

Parecer à Proposta do Plano de Desenvolvimento
e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)



ÍNDICE

PARECER

1. ENQUADRAMENTO	1
2. AVALIAÇÃO GLOBAL	2
3. PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO	2
4. OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO	8
5. IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017	10
6. CONCLUSÕES.....	14

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

A.1	Enquadramento	19
A.2	Alterações na proposta de PDIRT-E 2017 face à proposta de 2015 e principais recomendações	20
	1. Principais recomendações no parecer à proposta de PDIRT-E 2015	20
	2. Evolução da proposta de PDIRT-E 2017 face à proposta de PDIRT-E 2015.....	22
A.3	Evolução da Procura de Eletricidade.....	25
	1. Enquadramento	25
	2. Contexto macroeconómico.....	27
	3. Evolução histórica do consumo de eletricidade e da ponta de carga	31
	4. Comparação das previsões do consumo de eletricidade e pontas de carga face à anterior proposta de PDIRT-E	35
	5. Previsão do consumo de eletricidade 2018-2027.....	37
	6. Previsão para a ponta de carga.....	41
A.4	Evolução da oferta de capacidade de produção	48
	1. Produção em regime ordinário	48
	2. Produção em regime especial.....	50
	2.1 Grande Hídrica.....	50
	2.2 Restante PRE.....	52
	2.3 Produção “ <i>offshore</i> ”	54
A.5	Planeamento.....	55
	1. Metodologia de Planeamento e classificação de projetos.....	55
	2. Decisão Final de investimento	57
	3. Análise custo-benefício e Valorização de Benefícios	60
A.6	Análise dos montantes de investimento previsto na proposta de PDIRT-E 2017	66

A.7	Análise dos projetos previstos na proposta de PDIRT-E 2017	70
1	Projetos Base	70
2	Projetos complementares	79
A.8	Integração de Mercados de Eletricidade.....	102
	Projetos de Interesse Comum (PCI).....	103
	Financiamento para PCI.....	104
A.9	Análise de impactes nos proveitos e nas tarifas.....	106
1.	Análise efetuada pelo operador da RNT	108
2.	Impactes do PDIRT-E nos proveitos da Atividade de Transporte de Energia Elétrica	109
3	Impactes tarifários dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2017 (ano 2022).....	131

PARECER

1. ENQUADRAMENTO

Em cumprimento ao 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 2018-2027 (PDIRT-E 2017).

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 2017 elaborada pela REN, que decorreu de 15 de fevereiro de 2018 até 29 de março de 2018.

Findo o período da Consulta Pública, 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 um documento de síntese dos principais comentários recebidos na 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, que reflete a generalidade dos comentários recebidos e ajudam na fundamentação das posições assumidas.

2. AVALIAÇÃO GLOBAL

Globalmente, reconhece-se que a atual proposta de PDIRT-E 2017 constitui uma evolução positiva face à proposta de PDIRT-E 2015, proposta essa que já constituía uma melhoria face à proposta de 2013. A proposta de PDIRT-E 2017 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e comentários produzidos pela ERSE nos seus pareceres às propostas de PDIRT-E anteriores, bem como dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública, 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.

As principais recomendações e comentários da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015 relacionavam-se com o elevado montante global do investimento, considerado desajustado face à evolução ocorrida e prevista do consumo e da ponta de utilização da RNT, e com pressupostos de procura e oferta baseados numa versão desatualizada do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E). Apesar de dar parecer favorável aos projetos classificados como Projeto de Interesse Comum (PCI), nos termos do Regulamento (UE) n.º 347/2013, a ERSE recomendou a identificação dos projetos de investimento que necessitam de Decisão Final de Investimento (prioritários), sublinhando ser necessário um aprofundamento da transparência associada à metodologia adotada na análise custo-benefício, que fundamente porque é que os projetos propostos são a solução mais eficaz para o objetivo proposto e que estão a ser cumpridos os critérios adequados de alocação de custos, nomeadamente em termos de projetos para a criação de capacidade para ligação de nova produção renovável. Finalmente, a ERSE identificou aspetos de melhoria ao nível da análise de sensibilidade de adiamento de projetos da RNT para efeitos de análise do impacte tarifário.

3. PROJETOS BASE, PROJETOS COMPLEMENTARES E DECISÕES FINAIS DE INVESTIMENTO

O operador da RNT apresenta, na proposta de PDIRT-E 2017 submetida a Parecer da ERSE, um montante total de investimentos a realizar até 2027, de 814 milhões de euros, a custos diretos externos. Este montante é repartido por 409 milhões, no primeiro quinquénio de abrangência do plano, e 405 milhões no segundo quinquénio. Estes valores representam uma redução de aproximadamente 30% face aos montantes apresentados na proposta de PDIRT-E 2015, que ascendiam a 1165 milhões de euros.

Indo ao encontro do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015, o operador da RNT passou a disponibilizar informação a custos totais, incluindo encargos de estrutura e gestão, e encargos financeiros,

o que significa que ao investimento de 814 milhões de euros a custos diretos externos corresponde um investimento a custos totais de 942 milhões de euros.

O valor previsto pelo operador da RNT para o primeiro quinquénio é de 474 milhões de euros a custos totais e corresponde a 65% do montante total de investimentos efetivamente transferidos para exploração entre 2013 e 2017.

Uma novidade da proposta de PDIRT-E 2017 é a segmentação dos projetos de investimentos em duas grandes classes:

Projetos Base: projetos de investimento que o operador da RNT considera serem essenciais para que “possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço”.

Projetos Complementares: projetos de investimento 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”, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente.

Para os primeiros cinco anos, são propostos investimentos de 282 milhões em “Projetos Base” e de 191 milhões em “Projetos Complementares”, de um total, respetivamente, 478 M€ e de 464 M€ ao longo dos dez anos do horizonte de aplicação do plano.

Um outro aspeto referido no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015, que teve resposta parcial na proposta em análise, é a identificação do conjunto de projetos de investimento que o operador da RNT assume necessitar de uma Decisão Final de Investimento (DFI), separando-o dos restantes que terão oportunidade de poder vir a ser novamente avaliados em edições futuras de proposta de PDIRT-E.

Em relação ao montante de 282 milhões de euros, previsto para Projetos Base a concretizar no primeiro quinquénio, foi possível identificar que o operador da RNT requer a emissão de Decisão Final de Investimento para cerca de 254 M€, divididos em 174 M€ em “Ações de remodelação e modernização de ativos”, 25 milhões em projetos de investimento associados à atividade de Gestão Global de Sistema e um montante da ordem dos 55 milhões de euros associados a seis projetos de investimentos identificados para dar resposta a compromissos assumidos com o operador da RND.

Em relação às “Ações de remodelação e modernização de ativos”, admite-se a necessidade da substituição de equipamento sempre que apresente níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço. No entanto, a apresentação de um montante tão significativo de intervenções associadas à remodelação e à modernização das infraestruturas de uma rede que beneficiou, ainda recentemente, de níveis elevados de investimentos em novas infraestruturas, deve ser devidamente justificado. A ERSE recomenda, assim, que o operador da RNT aprofunde a fundamentação dos projetos de investimento que se propõe concretizar até 2022, permitindo que o decisor veja demonstrado o mérito e a premência desses projetos, antes de ter de tomar uma decisão, nomeadamente quantificando o custo evitado para o SEN face à opção de manter o equipamento em causa em exploração no atual quadro regulatório.

Igual 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.

O conjunto de Projetos Complementares identificados pela ERSE que poderão ser necessários concretizar no primeiro quinquénio, correspondem a um total de transferências para exploração de 220 milhões de euros, repartidos por projetos destinados à criação de capacidade de receção para integração de nova produção renovável (118 M€), projetos associados ao reforço da capacidade de interligação (41 M€) e ainda projetos relacionados com a alimentação de polos de consumos (61 M€).

Este montante é superior aos 191 milhões de euros propostos pelo operador da RNT já que, em resultado da análise efetuada pela ERSE, suportada pelos comentários recebidos durante a Consulta Pública, se identificou uma potencial necessidade da antecipação da data de entrada em exploração de projetos com impacto de, aproximadamente, 30 milhões de euros. Esta antecipação justifica-se no atual quadro regulatório, que procura associar os investimentos aos agentes que beneficiam diretamente deles e, consequentemente, responsabilizá-los pela sua viabilidade económica. Neste quadro, a transferência para exploração de 220 milhões de euros em projetos de investimento tem um impacto de menor dimensão nos montantes a recuperar pelas tarifas pagas pelos consumidores, porque os seus custos deverão ser suportados pelos agentes que beneficiarão diretamente da concretização dos Projetos Complementares em questão, designadamente nos casos de investimentos destinados no essencial à criação de capacidade de receção para nova produção renovável.

Assim, a ERSE recorda que, sobre projetos dessa natureza, o enquadramento regulamentar aplicável à repartição de encargos de ligação de instalações de produção à RNT, alterado pela ERSE em 2017, estabelece a obrigação dos requisitantes suportarem os devidos encargos relativos a participações em

reforço das redes, para além da obrigação de suportarem custos com elementos de ligação, de que usufruam, nos termos a concretizar em subregulamentação. O novo enquadramento visa garantir equidade de tratamento entre requisitantes e a salvaguarda do princípio de que todos os requisitantes, na condição de futuros utilizadores, contribuem para a repartição de custos de investimento nas redes.

Numa outra perspetiva, e ainda sobre projetos de investimento destinados à criação de capacidade de receção para nova produção renovável, a ERSE recomenda que, previamente à decisão de concretização dos mesmos, o operador da RNT, em coordenação com o operador da RND, avalie em que medida o défice de capacidade identificado na atual RNT é estrutural, ou seja, ocorre sistematicamente num número significativo de horas ao longo do ano, ou se corresponde somente a situações pontuais que resultem da simulação de cenários extremos de hidraulicidade e eolicidade, coincidentes com períodos de baixo consumo, e que, por isso, não representam um défice estrutural de capacidade.

Nesse sentido, a ERSE recomenda que o operador da RNT, previamente à decisão de viabilizar ou não uma requisição de ligação, tenha em consideração a respetiva tecnologia de produção (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.

Assim, é opinião da ERSE que, na sequência destas ferramentas à disposição do operador da RNT, devem ser revistas as atuais regras de planeamento aplicadas à generalidade das infraestruturas das redes, no sentido de se maximizar a capacidade de receção de produção que pode ser disponibilizada aos promotores de novos centros electroprodutores.

Esta análise aplica-se por exemplo ao caso do projeto de investimento “Ligação a 400 kV Fundão – Falagueira”, para o qual apenas deve ser emitida decisão final de investimento após esgotadas todas as restantes alternativas de maximização de capacidade de receção a oferecer aos novos produtores.

Um outro grupo de recomendações da ERSE está associado aos projetos de investimento que visam, total ou parcialmente, a alimentação de polos de consumos. No caso do projeto de investimento previsto para a alimentação de um cliente em MAT na região de Águeda, a ERSE recomenda que o operador da RNT fundamente de modo detalhado quais os clientes e o respetivo consumo que poderão beneficiar do projeto em questão. A informação recolhida durante a Consulta Pública aponta para que, ao contrário do referido

pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2017, o referido projeto poderá não servir apenas um cliente MAT, mas também outros clientes de diversos níveis de tensão que se venham a instalar no Parque Empresarial do Casarão.

Nesse contexto, e na sequência da solicitação do promotor do referido parque, o operador da RNT, em articulação com o operador da RND, deverá analisar a possibilidade deste projeto de investimento poder ser enquadrado no conceito de ilha de qualidade de serviço, previsto no artigo 15.º do Regulamento da Qualidade e Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural, e ser sujeito à aplicação do “Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço”, estabelecido no artigo 25.º-A do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico. Caso contrário, este projeto de investimento deverá ser considerado uma requisição de ligação à RNT de um cliente, tratando-se de um elemento de ligação à rede, a ser totalmente participado pelo requisitante, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais.

Já quanto à “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões”, este projeto de investimento é identificado pelo operador da RNT como essencial para dar resposta às especificidades técnicas da alimentação à rede de ferrovia entre Évora-Elvas/Caia. No entanto a ERSE identificou que, a concretização deste projeto, para além deste fim, permitirá ainda ligar nova produção renovável que se venha a instalar ao longo deste eixo, e permitirá o reforço da alimentação dos consumos da RND na região de Évora.

Sublinhando a importância de garantir que os custos sejam alocados e suportados pelos beneficiários da concretização deste projeto de investimento, a ERSE recomenda que o operador da RNT aplique a este projeto o disposto no Regulamento de Relações Comerciais, que prevê que os requisitantes, nomeadamente o promotor do projeto ferroviário, participem o reforço de rede, para além dos encargos relativos aos elementos de ligação à RNT, como será o caso do promotor do projeto do eixo ferroviário.

Por sua vez, a ERSE reforça a sua posição favorável, expressa no Parecer à proposta de PDIRT-E 2015, à concretização do projeto da nova interligação entre a região do Minho e a Galiza, classificada como Projeto de Interesse Comum (PIC), nos termos do Regulamento (UE) n.º 347/2013, realçando a importância da necessidade de coordenação entre os investimentos propostos para o reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha e os desenvolvimentos a nível da interligação Espanha-França. Para tal, a ERSE realça que, para além da concretização da interligação em ambos os lados da fronteira, é fundamental dar continuidade à concretização do lado português ao troço entre o futuro posto de corte de Ponte de Lima e o atual posto de corte de 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 implicará uma redução da capacidade de interligação para fins comerciais. Assim, a ERSE recomenda que seja dada particular prioridade à conclusão deste troço, que permitirá ainda fechar o corredor entre Pedralva - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, criando uma via alternativa ao corredor Pedralva - Riba d’Ave no escoamento da produção da bacia do Cávado.

