médio em 2019 é determinado com base na estimativa de consumo de 2019 efetuada no final de 2019 no âmbito da aprovação das tarifas para 2020.
- **Variação tarifária:** Esta análise avalia a evolução, entre 2019 (ano inicial do PDIRT-E 2019) e 2024 (último ano do primeiro quinquénio do PDIRT-E 2019), da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada a clientes.

Estas análises têm subjacentes os seguintes pressupostos:

- Manutenção da repartição de pagamentos entre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a clientes e a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores ao longo do período em análise da proposta de PDIRT-E 2019;
- Manutenção da repartição dos pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a clientes nos diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento ao longo do período em análise;
- Manutenção do nível de perdas nas redes de transporte e de distribuição ao longo do período em análise.

Quadro A.8 - 4 – Impactes tarifários (acumulados) associados aos vários cenários de procura e de investimento

Variações Preços médios (2019 a 2024) e Variações Tarifárias (Tarifas 2019 a 2024)	Tarifas 2019 (a)	2019 (b)	Análise dos cenários 2024 (c)																
	Base	Cenário de procura ERSE Inferior					Cenário de procura ERSE Central					Cenário de procura ERSE Superior							
		Cenários de investimento					Cenários de investimento					Cenários de investimento							
		ERSE BASE	ERSE PDIRT-E 2019	ERSE DFI	ERSE FINAL	ERSE FINAL+ Comparticip. "Gen. Ambição"	ERSE BASE	ERSE PDIRT-E 2019	ERSE DFI	ERSE FINAL	ERSE FINAL+ Comparticip. "Gen. Ambição"	ERSE BASE	ERSE PDIRT-E 2019	ERSE DFI	ERSE FINAL	ERSE FINAL+ Comparticip. "Gen. Ambição"			
Energia (GWh)	46 647	45 744	45 744	45 744	45 744	45 744	45 744	45 744	47 071	47 071	47 071	47 071	47 071	47 071	48 096	48 096	48 096	48 096	48 096
Preço Médio URT (€/MWh)	5,63	5,81	6,03	6,29	6,25	6,14	6,03	5,86	6,11	6,08	5,97	5,86	5,74	5,98	5,95	5,84	5,74		
Variações de preço médio (2019-2024) [c/b-1] %																			
Uso Rede Transporte (URT) (%)			3,9%	8,4%	7,7%	5,7%	4,0%	1,0%	5,3%	4,7%	2,8%	1,1%	-1,2%	3,1%	2,4%	0,6%	-1,1%		
Acesso às Redes (%)			0,3%	0,7%	0,6%	0,5%	0,3%	0,1%	0,4%	0,4%	0,2%	0,1%	-0,1%	0,3%	0,2%	0,0%	-0,1%		
MAT (%)			0,5%	1,0%	1,0%	0,7%	0,5%	0,1%	0,7%	0,6%	0,3%	0,1%	-0,1%	0,4%	0,3%	0,1%	-0,1%		
AT (%)			0,6%	1,3%	1,2%	0,9%	0,6%	0,2%	0,8%	0,7%	0,4%	0,2%	-0,2%	0,5%	0,4%	0,1%	-0,2%		
MT (%)			0,5%	1,0%	1,0%	0,7%	0,5%	0,1%	0,7%	0,6%	0,3%	0,1%	-0,1%	0,4%	0,3%	0,1%	-0,1%		
BTE (%)			0,3%	0,6%	0,6%	0,4%	0,3%	0,1%	0,4%	0,4%	0,2%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,2%	0,0%	-0,1%		
BTN (%)			0,2%	0,5%	0,5%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%		
BTN> (%)			0,3%	0,7%	0,7%	0,5%	0,4%	0,1%	0,5%	0,4%	0,2%	0,1%	-0,1%	0,3%	0,2%	0,1%	-0,1%		
BTN< (%)			0,2%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%		
Preços Finais (%)			0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
MAT (%)			0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
AT (%)			0,2%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
MT (%)			0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,0%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	-0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%		
BTE (%)			0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
BTN (%)			0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
BTN> (%)			0,2%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,0%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
BTN< (%)			0,1%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%		
Variações Tarifárias (Tarifas 2019 a 2024) [c/a-1] %																			
Uso Rede Transporte (URT) (%)			7,3%	11,8%	11,2%	9,1%	7,2%	4,2%	8,7%	8,0%	6,1%	4,2%	2,0%	6,4%	5,7%	3,8%	2,0%		
Acesso às Redes (%)			0,6%	1,0%	0,9%	0,8%	0,6%	0,4%	0,7%	0,7%	0,5%	0,4%	0,2%	0,5%	0,5%	0,3%	0,2%		
MAT (%)			0,9%	1,5%	1,4%	1,1%	0,9%	0,5%	1,1%	1,0%	0,8%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,5%	0,2%		
AT (%)			1,1%	1,8%	1,7%	1,4%	1,1%	0,7%	1,3%	1,2%	0,9%	0,6%	0,3%	1,0%	0,9%	0,6%	0,3%		
MT (%)			0,9%	1,5%	1,4%	1,1%	0,9%	0,5%	1,1%	1,0%	0,8%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,5%	0,2%		
BTE (%)			0,6%	0,9%	0,9%	0,7%	0,6%	0,3%	0,7%	0,6%	0,5%	0,3%	0,2%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%		
BTN (%)			0,4%	0,7%	0,7%	0,6%	0,4%	0,3%	0,5%	0,5%	0,4%	0,3%	0,1%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%		
BTN> (%)			0,6%	1,0%	1,0%	0,8%	0,6%	0,4%	0,8%	0,7%	0,5%	0,4%	0,2%	0,6%	0,5%	0,3%	0,2%		
BTN< (%)			0,4%	0,7%	0,6%	0,5%	0,4%	0,2%	0,5%	0,5%	0,3%	0,2%	0,1%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%		
Preços Finais (%)			0,3%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%		
MAT (%)			0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%		
AT (%)			0,3%	0,5%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%		
MT (%)			0,4%	0,6%	0,6%	0,5%	0,4%	0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%		
BTE (%)			0,3%	0,5%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%		
BTN (%)			0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%		
BTN> (%)			0,3%	0,5%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%		
BTN< (%)			0,2%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%		