No que diz respeito aos PIC, e pela importância que os projetos classificados como tal representam, a ERSE sublinha a necessidade do operador da RNT procurar assegurar, por princípio, a maximização de fundos CEF¹ a receber em resultado da candidatura de todos os projetos que obtiveram o estatuto de PIC na terceira lista aprovada pela Comissão Europeia em novembro de 2017. Recomenda-se que o operador da rede de RNT identifique, para cada projeto, o cronograma exatável para a obtenção desses fundos, bem como os procedimentos que pretende desenvolver para garantir os financiamentos em causa.

Estas medidas de maximização do montante de fundos comunitários acrescido das comparticipações a suportar por requerentes, possibilitarão reduzir o impacto tarifário associados à concretização dos Projetos Complementares previstos.

De realçar que os comentários anteriores refletem, na generalidade, a posição da ERSE em resposta a solicitações da Secretaria de Estado da Energia para os seguintes Projetos Complementares:

- Ligação a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira da Pena – Feira
- Ligação A 400 kV Fundão – Falagueira
- Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões
- Nova interligação a 400 kV Minho - Galiza

Finalmente, a ERSE considera que o operador da RNT deverá ter a maior atenção no que diz respeito à calendarização dos projetos, no sentido de não colocar em causa os compromissos assumidos com entidades terceiras, nomeadamente o promotor do sistema electroprodutor do Tâmega e o promotor do projeto da linha ferroviária entre Évora-Elvas/Caia.

¹ CEF – *Connecting Europe Facilities*, Regulamento (UE) n.º 1316/2013, de 11 de dezembro, que estabelece o mecanismo de assistência financeira da União para apoio a projetos de interesse comum (PCI), destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e das telecomunicações.

4. OUTROS ASPETOS EM CONSIDERAÇÃO

No que diz respeito à perspetiva da análise da evolução da procura de eletricidade, registe-se que existe um certo desfasamento entre os cenários que orientaram este plano e o atual contexto.

Assim, o cenário central de consumo de eletricidade adotado pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2017 corresponde ao cenário Inferior do RMSA-E 2016, o qual não reflete os dados mais recentes de evolução do consumo e de evolução da economia portuguesa. Acresce que a proposta de PDIRT-E 2017 não apresenta as metodologias que sustentam as previsões de consumo, dificultando a adaptação dessas previsões ao atual contexto. Por outro lado, as pontas síncronas de carga do SEN adotadas no cenário central da proposta de PDIRT-E 2017, correspondentes ao consumo do cenário Inferior do RMSA-E 2016, estão desalinhadas face à ponta síncrona de carga do SEN ocorrida em 2017, o que se deve, em parte, à volatilidade observada desde 2015.

O facto da proposta de PDIRT-E 2017 refletir uma visão conservadora da procura foi salientada na Consulta Pública, tendo alguns agentes definido que a proposta de PDIRT-E 2017 deveria incorporar análises de sensibilidade para níveis mais elevados da procura. Todavia, as análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura apresentadas na proposta de PDIRT-E 2017 mostram que não serão necessários investimentos específicos para que a rede dê resposta às pontas de carga para um cenário de solicitação extrema do lado da procura. 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. Nesse particular, registe-se que foi salientado por alguns agentes na Consulta Pública a necessidade do operador da RNT distinguir na proposta de PDIRT-E 2017 os conceitos de ponta síncrona de carga no SEN e ponta de utilização da RNT, dado que o planeamento da RNT deve ser efetuado para satisfazer a ponta de utilização da RNT.

No que diz respeito à monitorização da procura, a ERSE tem referido nos pareceres a anteriores propostas de PDIRT-E, que 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. Registe-se, nesse sentido, que durante a Consulta Pública os agentes referiram que o operador da RNT e o operador da RND devem 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.

Entre os fatores a monitorizar destacam-se os seguintes:

- i. A introdução e reforço gradual das medidas de promoção da eficiência energética;
- ii. A implementação gradual das redes inteligentes, que permitirá uma gestão otimizada das redes e um aumento da flexibilidade da procura, dando aos consumidores a possibilidade de se transformarem em agentes mais ativos nos mercados elétricos, incluindo a opção do autoconsumo. Refira-se que esta tendência deverá ser reforçada com a alteração gradual da legislação a nível europeu, cujos desenvolvimentos mais recentes foram vertidos na proposta de Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os europeus”, divulgada pela Comissão Europeia e em discussão nas instâncias comunitárias;
- iii. A alteração gradual da estrutura de consumo de energia primária, decorrente, por um lado, de políticas energéticas e ambientais com uma incorporação cada vez maior de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade e, por outro, da eletrificação gradual do setor dos transportes.

Esta 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 das redes de distribuição, alterando assim as solicitações que são dirigidas na rede de transporte. Neste contexto, é desejável o reforço das exigências de interação e cooperação entre as redes de transporte e de distribuição, designadamente no planeamento de infraestruturas.

Relativamente à oferta de capacidade de produção, o operador da RNT disponibiliza informação detalhada sobre a calendarização da entrada e saída de novos centros eletroprodutores, fundamentando esta informação com o disposto no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2017-2030 (RMSA-E 2016), adotando como cenário base para efeitos da proposta de PDIRT-E 2017, a designada Trajetória-A apresentada no mesmo, e que considera o adiamento do descomissionamento da central a carvão de Sines para 2025 (igualmente previsto o descomissionamento em 2021 da central do Pego a carvão, e em 2024 da central da Tapada do Outeiro a gás natural), face ao previsto na trajetória-B (saída da central em 2017).

Por outro lado, o operador da RNT considera o comissionamento dos centros electroprodutores hídricos do Tâmega apenas em 2024 (Trajetória-A do RMSA-E 2016), o que se revela desadequado, de acordo com os comentários recebidos na Consulta Pública por parte do promotor destas centrais, uma vez que existe o compromisso de entrada em funcionamento de grande parte da capacidade a instalar até final de 2021.

Este facto fundamenta a posição expressa pela ERSE de recomendar a recalendarização e antecipação da concretização do eixo a 400 kV entre Vieira do Minho - Ribeira da Pena - Feira de modo a que o operador da RNT não coloque em causa os compromissos assumidos com o promotor.

Finalmente, na proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT disponibiliza informação adicional sobre a restante PRE (sem a grande hídrica), nomeadamente sobre os volumes de capacidade, por subestação, associados às licenças de produção atribuídas mas ainda não ligadas à RNT, bem como os pedidos ainda sem licença de produção atribuída (com destaque para a tecnologia solar). Por outro lado, ao disponibilizar os valores de capacidade de receção disponível por subestação, o operador da RNT identifica um défice de capacidade em diversas instalações, o que constitui, segundo o mesmo, fundamento para alguns dos investimentos propostos (classificados como Projetos Complementares).

A ERSE considera positiva esta melhoria na disponibilização da informação sobre as capacidades disponíveis para receção, bem como dos volumes de capacidade associados a pedidos e a licenças atribuídas, recomendando apenas que os pressupostos assumidos tenham em conta não apenas o RMSA-E 2016 mas igualmente a aplicação das medidas de política energética que venham a ser decididas à luz de instrumentos específicos como o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), atualmente em elaboração, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, quer a nível nacional quer a nível comunitário.

Finalmente, no que diz respeito à análise custo-benefício e à quantificação de benefícios pelo operador da RNT, 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.

5. IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2017 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 doze cenários compostos.

No caso da procura, foram estudados três cenários, todos tendo como ponto de partida o consumo real de 2017, a saber: i) o cenário ERSE Central, em que a evolução da procura é idêntica à do cenário central da proposta de PDIRT-E 2017 (que corresponde ao cenário inferior do RMSA-E 2016); ii) o cenário ERSE

Inferior, mais pessimista, em que a procura progride à taxa anual média ocorrida entre 2011 e 2017 de 0,29%); iii) o cenário ERSE Superior, mais otimista, em que a evolução da procura é semelhante à do cenário superior do RMSA-E 2016.

No caso dos investimentos, estudaram-se quatro cenários quanto à evolução do nível de investimentos, a saber: i) o cenário ERSE Base, com uma evolução idêntica ao cenário intermédio da proposta de PDIRT-E 2017 (Projetos Base e Projetos Complementares), concretizados de acordo com as datas de entrada em exploração aí apresentadas; ii) o cenário ERSE Superior, com os mesmos projetos que os do cenário ERSE Base, em que são atualizadas as datas de entrada em exploração de determinados projetos, para os quais há informação mais recente do que a constante na proposta de PDIRT-E 2017, implicando a antecipação de alguns investimentos; iii) o cenário ERSE Superior com participações, semelhante ao cenário ERSE Superior, em que se considera que há lugar à participação, em 50%, de investimentos em reforços de rede causados por novas ligações à RNT de geração renovável e de clientes, que vão entrando gradualmente durante um período de 10 anos; iv) o cenário ERSE Superior com participações e CEF, semelhante ao cenário ERSE Superior, em que se considera que há lugar à participação de investimentos em reforços de potência das novas ligações à RNT (tal como no cenário referido anteriormente) e ainda ao recurso a subsídios ao abrigo do CEF no quadro dos projetos classificados como PCI.

A análise dos impactes tarifários dos cenários descritos incidiu sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a clientes, as tarifas de acesso às redes e bem como as tarifas de venda a clientes finais. O período analisado situa-se entre as tarifas em vigor em 2018 (ano mais recente de tarifas aprovadas pela ERSE) e

2022. No quadro seguinte apresentam-se para o cenário de evolução da procura central as variações tarifárias entre 2018 e 2022 associadas aos 4 cenários de investimento considerados.

Variações Tarifárias (Tarifas 2018 a 2022)	Análise dos cenários de investimento para o cenário de procura ERSE Central			
	ERSE Base	ERSE Superior	ERSE Superior com comparticipações	ERSE Superior com comparticipações e CEF
Uso Rede Transporte (URT) (%)	-0,1%	1,1%	0,0%	-3,3%
Acesso às Redes (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,3%
MAT (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,4%
AT (%)	0,0%	0,2%	0,0%	-0,5%
MT (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,4%
BTE (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,3%
BTN (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%
Preços Finais (%)	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%
MAT (%)	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%
AT (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%
MT (%)	0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%
BTE (%)	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%
BTN (%)	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%

Para o cenário de investimentos ERSE Base observa-se no período de 2018 a 2022 uma redução das tarifas de uso da rede de transporte de -0,1%.

Integrando a antecipação das datas de entrada em exploração de determinados projetos que foram identificados, (cenário ERSE Superior), a variação tarifária no período entre 2018 e 2022 será de um acréscimo de +1,1%.

Estes impactes tarifários são mitigados no cenário em que são consideradas as participações estabelecidas regulamentarmente (cenário ERSE Superior com participações), em que, nas novas ligações à RNT de geração renovável e de clientes, os utilizadores são chamados a participar, em 50%, os investimentos necessários em reforços de rede. Este cenário permite assegurar um impacte tarifário nulo em 2022 face a 2018 dos investimentos da proposta de PDIRT-E 2017, mesmo já estando considerada a antecipação das datas de entrada em exploração de alguns dos projetos.

Da avaliação do impacte na variação tarifária da eventual atribuição de subsídios ao abrigo do CEF aos projetos classificados como PCI complementarmente às participações referidas (cenário ERSE Superior

com participações e CEF), constata-se uma redução tarifária de -3,3% entre 2018 e 2022 para o cenário central de evolução da procura.

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.

A análise de impactes realizada incluiu uma análise de sensibilidade à evolução da procura, conforme os cenários estudados.

A neutralidade tarifária da proposta de PDIRT-E 2017, mesmo num quadro hipotético de antecipação de alguns investimentos, decorre em grande parte do facto do nível de investimentos que lhe é subjacente ser, em média, inferior à tendência de evolução dos montantes de amortização dos ativos. Todavia, como é patente no Anexo 9, o impacte deste plano no nível de proveitos unitários a recuperar até 2022 não é neutro ao longo do período compreendido entre 2018 e 2022, designadamente se o ano de referência para a avaliação desses impactes for 2018. O ano de 2018 coincide com a revisão em baixa da taxa de remuneração dos ativos regulados por parte da ERSE, comparativamente com o nível de remuneração que vigorou no período regulatório que terminou em 2017. Esta revisão justifica, por si só, uma diminuição do nível tarifário, que é alheia ao nível de investimentos apresentado na proposta de PDIRT-E 2017.

Registe-se, igualmente, que não é clara qual das tendências de evolução da procura que se concretizará no período de avaliação deste plano. Neste contexto de alguma incerteza, a neutralidade tarifária da proposta de PDIRT-E 2017 ao longo do período compreendido ente 2018 e 2022 só poderá ser conseguida com a promoção das seguintes fontes de financiamento:

- Participações dos investimentos em reforços de rede, suportadas pelas novas ligações à RNT de geração renovável e de clientes;
- Financiamentos comunitários para os investimentos enquadrados como Projetos de Interesse Comum (PCI), nos termos do Regulamento (UE) n.º 347/2013.

6. CONCLUSÕES

A ERSE concorda com o pressuposto apresentado pelo operador da RNT de que a aprovação da proposta de PDIRT-E 2017 visa unicamente a concretização dos projetos de investimento previstos para o primeiro quinquénio do plano que obtenham explicitamente uma Decisão Final de Investimento (DFI) positiva por parte do Concedente.

Com a concretização de todas as recomendações referidas ao longo do presente Parecer, a ERSE considera que a proposta de PDIRT-E 2017 estará em melhores condições de poder ser submetida pelo operador da RNT ao Concedente.

Nessas condições, a versão revista da proposta de PDIRT-E 2017 de acordo com as recomendações referidas no parecer, poderá resultar na emissão pelo Concedente de uma Decisão Final de Investimento para o seguinte conjunto de projetos a concretizar até 2022:

- Projetos individuais identificados no âmbito de “Ações de remodelação e modernização de ativos”, desde que a sua mais-valia seja economicamente comprovada, permitindo ao decisor ver demonstrado o seu mérito e premência, nomeadamente o custo evitado para o SEN face à opção de manter o equipamento em causa em exploração.
- Projetos para dar resposta a compromissos assumidos pelo operador da RNT com o operador da RND, e eventualmente projetos de investimentos na atividade de Gestão Global de Sistema;
- Projeto para a criação de capacidade de receção de nova produção renovável na região do Alto Tâmega “Ligação a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira da Pena – Feira”;
- Projeto para a criação de capacidade de receção de nova produção renovável “Ligação a 400 kV Fundão – Falagueira”, se for devidamente comprovada a impossibilidade de ligação à RNT de novos produtores renováveis, mesmo após uma alteração das atuais regras de planeamento e operação de rede (alteração necessária para que seja maximizada a capacidade de receção de produção nas oferecida pelas atuais infraestruturas);
- Projeto “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões”, identificado pelo operador da RNT como essencial para dar resposta às especificidades técnicas da alimentação à rede de ferrovia entre Évora-Elvas/Caia, para além da alimentação de outros polos de consumo;
- Projeto da nova “Interligação a 400 kV Minho – Galiza”.

Todos os restantes projetos de investimento que constem da proposta revista de PDIRT-E 2017 deverão ser considerados como indicativos e assinalados como tendo a sua Decisão Final de Investimento adiada para a análise a realizar durante a edição de 2019 ou seguintes da proposta de PDIRT-E.

O conjunto de projetos de investimento identificados neste Parecer pela ERSE, estando em condições de obter uma Decisão Final de Investimento positiva, corresponde a um máximo de 474 milhões de euros de investimentos, a serem concretizados ao longo do quinquénio 2018-2022, e representam 65% do valor de ativos transferidos para exploração na RNT durante o quinquénio de 2013 a 2017.

Para efeitos de determinação do respetivo impacto tarifário, o montante a considerar deverá ser bastante inferior aos 474 milhões de euros, já que o operador da RNT terá de descontar todas as receitas resultantes de participações em reforço de rede, que venham a ser pagas por produtores e consumidores que solicitem a sua ligação à RNT, e eventuais fundos CEF recebidos da União Europeia.

Nestas condições, após concretizadas todas as recomendações referidas ao longo do presente Parecer, a aprovação da proposta de PDIRT-E 2017 revista resultará num risco reduzido dos consumidores virem a suportar custos acrescidos.

A ERSE recomenda ainda que as futuras edições de propostas de PDIRT-E tenham em consideração as recomendações que constam do Anexo ao presente Parecer da ERSE e que dele faz parte integrante.

A generalidade das posições expressas neste Parecer são secundadas nos comentários recebidos por parte dos intervenientes na Consulta Pública que foi organizada para o efeito.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

A.1 ENQUADRAMENTO

Em cumprimento ao 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 2018-2027 (PDIRT-E 2017).

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.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a Consulta Pública² a proposta do PDIRT-E 2017, 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.

Tal como no seu Parecer emitido à proposta de PDIRT-E 2015, em fevereiro de 2016, a análise da proposta de PDIRT-E 2017 foi 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 bianual 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 apresentadas nas sucessivas edições de PDIRT-E e representa um processo meritório de transparência no setor elétrico em Portugal.

² <http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/64.aspx>.

Por sua vez, beneficiando dos comentários recebidos durante a Consulta Pública e do Parecer da ERSE, o operador da RNT deverá preparar uma proposta de plano em conformidade com as orientações do Concedente e apresentar ao decisor uma versão final de proposta de PDIRT-E que permita a sua aprovação.

A.2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017 FACE À PROPOSTA DE 2015 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

1. PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015 foram os seguintes:

Montante Global de Investimento: A ERSE considerou que o montante total de investimento na proposta de PDIRT-E 2015 para o horizonte 2016-2025, de cerca de 1165 M€ (a custos diretos externos), era desajustado face à evolução ocorrida e prevista do consumo e da ponta de utilização da RNT, à excelente qualidade de serviço e à inexistência de constrangimentos estruturais na RNT.

Caracterização dos Projetos: Relativamente à informação sobre os projetos, a ERSE identificou a falta de uma calendarização detalhada associada à concretização de cada um dos projetos de investimento, bem como a não identificação dos projetos de investimento que necessitam de Decisão Final de Investimento (prioritários). Por outro lado, sublinhou não existir demonstração económica que os projetos propostos eram a solução mais eficaz para o objetivo proposto e que estavam a ser cumpridos os critérios adequados de alocação de custos.

Pressupostos desatualizados (Oferta e Procura): Os pressupostos da proposta de PDIRT-E 2015 foram baseados numa versão do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E) não atualizada, anterior à data de fecho da proposta de PDIRT-E 2015, sendo posteriormente publicado um RMSA-E mais recente mas não refletido na proposta.

Pressupostos sobre procura (ponta): A proposta de PDIRT-E 2015 não apresentava qualquer informação sobre a evolução prevista para a ponta efetiva na RNT, mas apenas para a ponta síncrona do SEN, tendo a ERSE recomendado que a mesma fosse tida em consideração devido à inversão de fluxos nas subestações e nas interligações (exportações).

Produção Embebida: A ERSE considerou que deve ser identificado para cada subestação o impacto da produção embebida na ponta máxima da subestação e em que medida essa contribuição afeta o exercício de planeamento.

Análises de Sensibilidade: A ERSE solicitou ao operador da RNT análises de sensibilidade aos principais parâmetros associados à evolução da oferta e da procura, em especial com impacto no primeiro quinquénio.

Ligação de nova produção renovável: A ERSE considerou dever ser disponibilizada informação sobre qual o volume de novas licenças de produção renovável atribuídas para cada subestação da RNT, por forma a melhor fundamentar cada um dos projetos propostos. A ERSE recomendou a reavaliação da calendarização de projetos relativos ao reforço da RNT para receção de nova produção em regime especial de origem renovável e, sempre que possível, o seu adiamento, quando não seja demonstrada a sua urgência e não seja apresentado um compromisso por parte dos promotores que assegure que a data de conclusão da obra se insere nos cinco primeiros anos do horizonte temporal de abrangência do PDIRT-E.

Alocação de custos de reforço da RNT: A ERSE recomendou que o operador da RNT passe a ter em consideração o disposto pela ERSE no Regulamento das Relações Comerciais, em relação à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às redes e reforços de rede, necessários para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável.

Coordenação entre operador da RNT e operador da RND: A ERSE considerou ser necessária uma maior coordenação entre operadores das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede. Solicitou que os benefícios resultantes dos projetos de apoio à RND sejam confirmados na próxima edição do PDIRD-E 2016, imputando benefícios à RND decorrentes destes pontos injetores. Sobre os projetos do novo eixo a 400 kV no Alentejo, e tendo em conta a evolução das pontas e consumos descritos na proposta de PDIRT-E 2015, bem como a baixa probabilidade de retirada de exploração da central a carvão de Sines no curto prazo, a ERSE afirmou não ter sido apresentada informação suficiente que permita quantificar quais os impactos da sua não realização nas datas previstas e do consequente adiamento da Decisão Final de Investimento para uma das próximas edições da proposta de PDIRT-E, a ocorrer em 2017 ou seguintes.

Gestão da vida útil dos ativos: A ERSE identificou uma falta de fundamentação clara sobre projetos de investimento para substituição de equipamento em final de vida útil ou associados à reposição dos níveis

de fiabilidade de equipamentos em exploração. Designadamente, não foi apresentada informação sobre qual era o Índice de Estado (IE) antes da ação de modernização, não permitindo assim verificar qual o critério base para a tomada de decisão. Por outro lado, não foi apresentada qualquer informação sobre qual a importância desse ativo na rede, através do denominado “Índice de criticidade”.

Análise benefício-custo: A ERSE reforçou a necessidade de transparência não apenas quanto à metodologia de cálculo e aos indicadores a quantificar, mas também em termos de disponibilização dos cenários simulados para o ano de referência e as diferenças entre o ano atual e o ano de referência. Em termos de benefícios socioeconómicos associados a cada projeto: 1) devem sejam desagregados por país; 2) devem ser desagregados por excedente do produtor e do consumidor, e rendas de congestionamento; 3) necessário monetizar a variação de perdas e indicado qual o valor do fator multiplicador utilizado para valorizar; 4) necessário disponibilizar os cenários de produção, de rede e de consumo para cada um dos anos de referência.

Análise do impacte tarifário: A ERSE registou que a análise de impactes apresentada pelo operador da RNT teria beneficiado caso tivessem sido apresentados cenários hipotéticos, que balizassem a evolução dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), designadamente para situações não controláveis pelo operador da RNT, tais como o diferimento da necessidade de reforço da rede devido à não entrada em exploração de alguns centros eletroprodutores nos prazos previstos neste plano ou a eventual estagnação do consumo de energia elétrica ao longo do período em análise.

2. EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017 FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2015

A proposta de PDIRT-E 2017 dá continuidade ao exercício de planeamento de 2015, concretizado na proposta de PDIRT-E 2015 e sobre o qual, após a realização da Consulta Pública e do Parecer da ERSE, não há informação de aprovação pelo Concedente, no seguimento do parecer desfavorável da ERSE em que, beneficiando das muitas contribuições recebidas durante a Consulta Pública, diversas alterações profundas foram sugeridas.

A proposta de PDIRT-E 2017, que agora se analisa, reveste-se por isso de importância acrescida e apresenta um conjunto de melhorias face à proposta de PDIRT-E 2015, que estão em linha com as recomendações elaboradas pela ERSE no seu parecer.

O Quadro A.2 - 1 compara a proposta de PDIRT-E 2015 com a atual proposta de PDIRT-E 2017.

Quadro A.2 - 1 – Comparação entre as propostas de PDIRT-E 2015 e de PDIRT-E 2017

		Proposta PDIRT-E 2015	Proposta PDIRT-E 2017
Evolução da Procura de Eletricidade	Cenários	» 3 cenários: Cenários Inferior, Central e Superior do RMSA-E 2014, associados a diferentes cenários de crescimento económico. » A ponta de carga síncrona depende do consumo anual. » São indicados os investimentos que se alteram em função do cenário de procura considerado.	» 1 cenário: Cenário Base é o cenário Inferior do RMSA-E 2016, associado a um crescimento económico inferior (1,2%). » A ponta de carga síncrona depende do consumo anual, de acordo com metodologia do Anexo 9. » Realizadas análises de sensibilidade aos cenários de procura Central e Superior do RMSA-E 2016, sem alteração nos investimentos.
	Consumo anual	<u>TCMA 2016-2020:</u> 0,66% Cenário Central para 50,6TWh em 2020 <u>TCMA 2016-2025:</u> 0,91% Cenário Central para 53,5TWh em 2025	<u>TCMA 2018-2022:</u> 0,21% Cenário Base para 49,5TWh em 2022 <u>TCMA 2018-2027:</u> 0,25% Cenário Base para 50,2TWh em 2027
	Ponta síncrona de carga (referencial do consumo)	<u>TCMA 2016-2020:</u> 0,66% Cenário Central (RMSA-E 2014 Central Inverno) para 8900MW em 2020 <u>TCMA 2016-2025:</u> 0,90% Cenário Central para 9400MW em 2025	<u>TCMA 2018-2022:</u> 0,21% Cenário Base (RMSA-E 2016 Inferior Inverno) para 8430MW em 2022 <u>TCMA 2018-2027:</u> 0,24% Cenário Base para 8545MW em 2027
	Ponta de carga da RNT	Sem referências à evolução da ponta de carga da RNT	Sem referências à evolução da ponta de carga da RNT
Investimentos	Segmentação de projetos	Sem segmentação de projetos ou indicação dos projetos considerados fundamentais e para os quais é necessário decisão de investimento	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	1.º quinquénio (2016-2020): 607M€ 2.º quinquénio (2021-2025): 558M€ Total PDIRT-E 2015: 1165M€ Nota: Valores a CDE	1.º quinquénio (2018-2022): 409M€ (P.Base 244M€ + P.Compl. 165M€) 2.º quinquénio (2023-2027): 405M€ (P.Base 169M€ + P.Compl. 236M€) Total PDIRT-E 2017: 814M€ (P.Base 413M€ + P.Compl. 401M€) Nota: Valores a CDE
	Projetos com indicação para decisão futura	Sem indicação de projetos para decisão futura	Indicação de que o projeto de receção de energia off-shore ao largo de Viana do Castelo se encontra em análise, rementendo a decisão para futuros exercícios de planeamento
	Outros	Valores apresentados a custos diretos externos e indicação de que os encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros são de acordo com o mecanismo de custos de referência (sem indicação dos respetivos valores)	Valores apresentados a custos diretos externos, encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros, permitindo obter o custo total a remunerar pelas tarifas
Impactos Tarifários		Apresenta uma análise de impactos tarifários, com 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)	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 Custo-Benefício		Utilizada uma análise multicritério/custo-benefício a blocos de projetos	Utilizada uma análise multicritério/custo-benefício a cada um dos projetos
Metodologias, Estudos e Análises Complementares	Previsão da Procura	Inclui a descrição da metodologia de previsão da evolução do consumo	Inclui os resultados de aplicação da metodologia para determinação da evolução da ponta síncrona de carga da RNT, em função da evolução do consumo
	Avaliação Ambiental Estratégica	Inclui o relatório ambiental (resumo não técnico) da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT-E 2012-2017 (2022)	Inclui o relatório ambiental da Avaliação Ambiental Estratégica do PDIRT-E 2018-2027
	Estudos e pareceres de entidades externas	Inclui resumos de estudos de âmbito técnico: » Desenvolvimento, teste de metodologias e cálculo para a determinação da capacidade de receção de potência nos nós da RNT (INESC Tec) » Estabilidade transitória e de controlo de tensão na RNT no horizonte 2014 (INESC Tec) » Guia de coordenação de isolamento da RNT (LABLEC)	Inclui pareceres de entidades externas sobre a proposta de PDIRT-E 2017: » Parecer do INESC Tec » Parecer da Universidade Católica de Lisboa sobre o impacto económico

Fonte: ERSE, REN

Comparando as duas propostas de PDIRT-E, em termos de investimentos propostos para os primeiros cinco anos do plano, constata-se uma redução de cerca de 30% no valor total de transferências para exploração (a custos diretos externos), passando de mais de 600 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2015, para cerca de 400 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2017.