As variações de preços médios entre 2024 e 2019 considerando os investimentos aprovados em sede do PDIRT-E 2017 bem como os investimentos que lhe são anteriores (cenário Base), representam, por si só - isto é, ainda sem considerar os investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2019 – e num cenário de estagnação da procura (cenário ERSE Inferior), um acréscimo de 3,9% ao longo de todo o período.

Quando se consideram os investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2019 (cenário ERSE PDIRT-E 2019), e mantendo o cenário de estagnação da procura, as variações de preços médios entre 2024 e 2019 correspondem a acréscimos de 8,4%.

A consideração apenas dos projetos propostos para os quais é solicitada uma DFI pelo operador da RNT (Cenário ERSE DFI), atenua esse aumento, fixando-o num acréscimo de 7,7% no quinquénio.

A incorporação dos encargos relativos às participações nas redes a realizar pelos utilizadores, previstas na Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, permite que estes aumentos de preços médios sejam mitigados. Ainda assim, para que se atinja a variação registada no cenário ERSE Base, há que ter lugar uma redução dos investimentos em «Projetos Base».

Essa redução, num montante de 65,8 M€, relativos a «Projetos Base» a definir pelo operador da RNT (cenário Final ERSE), implica, por si só, que a variação dos preços médios no período passe a 5,7%. Conjugado com as participações (cenário Final ERSE com participações «cenário Ambição»), essa variação passa a 4,0%, em linha com a variação do cenário Base.

Importa também que estas variações de preços médios sejam contextualizadas face às tarifas, no caso, as tarifas que vigoraram em 2019. Assim sendo, num cenário de procura estagnada, a variação tarifária no período entre 2019 e 2024 para o cenário de investimentos da proposta de PDIRT-E 2019 será de um acréscimo de 11,8%, a qual compara com o aumento de 7,3% do cenário ERSE Base.

Estes impactes tarifários são mitigados, face ao cenário ERSE Base, considerando tanto a redução de investimento em «Projetos Base» como as participações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019 da ERSE. O impacte tarifário em 2024 face a 2019 reduz-se, passando o aumento a ser de 7,2% (cenário ERSE Final com participações «Ambição»).

No quadro anterior é efetuada uma análise de sensibilidade à evolução da procura. Para o cenário mais otimista em termos de crescimento da procura (cenário ERSE Superior) observam-se acréscimos tarifários inferiores, que no cenário com participações é de 2%.

Os impactes tarifários apresentados ao nível da tarifa de uso da rede de transporte terão um efeito mais contido nas tarifas de acesso às redes e bem como nos preços finais pagos pelos consumidores. Estes impactes tarifários nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais apresentam valores diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, sendo que quanto menor é o nível de tensão e a dimensão do cliente, menores serão estes impactes tarifários. Este facto decorre de a rede de transporte assumir um peso mais reduzido na fatura dos consumidores dos níveis de tensão inferiores.

Os investimentos previstos no PDIRT-E 2019 (cenário ERSE PDIRT-E 2019) correspondem a um aumento dos preços médios em 2024 face aos do cenário Base de investimento (sem PDIRT-E 2019), de cerca de +4,3%, em todos os cenários de procura, conforme o Quadro A.8 - 5.