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 2015, designadamente nas seguintes matérias:

Identificação dos projetos que necessitem de Decisão Final de Investimento (DFI): na atual proposta, o operador da RNT identifica claramente quais os projetos que considera fundamentais e para os quais é

necessária DFI (respetivos montantes), classificando os mesmos como Projetos Base, remetendo para decisão do Concedente as decisões sobre os restantes projetos motivados por fatores externos e fora do seu controlo, associados a política energética, e que classifica como Projetos Complementares.

Previsão da evolução do consumo de eletricidade e ponta síncrona: A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-E 2016, adotando, como cenário base para o exercício de planeamento, o cenário Inferior do RMSA-E 2016, e realizando uma análise de outros cenários de procura Central e Superior que são mais exigentes, nas opções de investimento. Na última proposta de PDIRT-E 2015, tinha sido adotado como cenário base, o cenário central do RMSA-E 2014.

Caracterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento: O operador da RNT mantém a metodologia combinada multicritério/custo-benefício aplicada aos projetos em 2015, tendo por um lado aplicado esta metodologia individualmente a cada Projeto Complementar, e por outro lado introduzido algumas melhorias, como por exemplo a monetização da variação das perdas elétricas, mas também a disponibilização sobre dados relativos ao Índice de Estado dos ativos.

Quantificação do custo total de cada projeto: Face à proposta anterior, em que apenas era disponibilizada informação dos custos dos projetos a custos diretos externos, o operador da RNT identifica agora os montantes relativos a encargos de estrutura e gestão e a encargos financeiros, permitindo quantificar de forma clara o custo total que é remunerado pelas tarifas. A informação dos custos de investimento é disponibilizada quer em termos das transferências para exploração, quer do investimento anual (designado no PDIRT por CAPEX), permitindo uma maior perceção do real impacto dos projetos nos proveitos da atividade de TEE e no desempenho da empresa.

Análise do Impacte tarifário: O operador da RNT disponibiliza informação sobre a estimativa do impacte tarifário, referindo os pressupostos considerados na determinação do mesmo, para os Projetos Base e para o agregado de Projetos Base e Projetos Complementares (para os 3 cenários definidos). À semelhança da proposta de PDIRT-E 2015, a análise de impactes foi realizada em vários níveis (preço médio do SEN, preço médio das tarifas de acesso, proveito unitário da atividade de TEE). No entanto, foi considerado apenas um cenário de consumo (estagnação no nível previsto para Tarifas 2017), enquanto na proposta de PDIRT-E 2015 foi apresentada a sensibilidade dos impactes em relação à variação do consumo.

Cenários de Oferta de produção de energia elétrica: O operador da RNT considerou como pressuposto a manutenção da Central térmica de Sines até 2025, assumindo o descomissionamento das centrais do Pego (carvão) em 2021 e da Central a gás natural (GN) da Tapada do Outeiro em 2024, de acordo com a

Trajetória-A do RMSA-E 2016. Por outro lado, a atual proposta já não considera as centrais do Alvito e de Girabolhos, e considera o adiamento da central do Fridão. Com este cenário de oferta, o operador da RNT ajustou a proposta de planeamento em consonância, com impacto no adiamento de alguns projetos.

Capacidade da RNT para receção de nova produção: A atual proposta disponibiliza informação mais detalhada, por subestação e área de rede, sobre a capacidade atual da RNT, nomeadamente quantificando aquela que está já atribuída e aquela que resulta dos investimentos propostos, complementando esta informação com dados sobre as licenças de produção atribuídas e sobre o volume de capacidade associado a novos pedidos, com destaque para os dados sobre tecnologia solar.

A.3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ELETRICIDADE

1. ENQUADRAMENTO

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

1. Motivos de ordem técnica, designadamente de segurança de abastecimento, tendo em conta que o investimento deve ser ajustado para satisfazer a 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, tendo em conta que é suportado pelos utilizadores das redes na proporção dos seus consumos³.

No atual estado de desenvolvimento da rede de transporte em Portugal, atendendo à evolução da procura ocorrida e prevista, este fator perdeu peso entre os determinantes da necessidade de investimento. Em sentido contrário, 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 capacidade de produção nos locais

³ 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.

onde existem os recursos renováveis, usualmente distantes dos locais de maior concentração de consumos. Esta alteração estrutural observada no setor elétrico nos últimos anos faz com que os investimentos propostos no PDIRT-E 2017, designadamente a maioria dos Projetos Complementares, sejam particularmente sensíveis à evolução da oferta e menos à evolução da procura.

A proposta de PDIRT-E 2017 em apreço teve em consideração o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN, respeitante ao período de 2017 a 2030 (RMSA-E 2016)⁴, no qual são apresentados três cenários de evolução do consumo de eletricidade. O operador da RNT considerou que *“para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes três cenários, o PDIRT utiliza o de evolução mais conservador (cenário Inferior), que perspectiva valores de consumo inferiores aos considerados no anterior PDIRT [...] Não se pondera, neste exercício, evoluções mais ambiciosas do consumo, tendo em conta que este plano será alvo de revisão dentro de dois anos [...]”*. O cenário Inferior do RMSA-E 2016, considerado na atual proposta de PDIRT, tem implícito um crescimento médio anual do consumo de 0,25%⁵, o que traduz uma revisão em baixa face ao cenário considerado na anterior proposta de PDIRT-E. Apesar da adoção do cenário Inferior do RMSA-E 2016, para efeitos de adequação da rede às previsões de procura e de eventuais investimentos a realizar, o operador da RNT refere que efetuou análises de sensibilidade a dois cenários de consumo complementares, contemplando crescimentos da procura superiores (crescimento moderadamente superior ao que consta do cenário inferior do RMSA-E 2016) e inferiores (estagnação do consumo com referência à previsão do PDIRT-E 2017 para o ano de 2017).

Apesar de, mais uma vez, a metodologia de previsão da evolução do consumo não ser detalhada no RMSA-E 2016, é referido que depende dos cenários macroeconómicos considerados e da evolução de aspetos técnicos que afetam, de forma determinante, o setor elétrico, como sejam a eficiência energética, a adoção da mobilidade elétrica e a opção pelo autoconsumo, quer de grandes instalações, quer de unidades de pequena produção. Assim, as previsões do consumo final de eletricidade resultantes destes cenários têm em conta as perspetivas de desenvolvimento económico, tecnológico e social do país.

No ponto I do Anexo 9 do PDIRT-E 2017 é apresentada uma metodologia de “Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2027”, que foi usada pelo operador da RNT para determinar as pontas sazonais de carga, tendo por base os cenários de evolução do consumo apresentados no RMSA-E 2016.

⁴ Os cenários do RMSA-E 2016 baseiam-se em dados reais até ao ano de 2015.

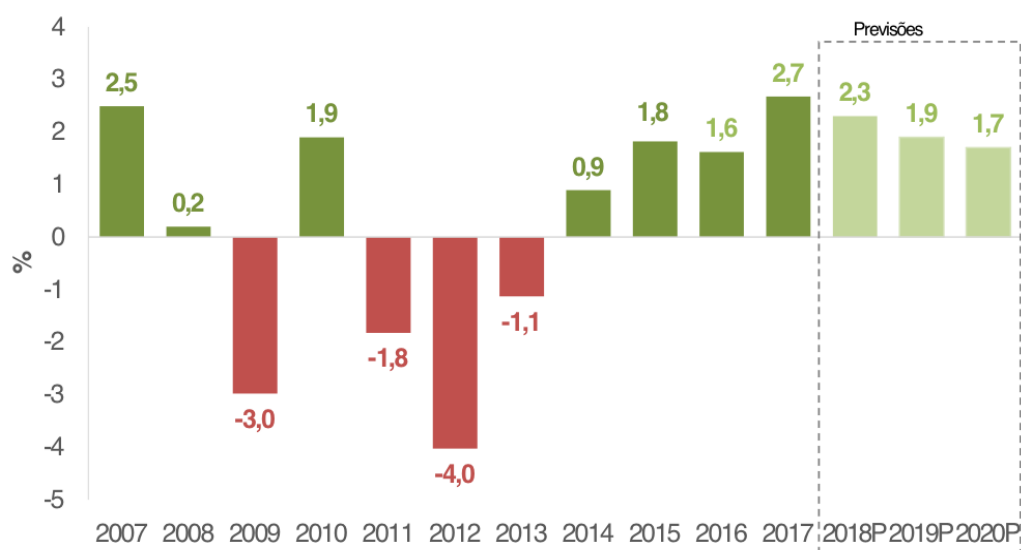
⁵ Referente ao período de 2017 a 2030.

2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Um plano de investimentos com um horizonte de longo prazo (10 anos), como é o PDIRT-E, mesmo que possua um caráter indicativo, 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.

O comportamento da economia portuguesa nos anos de 2015, 2016 e 2017, após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a consequente recuperação do acesso aos mercados de financiamento, que ocorreu em meados de 2014, tem-se caracterizado por uma consolidação da recuperação da atividade, após três anos de recessão económica (ver Figura A.3 - 1). O Produto Interno Bruto (PIB) registou em 2016 e em 2017 um crescimento de 1,6% e 2,7%, respetivamente.

Figura A.3 - 1- Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB

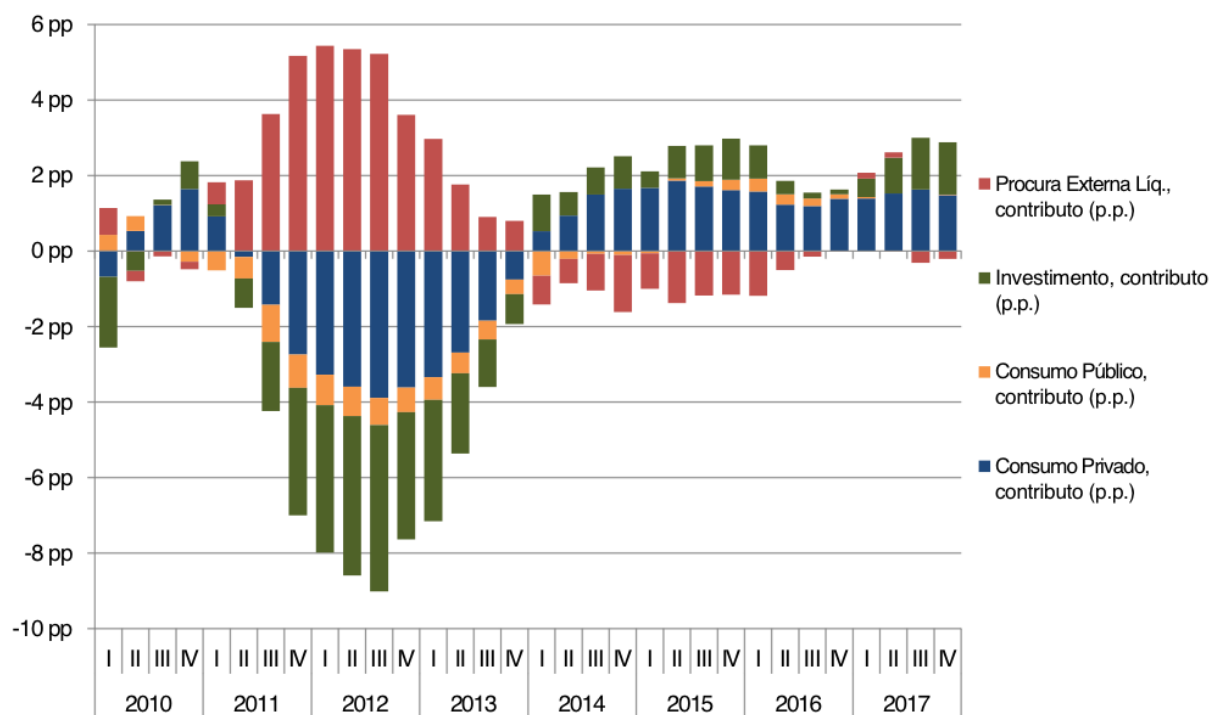


Fontes: ERSE, INE, BdP

Na Figura A.3 - 2 pode observar-se a inversão do padrão de crescimento da economia portuguesa a partir de 2014, quando comparado com os três anos anteriores, principalmente baseado na procura interna e, numa menor medida, no investimento. Em 2015, a recuperação foi sustentada na procura interna, com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação, por oposição ao contributo negativo da procura externa líquida. Em 2016, enquanto o consumo privado manteve uma forte dinâmica de crescimento, o investimento abrandou marcadamente, tendo o crescimento do PIB sido suportado

também pela melhoria da procura externa líquida. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento, que registou uma taxa de crescimento de 8,4%, beneficiando também da dinâmica do consumo privado e do crescimento das exportações.

Figura A.3 - 2 - Contributos da Procura Interna⁶ e da Procura Externa Líquida⁷ para a taxa de crescimento do PIB em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Para 2018, 2019 e 2020, as previsões mais recentes do Banco de Portugal (BdP)⁸ apontam para a manutenção da recuperação económica, com um crescimento sólido, embora a um ritmo progressivamente inferior (previsões de crescimento de 2,3%, 1,9% e 1,7%, respetivamente). Esta recuperação deverá continuar a ser suportada na robustez do investimento, com contributos positivos por parte do consumo privado e das exportações de turismo. Este quadro de evolução da economia previsto pelo BdP tem também subjacente um cenário de aceleração da procura externa dirigida à economia

⁶ Procura Interna = Consumo privado + Consumo Público + Investimento.

⁷ Procura Externa Líquida = Exportações – Importações.

⁸ "Boletim Económico", dezembro de 2017, Banco de Portugal.

portuguesa, por efeito da recuperação da economia global, uma vez que o atual ciclo de recuperação económica é extensível aos principais parceiros comerciais de Portugal. Espera-se, igualmente, a manutenção de condições financeiras e monetárias favoráveis, devendo o Banco Central Europeu continuar a adotar uma política monetária acomodatória.

No entanto, persistem sinais de alguma incerteza e riscos nas previsões macroeconómicas, decorrentes da evolução da economia estar ainda dependente, a nível nacional, da estabilidade política e da capacidade de consolidação orçamental, bem como, a nível internacional, da sustentabilidade da recuperação económica a nível mundial. Os principais riscos externos destacados pelo Banco de Portugal consistem na possibilidade de as economias avançadas adotarem medidas protecionistas a médio prazo (levando, por exemplo, a um impacto mais significativo da saída do Reino Unido da União Europeia), bem como na possibilidade de um ajustamento económico mais significativo nas economias emergentes endividadas. Um forte aumento dos preços de petróleo levaria também a uma correção em baixa destas estimativas de crescimento.

Esta visão de consolidação da recuperação económica é corroborada pelo Fundo Monetário Internacional (FMI)⁹, que destaca ainda melhorias a nível da execução orçamental, com a saída de Portugal do procedimento de défices excessivos em 2017, e do aumento de confiança no sistema bancário. No entanto, este organismo internacional alerta para alguns riscos subjacentes a estas previsões, como o nível elevado de endividamento público e privado, o enfraquecimento de progressos na implementação de reformas estruturais, bem como as consideráveis necessidades anuais de financiamento, que mantêm a economia vulnerável a eventos externos, como por exemplo uma alteração de política monetária por parte do BCE.

O quadro seguinte apresenta os dados verificados em 2017 para as principais variáveis macroeconómicas, bem como as últimas previsões para estas variáveis realizadas pelo Banco de Portugal, pelo FMI e pela Comissão Europeia.

⁹ Portugal: Article IV Consultation, “Sixth Post-Program Monitoring Discussions, Staff Report”, Country Report No. 18/52, fevereiro 2018 e “World Economic Outlook”, abril 2018.

Quadro A.3 - 1 – Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2017 e previsões para 2018 a 2023

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

	2017	2018 ^P	2019 ^P	2018 ^P			2019 ^P			2020 ^P			2021 ^P	2022 ^P	2023 ^P
	INE e Banco de Portugal	Média das previsões	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	CE	Banco de Portugal	FMI	FMI	FMI	FMI	FMI
PIB	2,7	2,3	1,9	2,3	2,4	2,3	1,9	1,8	2,0	1,7	1,5	1,2	1,2	1,2	
Consumo privado	2,2	2,0	1,8	2,1	2,0	2,0	1,9	1,6	1,8	1,7	1,4	1,1	0,8	0,8	
Consumo público	0,1	0,5	0,2	0,5	0,2	0,7	0,4	-0,1	0,3	0,5	-0,4	-0,3	-0,1	-0,2	
Investimento	8,4	6,8	5,3	6,5	8,1	5,7	5,6	5,1	5,3	5,4	4,4	3,5	3,8	3,7	
Exportações	7,9	6,9	4,9	7,2	6,6	6,8	4,8	4,5	5,5	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1	
Importações	7,9	7,2	5,2	7,7	7,0	6,9	5,4	4,5	5,6	5,0	4,3	4,1	3,9	3,9	
Inflação*	1,6	1,3	1,5	1,2	1,6	1,2	1,4	1,6	1,6	1,5	1,9	1,9	2,1	2,1	
Deflador do PIB	1,1	1,4	1,5	n.d.	1,5	1,3	n.d.	1,5	1,4	n.d.	1,7	1,7	1,7	1,7	
Desemprego (% população ativa)	8,9	7,4	6,6	7,3	7,3	7,7	6,3	6,7	6,8	5,6	6,7	6,2	5,7	5,2	

Nota: (*) Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC)

Fontes:

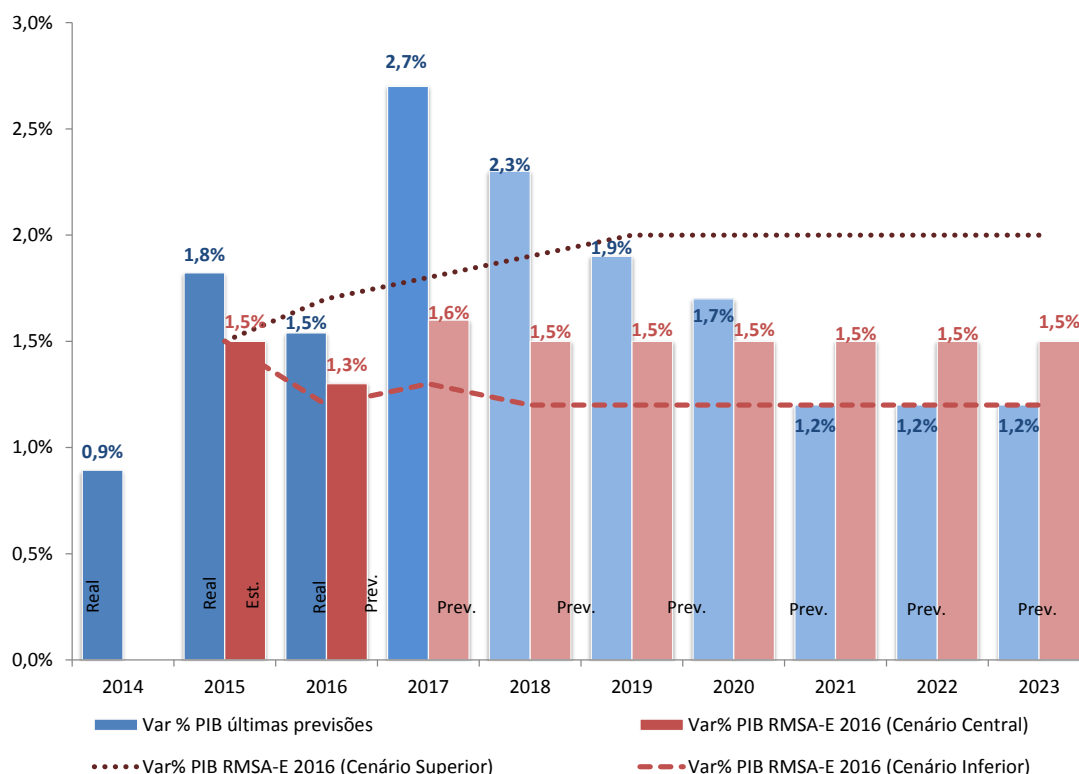
Banco de Portugal – “Projeções para a Economia Portuguesa: 2018-2020”, março 2018

FMI – Portugal: 2017 Article IV Consultation, Country Report No 18/52, fev. 2018 e “World Economic Outlook”, abr. 2018

Comissão Europeia (CE) – Previsões económicas maio 2018

A proposta de PDIRT-E 2017 apresenta os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-E 2016, sendo que este é também o utilizado para o RMSA-GN 2016. Na Figura A.3 - 3 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 2016 e proposta de PDIRT-E 2017.

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



Fonte: ERSE, Banco de Portugal (2018 a 2020), FMI (2021 a 2023), REN, PDIRT-E 2017, RMSA-E 2016

Comparando os dados mais recentes com os dados constantes na proposta de PDIRT-E 2017, é possível verificar que estes se baseiam em pressupostos que apontam para um cenário macroeconómico menos otimista entre 2017 e 2020 e mais otimista apenas no longo prazo, se se tiver em consideração as previsões do FMI para o período 2021-2023.

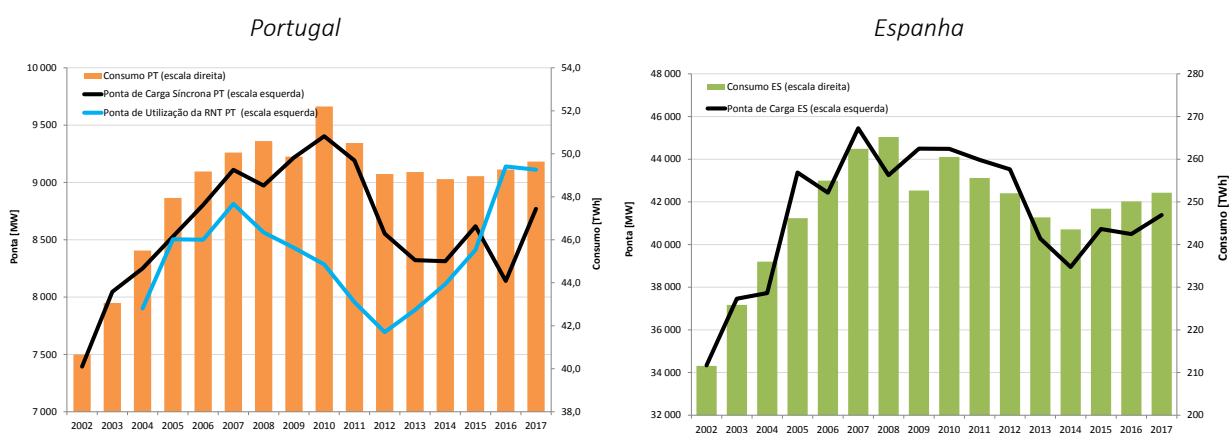
3. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E DA PONTA DE CARGA

A evolução da procura de eletricidade em Portugal até 2017 (Figura A.3 - 4) permite tirar algumas conclusões, que se apresentam de seguida, e que não são desproporcionais 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. 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 0,5% entre 2014 e 2017;

2. A queda do consumo em 2009, seguida do acréscimo atípico em 2010, refletiu, em parte¹⁰, a evolução da economia portuguesa nesses dois anos, como se observa pelo andamento do PIB na Figura A.3 - 1;
3. A ponta síncrona de carga do SEN¹¹ teve um forte crescimento até 2010 (taxa média acima de 3%), ano em que registou o máximo histórico, e desde então observou-se uma tendência de queda até 2014. A partir de 2015 apresentou um comportamento algo volátil, tendo registado um crescimento significativo em 2017, de 8%;
4. A ponta de utilização da RNT¹² afastou-se desde 2007 da ponta síncrona de carga do SEN, muito provavelmente por influência do aumento da produção distribuída ligada na rede de distribuição, tendo registado o máximo em 2016. A diferença percentual máxima foi atingida em 2011 (-13,4%), embora se tenha verificado uma convergência nos anos de 2014 e 2015. Adicionalmente, as trocas comerciais com Espanha também contribuem para o desacoplamento da ponta de utilização da RNT face à ponta síncrona de carga do SEN, o que foi particularmente notório em 2016 e 2017, anos em que Portugal teve um saldo exportador¹³ de energia elétrica positivo.

Figura A.3 - 4 – Evolução do consumo de eletricidade e das pontas de carga em Portugal e Espanha



Fonte: REN e REE

¹⁰ As condições climatéricas particulares de 2010 devem igualmente ser consideradas.

¹¹ Entende-se por ponta síncrona de carga do SEN a potência simultânea máxima nos pontos de entrega a clientes das redes nacionais de transporte e distribuição de energia elétrica.

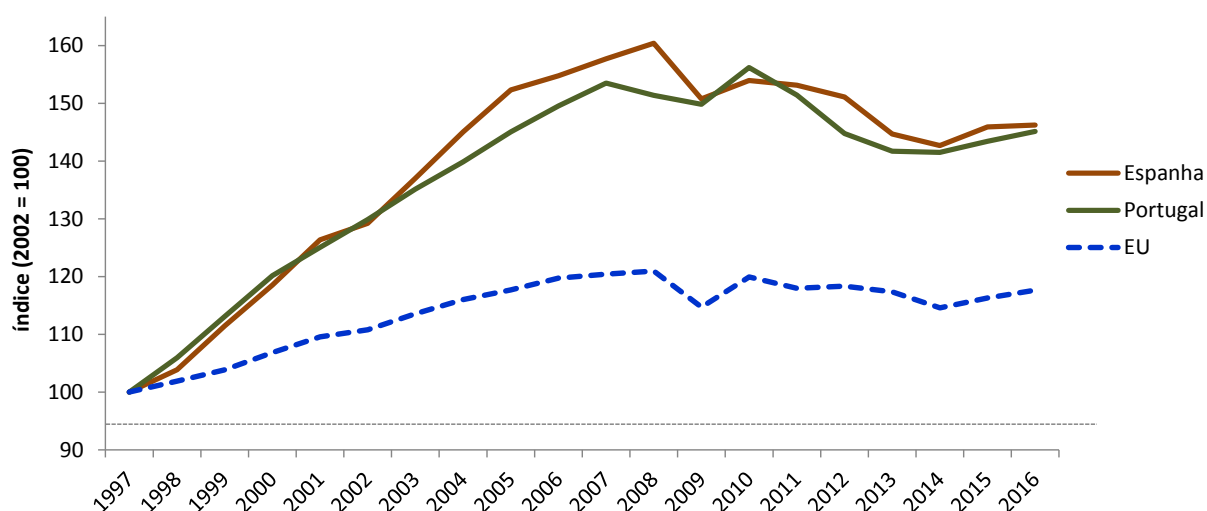
¹² Entende-se por ponta de utilização da RNT a potência simultânea máxima nos pontos de ligação da RNT a outras redes (distribuição e interligações internacionais), e a clientes.

¹³ Diferença do valor anual da energia elétrica no sentido Portugal-Espanha face ao valor anual no sentido Espanha-Portugal.

Na Figura A.3 - 4 pode-se também observar a evolução da ponta de carga em Espanha, com um forte crescimento que se prolongou até 2007, seguido de uma tendência de decréscimo até 2014, seguida de uma recuperação que se prolongou até 2017.