Quadro A.8 - 5 - Impactes Tarifários (acumulados) em 2024 do cenário de investimento ERSE PDIRT-E 2019, face ao cenário ERSE Base (sem PDIRT-E 2019)

Impacte nos preços médios em 2024 entre cenários de investimento: ERSE PDIRT-E 2019 vs. ERSE BASE		Cenários de Procura (2024)		
		ERSE Inferior	ERSE Central	ERSE Superior
Uso Rede Transporte	(%)	4,3%	4,3%	4,3%
Acesso às Redes	(%)	0,4%	0,4%	0,4%
MAT	(%)	0,6%	0,5%	0,5%
AT	(%)	0,7%	0,7%	0,7%
MT	(%)	0,6%	0,5%	0,5%
BTE	(%)	0,3%	0,3%	0,3%
BTN	(%)	0,3%	0,3%	0,3%
BTN>	(%)	0,4%	0,4%	0,4%
BTN<	(%)	0,3%	0,2%	0,2%
Preços Finais	(%)	0,2%	0,2%	0,2%
MAT	(%)	0,1%	0,1%	0,1%
AT	(%)	0,2%	0,2%	0,2%
MT	(%)	0,2%	0,2%	0,2%
BTE	(%)	0,2%	0,2%	0,2%
BTN	(%)	0,1%	0,1%	0,1%
BTN>	(%)	0,2%	0,2%	0,2%
BTN<	(%)	0,1%	0,1%	0,1%

Em relação aos impactes tarifários decorrentes da redução do nível de investimentos, assim como da consideração de outras fontes de financiamento dos investimentos do PDIRT-E 2019 distintos das tarifas, isto é, a consideração de participações de investimentos nas redes das novas ligações à RNT, os resultados apontam para preços médios em 2024 abaixo dos previstos no cenário ERSE PDIRT-E 2019, em cerca de -0,6%, -2,4% e -4,0%, para o cenário ERSE DFI, cenário ERSE Final e cenário ERSE Final com

comparticipações «ambição», respetivamente, conforme se apresenta no Quadro A.8 - 6, no Quadro A.8 - 7 e no Quadro A.8 - 8, respetivamente.

Quadro A.8 - 6 – Impactes Tarifários (acumulados) em 2024 do cenário de investimento ERSE DFI face ao cenário de investimento ERSE PDIRT-E 2019

Impacte nos preços médios em 2024 entre cenários de investimento: ERSE DFI vs. ERSE PDIRT-E 2019		Cenários de Procura (2024)		
		ERSE Inferior	ERSE Central	ERSE Superior
Uso Rede Transporte	(%)	-0,6%	-0,6%	-0,6%
Acesso às Redes	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
MAT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
AT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
MT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTE	(%)	-0,1%	0,0%	0,0%
BTN	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
BTN>	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTN<	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
Preços Finais	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
MAT	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
AT	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
MT	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
BTE	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
BTN	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
BTN>	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
BTN<	(%)	0,0%	0,0%	0,0%

Quadro A.8 - 7 – Impactes Tarifários (acumulados) em 2024 do cenário de investimento ERSE Final face ao cenário de investimento ERSE PDIRT-E 2019

Impacte nos preços médios em 2024 entre cenários de investimento: ERSE FINAL vs. ERSE PDIRT-E 2019		Cenários de Procura (2024)		
		ERSE Inferior	ERSE Central	ERSE Superior
Uso Rede Transporte	(%)	-2,4%	-2,4%	-2,4%
Acesso às Redes	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
MAT	(%)	-0,3%	-0,3%	-0,3%
AT	(%)	-0,4%	-0,4%	-0,4%
MT	(%)	-0,3%	-0,3%	-0,3%
BTE	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN>	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN<	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Preços Finais	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
MAT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
AT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
MT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTE	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTN	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTN>	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTN<	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%

Quadro A.8 - 8 – Impactes Tarifários (acumulados) em 2024 do cenário de investimento ERSE Final com participações «cenário Ambição» face ao cenário de investimento ERSE PDIRT-E 2019

Impacte nos preços médios em 2024 entre cenários de investimento: ERSE FINAL+ Comparticip. "Cen. Ambição" vs. ERSE PDIRT-E 2019		Cenários de Procura (2024)		
		ERSE Inferior	ERSE Central	ERSE Superior
Uso Rede Transporte	(%)	-4,0%	-4,0%	-4,0%
Acesso às Redes	(%)	-0,4%	-0,4%	-0,3%
MAT	(%)	-0,5%	-0,5%	-0,5%
AT	(%)	-0,7%	-0,6%	-0,6%
MT	(%)	-0,5%	-0,5%	-0,5%
BTE	(%)	-0,3%	-0,3%	-0,3%
BTN	(%)	-0,3%	-0,3%	-0,3%
BTN>	(%)	-0,4%	-0,4%	-0,4%
BTN<	(%)	-0,3%	-0,2%	-0,2%
Preços Finais	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
MAT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
AT	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
MT	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTE	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTN>	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN<	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%

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