Analisando a evolução da procura de eletricidade em Espanha nos anos mais recentes é igualmente possível observar aspetos idênticos aos acima descritos para Portugal, designadamente um crescimento rápido do consumo, que no caso espanhol se prolongou até 2008, seguido de uma tendência de estagnação, ou mesmo decréscimo. A Figura A.3 - 5 permite efetuar esta comparação. No caso espanhol também é visível a quebra de 2009, embora a recuperação em 2010 seja de menor amplitude, comparativamente com o sucedido em Portugal. À semelhança do que ocorreu em Portugal, em 2015 e 2016 observa-se uma ligeira recuperação do consumo da eletricidade, quer em Espanha, quer na União Europeia como um todo.

Figura A.3 - 5 – Evolução do consumo de eletricidade em Portugal, Espanha e UE

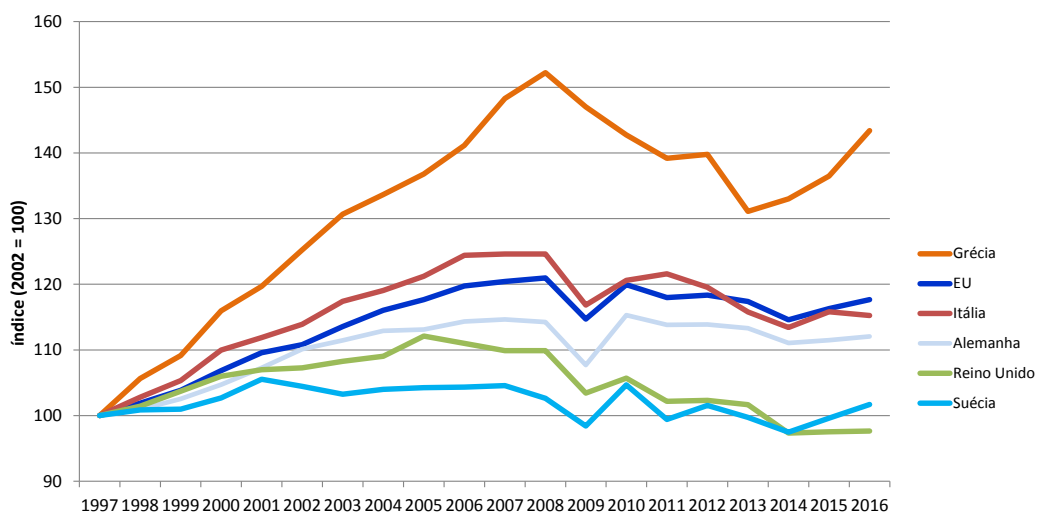


Fonte: Eurostat

Quanto à evolução do consumo de eletricidade por países europeus (Figura A.3 - 6), observa-se, genericamente, uma tendência global de redução, a partir de 2008, registando-se uma ligeira recuperação em 2015 e 2016, semelhante à descrita para os países ibéricos.

Observa-se igualmente que, de um modo geral, os países do norte da Europa têm apresentado evoluções da procura mais moderadas do que os países do sul da Europa.

Figura A.3 - 6 – Evolução do consumo de eletricidade na Europa



Fonte: Eurostat

No que respeita aos anos mais recentes, importa perceber as razões para as tendências observadas e a possibilidade destas tendências se manterem para o futuro. Em particular, nota-se uma queda no consumo de eletricidade a partir de 2011 na generalidade dos países europeus. Conforme explicitado adiante, existe uma correlação positiva entre indicadores macroeconómicos e o consumo de eletricidade (ver Figura A.3 - 10, Figura A.3 - 11 e Figura A.3 - 14). Nesta linha, a recuperação do consumo elétrico acima referida pode ser explicada maioritariamente pela retoma da economia na maioria dos países europeus.

Contudo, estas tendências recentes de crescimento do consumo de eletricidade poderão alterar-se no médio e longo prazo devido a alterações estruturais associadas, por um lado, a medidas de eficiência energética, à gestão ativa da procura de eletricidade e ao autoconsumo e, por outro, à mobilidade elétrica, que terão no futuro um impacto com maior significado no comportamento do consumo de eletricidade e das pontas de carga no referencial do consumo e também das pontas de carga dirigidas às redes de transporte e distribuição de eletricidade. Importa referir que estas alterações estruturais estão a ser ativamente promovidas pela política energética em preparação ao nível europeu¹⁴, e têm um impacto determinante na produção e consumo de energia elétrica, na utilização das redes e no papel dos vários agentes que utilizam essas redes.

¹⁴ Vide Comunicação da Comissão Europeia “Energias limpas para todos os europeus” (*Clean Energy for All Europeans*), <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

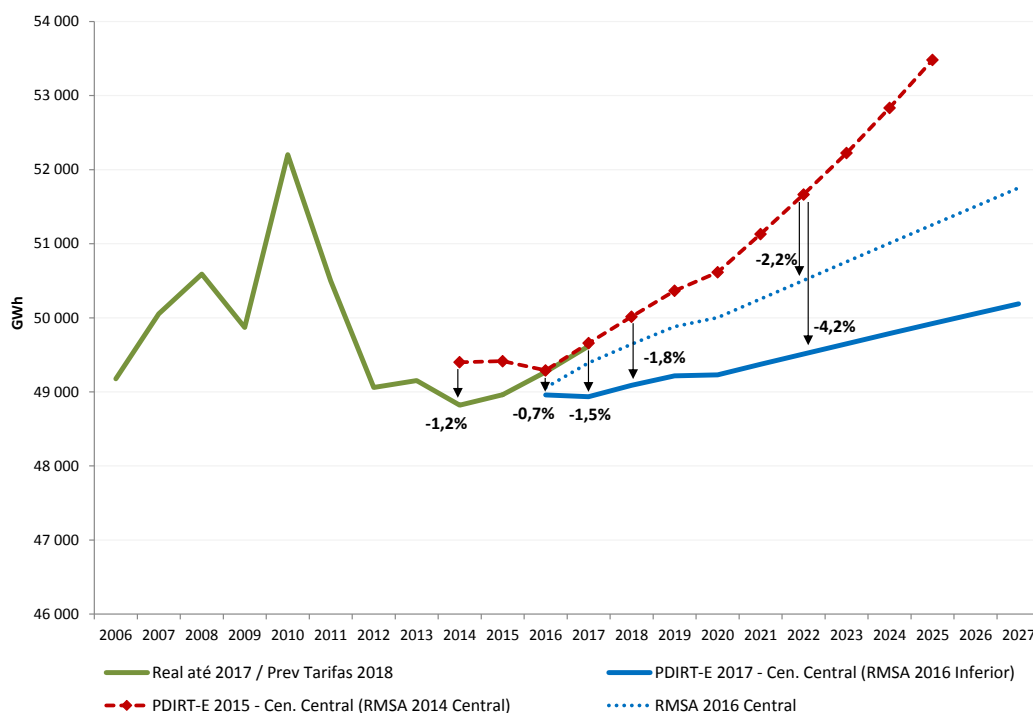
4. COMPARAÇÃO DAS PREVISÕES DO CONSUMO DE ELETRICIDADE E PONTAS DE CARGA FACE À ANTERIOR PROPOSTA DE PDIRT-E

Na proposta de PDIRT-E 2017 verifica-se que a previsão de consumo de eletricidade adotado como cenário central para o exercício de planeamento da RNT traduz uma forte revisão em baixa face à proposta de PDIRT-E 2015, que abrangia o período de 2014 a 2025. Esta revisão em baixa, face às previsões constantes no RMSA-E anterior, reflete o ajustamento da evolução do consumo tendo em conta os valores reais de 2015 disponíveis aquando da elaboração do RMSA-E 2016, mas também a opção do operador da RNT de considerar como cenário central para o exercício de planeamento da RNT, o cenário Inferior de consumo definido no RMSA-E 2016, enquanto no PDIRT-E 2015 tinha sido adotado o cenário Central do RMSA-E 2014.

Comparativamente com as previsões de consumo constantes na anterior proposta de PDIRT-E 2015, e tendo como referência o ano de 2016, na Figura A.3 - 7 podemos observar que a previsão do consumo no PDIRT-E 2015 foi revista em baixa em 0,7%¹⁵. No entanto, tendo em conta o valor real de 2017 já disponível à data de elaboração deste Parecer, a previsão de consumo da proposta de PDIRT-E 2017 para o cenário central está 1,5% abaixo, evidenciando um desajustamento do cenário central usado no exercício de planeamento da RNT.

¹⁵ Em relação ao valor real de 2016, a previsão de consumo para o cenário central usado na proposta de PDIRT-E 2017 está 0,6%.

Figura A.3 - 7 – Consumo de eletricidade real e previsto no PDIRT-E 2015 e no PDIRT-E 2017

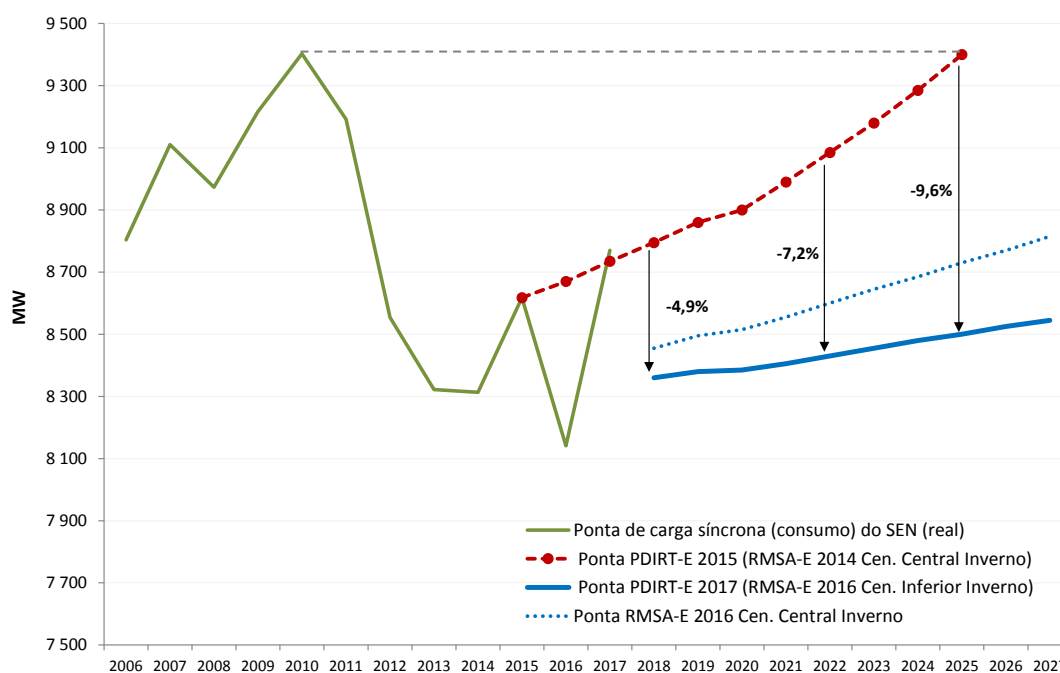


Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2017, PDIRT-E 2015

Em linha com o ocorrido para as previsões de consumo, as pontas síncronas de carga do SEN foram revistas em forte baixa face à proposta de PDIRT-E 2015. Na Figura A.3 - 8 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 2017 (cenário Inferior do RMSA-E 2016), um valor dessa ordem de grandeza só será atingido num futuro longínquo. No entanto, caso se considere a evolução determinada pelo ORT para ponta de carga no cenário Superior do RMSA-E 2016 com agravamento por efeito de temperatura (ver Figura A.3 - 13), em 2025 deverá atingir-se novamente uma ponta de carga da ordem da registada em 2010. Este cenário corresponderá portanto a um limite superior, tendo por base o histórico existente¹⁶.

¹⁶ De acordo com a metodologia de “Previsão das pontas síncronas de carga do SEN para o período 2018-2027” apresentada no Anexo 9 do PDIRT-E 2017, 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 ocorridos nos últimos anos, sendo também considerado neste cenário o efeito da incorporação de veículos elétricos ao longo do período em análise.

Figura A.3 - 8 – Pontas síncronas de carga do SEN reais e previstas nas propostas de PDIRT-E 2015 e de PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN, PDIRT-E 2017, PDIRT-E 2015

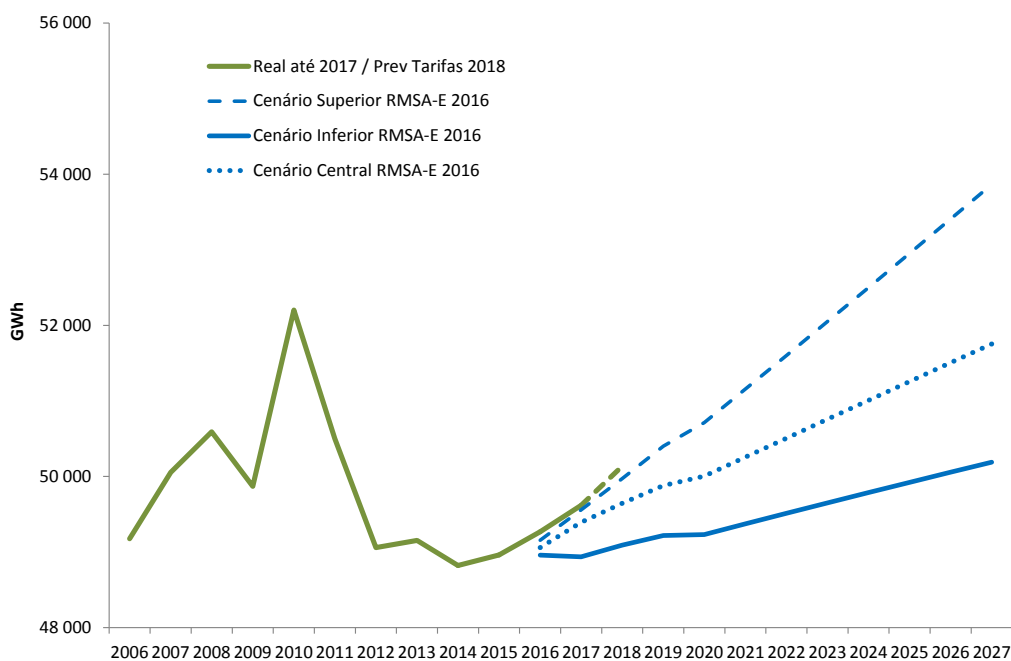
5. PREVISÃO DO CONSUMO DE ELETRICIDADE 2018-2027

Como já foi referido, a proposta de PDIRT-E 2017 em apreço plasma a evolução do consumo anual de eletricidade prevista¹⁷ no cenário inferior do RMSA-E 2016, cuja previsão se constata estar abaixo dos valores reais registados em 2016 e 2017, os quais estão acima dos valores do cenário central constante do RMSA-E 2016 (ver Figura A.3 - 9). Apesar da adoção do cenário inferior do RMSA-E 2016, o operador da RNT indica que foram efetuadas análises para a situação de estagnação de procura, que poderá implicar alteração do planeamento do reforço da capacidade de transformação nas Subestações de Ourique e Vila Nova de Famalicão, embora com um impacto residual ao nível do valor dos investimentos no horizonte em análise. O operador da RNT refere ainda neste plano que “... em cenários de crescimento dos consumos moderadamente superior ao que consta no cenário Inferior do RMSA-E 2016, conclui-se não haver, da parte do ORT, necessidade novos projetos de investimento específicos, uma vez que a estrutura da RNT e proposta

¹⁷ Segundo o operador da RNT, as previsões de evolução do consumo de eletricidade consideram, em todos os anos do período de previsão, a hipótese de “temperatura média”, incorporando diferentes cenários e pressupostos do RMSA E 2016.

neste plano, tem condições para dar resposta a essa eventual situação mais exigente, sem prejuízo da necessidade de adoção transitória de esquemas especiais de exploração.”

Figura A.3 - 9 – Cenários de previsão do consumo de eletricidade do RMSA-E 2016 para 2018-2027



Fonte: ERSE, PDIRT-E 2017, RMSA-E 2016

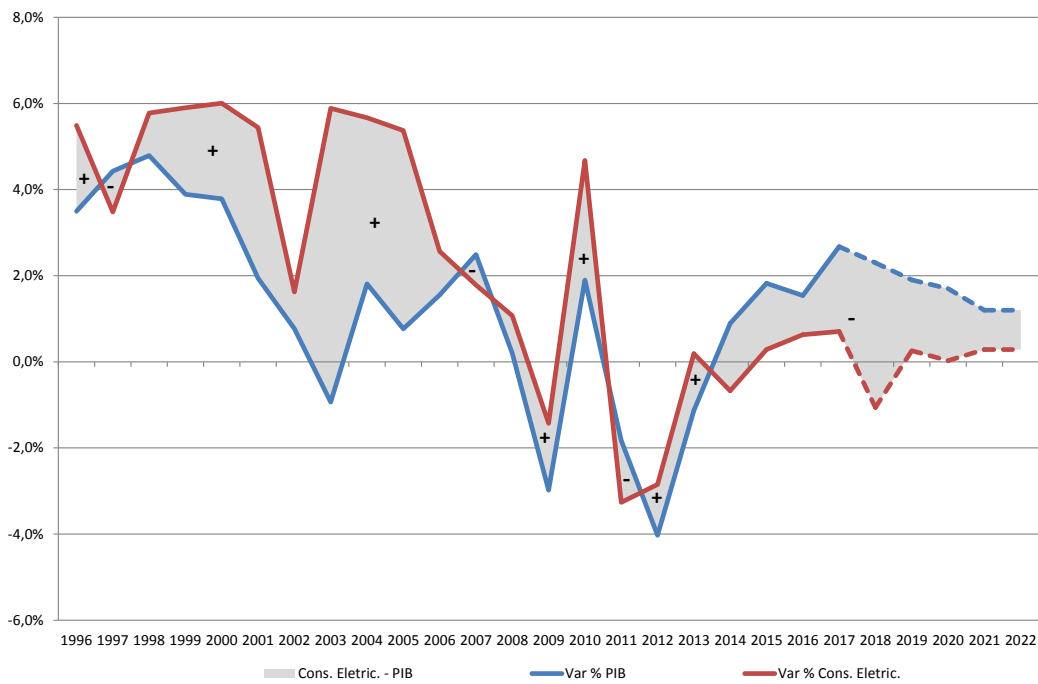
A metodologia de previsão da evolução do consumo de eletricidade não é explicitada no RMSA-E 2016, nem no PDIRT-E 2017, não sendo portanto possível uma análise aos modelos utilizados e respetivas variáveis explicativas. Neste contexto, a ERSE realizou uma análise simplificada da relação entre a evolução do consumo de eletricidade e alguns indicadores macroeconómicos, que sugere a existência de uma correlação positiva entre o consumo de eletricidade e o nível de atividade económica, medido pelo PIB e o consumo privado, nomeadamente até 2011¹⁸.

Na Figura A.3 - 10 e Figura A.3 - 11 incluem-se, além das variações reais até 2017, as variações destas variáveis perspectivadas até 2022. No caso do consumo de eletricidade, os valores previsionais utilizados correspondem ao cenário Inferior do RMSA-E 2016 adotado no PDIRT-E 2017 e no caso das variáveis

¹⁸ A correlação do consumo de eletricidade com o PIB e com o consumo privado foi de 0,76 e 0,90, respetivamente, tendo em conta os dados compreendidos entre 2004 e 2011. A partir de 2011 a correlação diminuiu significativamente, apresentando valores estáveis a partir de 2013. Para os dados compreendidos entre 2004 e 2017, a correlação obtida entre o PIB e o consumo de eletricidade foi de 0,51 e entre o consumo privado e o consumo de eletricidade foi de 0,60.

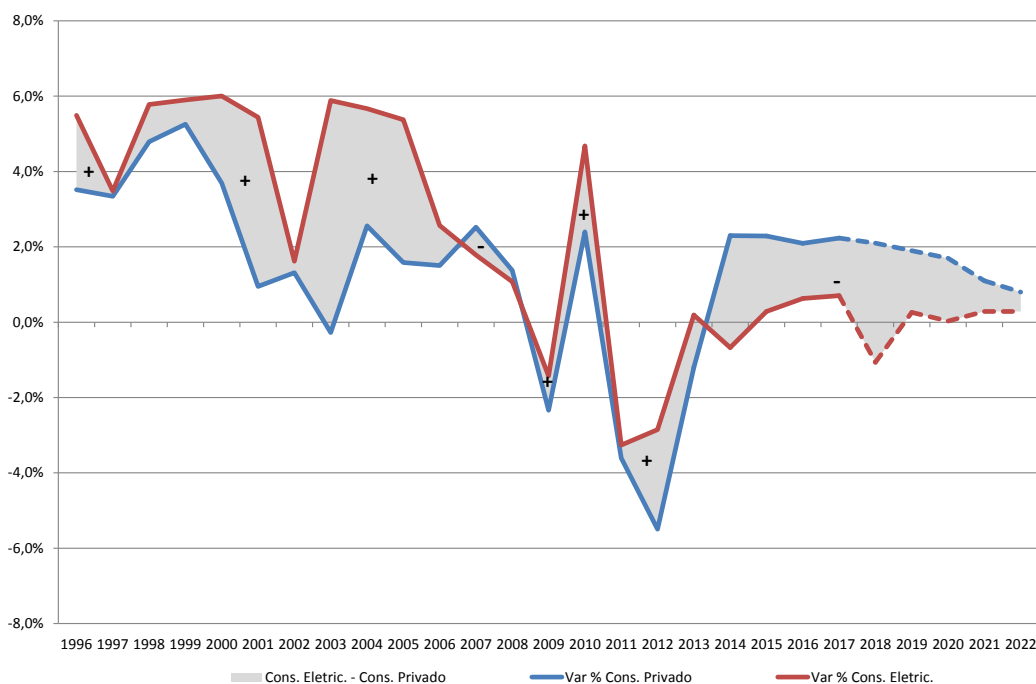
macroeconómicas correspondem às previsões mais atualizadas apresentadas no Quadro A.3 - 1. No que respeita às variações do consumo de eletricidade, a descontinuidade observada em 2018 corresponde à transição do valor real de 2017 para o valor previsto para 2018 no cenário Inferior do RMSA-E 2016.

Figura A.3 - 10 – Comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do PIB



Fonte: ERSE, REN, INE, Banco de Portugal, PDIRT-E 2017

Figura A.3 - 11 – Comparação das variações do consumo de eletricidade com as variações do consumo privado



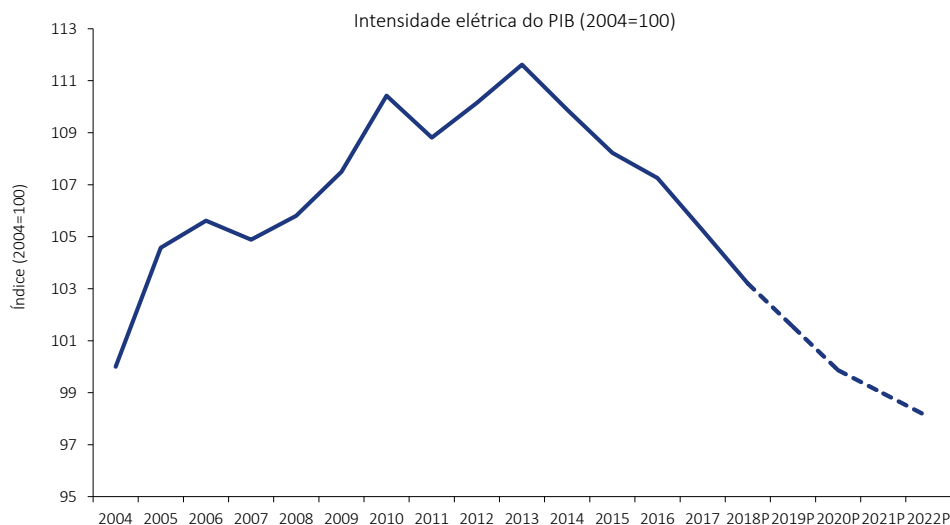
Fonte: ERSE, REN, INE, Banco de Portugal, PDIRT-E 2017

A análise destas figuras mostra que nos anos mais recentes os ajustamentos no consumo de eletricidade são menos aderentes aos ajustamentos económicos traduzidos pela variação do PIB e pela variação do consumo privado¹⁹. As previsões sugerem, igualmente, a confirmação da reversão do aumento da intensidade elétrica do PIB, que se verificou a partir de 2013²⁰, como se pode observar na figura seguinte, onde é apresentada também uma previsão deste indicador, calculado com as previsões mais recentes do PIB (Quadro A.3 - 1) e com o consumo previsto no cenário Inferior do RMSA-E 2016 adotado no PDIRT-E 2017. Registe-se, todavia, que o consumo verificado nos primeiros quatro meses de 2018 aponta para uma possível alteração de tendência, que caso se mantenha no médio prazo, deverá ser integrada em exercícios de planeamento posteriores.

¹⁹ A Portaria n.º 399/2002, 18 de abril, permitiu aos cogeneradores optar por vender ao SEP toda a energia elétrica produzida pela instalação de cogeração, excluindo os consumos nos sistemas auxiliares internos de produção energética. Esta medida legislativa originou a transferência de autoconsumo de instalações associadas a estes cogeneradores para consumo de energia elétrica abastecido pelas redes do SEP, o que explica o crescimento acentuado observado no ano de 2003.

²⁰ No entanto, é necessário ter-se em conta que se está a comparar as previsões de consumos da proposta de PDIRT-E 2017 com os dados macroeconómicos mais atualizados acima mencionados.

Figura A.3 - 12 – Intensidade elétrica do PIB em Portugal continental

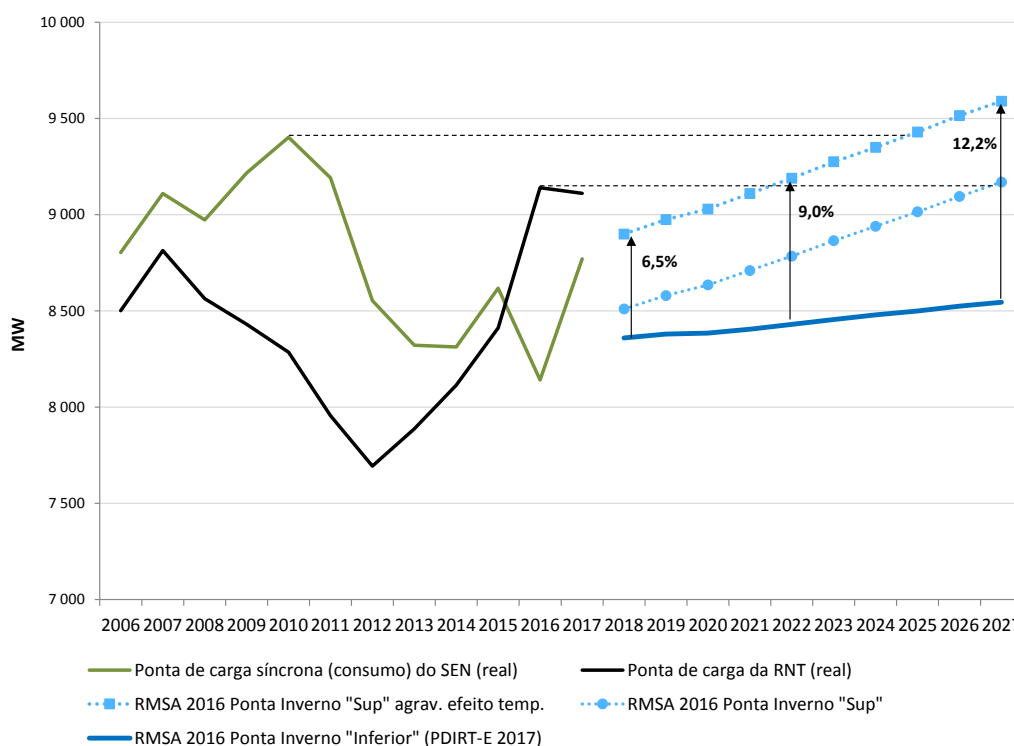


6. PREVISÃO PARA A PONTA DE CARGA

Na proposta de PDIRT-E 2017 são apresentados alguns dados históricos das pontas síncronas de carga sazonais verificadas entre 2007 e 2016, quer para o Continente, quer para algumas regiões do país, sendo que, no caso do Continente, é também apresentada a ponta de carga síncrona ocorrida até março de 2017. Em termos previsionais, a proposta de PDIRT-E 2017 inclui a previsão de evolução das pontas síncronas de carga do Continente de 2018 a 2027, para inverno e para verão, referentes ao consumo no cenário Inferior do RMSA-E 2016. No ponto I do Anexo 9 do PDIRT-E 2017, são também apresentadas as pontas de carga de inverno e de verão para os restantes cenários de consumo do RMSA-E 2016. No caso do cenário superior é apresentado, adicionalmente, um cenário com agravamento da ponta de carga por efeito de temperatura.

A figura seguinte permite comparar a evolução das pontas síncronas de carga do SEN, previstas no PDIRT-E 2017 para as diferentes situações acima referidas, com as pontas síncronas de carga ocorridas no passado e com as pontas de carga da RNT.

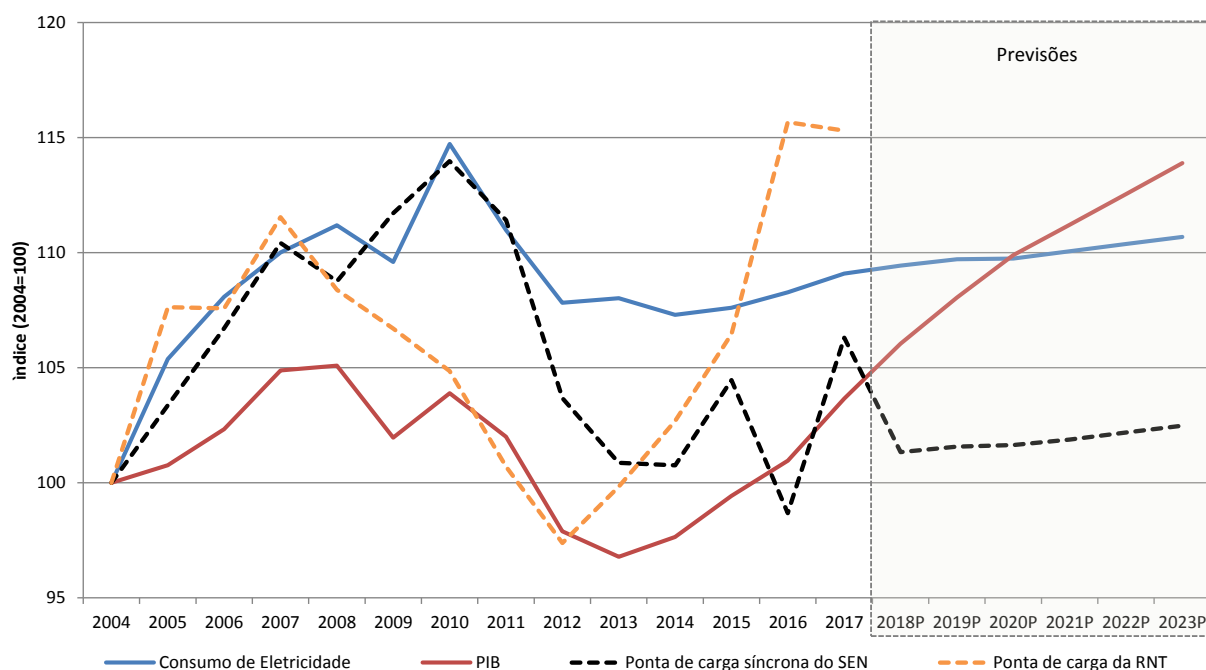
Figura A.3 - 13 – Previsões da ponta síncrona de carga do SEN para o cenário inferior²¹ e para o cenário superior do RMSA-E 2016, com e sem agravamento por efeito de temperatura



De modo similar à análise efetuada para o consumo, a figura abaixo apresenta a evolução histórica das pontas síncronas de carga do SEN e das pontas de carga da RNT, comparadas com a evolução do PIB e do consumo privado. No caso das pontas síncronas de carga do SEN esta comparação é alargada aos valores previsionais.

²¹ O cenário Inferior do RMSA-E 2016 corresponde ao cenário central do PDIRT-E 2017.

Figura A.3 - 14 – Evolução do consumo de eletricidade, do PIB do Consumo Privado, da ponta síncrona de carga do SEN e da ponta de utilização da RNT e previsões até 2022 (Base 100=2006)



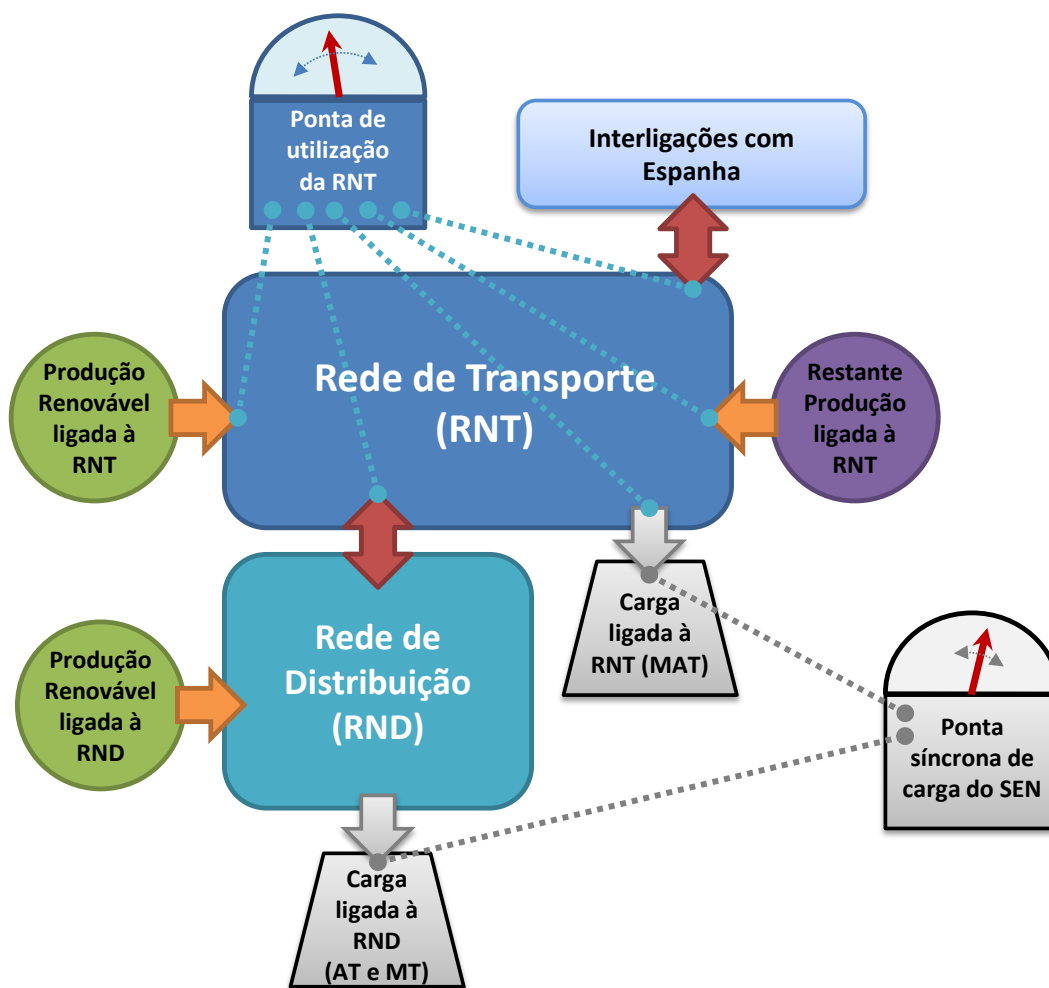
Fonte: ERSE, REN, INE, Banco de Portugal

Na figura anterior é possível observar que a ponta síncrona de carga do consumo do SEN e a ponta de utilização da RNT exibiram um padrão de evolução de correlação com o consumo privado, que como se viu é bastante correlacionado com o PIB, com algumas oscilações, tendo registado um período de diminuição das diferentes correlações até 2011-2012, seguido de um período de aumento das diferentes correlações até 2015²². Após este ano nota-se um novo desacoplamento entre a evolução deste indicador macroeconómico e a evolução da ponta de carga síncrona e da ponta de utilização da RNT. Este desacoplamento não é tão notório na evolução do consumo, embora também seja observável nesta figura, na Figura A.3 - 10 e na Figura A.3 - 11.

²² A correlação da ponta síncrona de carga do consumo regista valores de correlação superiores aos da ponta de utilização da RNT, quer com o PIB, quer com o consumo privado. A correlação da ponta síncrona de carga do consumo do SEN com o PIB e com o consumo privado foi de 0,80 e 0,86, respetivamente, tendo em conta os dados compreendidos entre 2004 e 2015. A partir de 2015 a correlação diminuiu significativamente, apresentando valores próximos de 0,70 para os anos mais recentes. Para os dados compreendidos entre 2004 e 2017, a correlação obtida entre o PIB e a ponta síncrona de carga do consumo foi de 0,71 e entre o consumo privado e a ponta síncrona de carga do consumo foi de 0,74.

No caso da ponta de utilização da RNT este 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 - 15 – Ponta de utilização da RNT *versus* Ponta síncrona de carga do SEN



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, na “equação” que permite 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.

Há também 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, têm originado um crescendo de períodos horários em que Portugal é exportador, favorecendo o crescimento da ponta de utilização da RNT. Este aspeto justifica, maioritariamente, o comportamento da ponta de utilização da RNT observado na Figura A.3 - 15 em 2017. Adicionalmente, este aumento da integração do mercado europeu poderá potenciar o aumento da capacidade de produção de origem renovável instalada em Portugal, cuja volatilidade no perfil de produção, associada a uma reduzida capacidade de modulação em relação ao consumo, originará também maior volatilidade na 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 produção²³ 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 2017, sob o tema “Adequação da RNT à procura”, 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 2017 para o período 2018 a 2027:

- As previsões do consumo de eletricidade têm que ser associadas aos cenários macroeconómicos que se perspetivam para o período em análise. O cenário central de consumo de eletricidade adotado na proposta de PDIRT-E 2017, correspondente ao cenário Inferior do RMSA-E 2016 que se

²³ Determinados por diferentes regimes hidrológicos e diferentes regimes de outra produção renovável, designadamente de origem eólica e solar.

baseia num cenário macroeconómico Inferior, não reflete os dados mais recentes de evolução do consumo e de evolução da economia portuguesa. Acresce que a proposta de PDIRT-E 2017 não apresenta as metodologias que sustentam as previsões de consumo, dificultando a adaptação dessas previsões ao atual contexto.

- Todavia, sendo o consumo de energia elétrica uma variável da maior importância para avaliar o impacto tarifário das propostas de investimento, na sua avaliação a ERSE considerou cenários de evolução do consumo, tendo como referência o consumo real de 2017 e ponderando a diminuição da intensidade energética do PIB observada desde 2013. Estes cenários são apresentados no capítulo A.9 ²⁴;
- As pontas síncronas de carga do SEN adotadas no cenário central da proposta de PDIRT-E 2017, correspondentes ao consumo do cenário Inferior do RMSA-E 2016, estão desalinhas face à ponta síncrona de carga do SEN ocorrida em 2017, o que se deve, em parte, à volatilidade observada desde 2015. As análises de sensibilidade de adequação da RNT à procura apresentadas no PDIRT-E 2015 mostram que não serão necessários investimentos específicos para que a rede dê resposta às pontas de carga para um cenário com agravamento por efeito de temperatura, deduzido do cenário Superior de consumo previsto no RMSA-E 2016, que será um cenário de solicitação extrema do lado da procura;
- 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

²⁴ No capítulo A.9 são realizadas as análises de impactos tarifários associados aos investimentos previstos nesta proposta de PDIRT-E 2017, incluindo análises de sensibilidade em relação a diferentes evoluções do consumo.

elétrica veiculada pelas redes e nas pontas de carga a que estas serão sujeitas. Entre estes fatores destacam-se os seguintes, que poderão ter efeitos de sentidos opostos:

- i. A introdução e reforço gradual das medidas de promoção da eficiência energética, quer por via legislativa, tornando-se numa obrigação, quer por via de programas que induzam os consumidores a terem equipamentos e comportamentos mais eficientes;
- ii. A implementação gradual das redes inteligentes, que permitirá uma gestão otimizada das redes e um aumento da flexibilidade da procura, dando aos consumidores a possibilidade de se transformarem em agentes mais ativos nos mercados elétricos, incluindo a opção do autoconsumo. Refira-se que esta tendência deverá ser reforçada com a alteração gradual da legislação a nível europeu, cujos desenvolvimentos mais recentes foram vertidos no *Clean Energy Package*, divulgado pela Comissão Europeia. Importa referir que este aspeto comporta um potencial elevado de redução das pontas de carga no referencial do consumo e, em simultâneo, deverá introduzir maior volatilidade nas pontas de carga das redes de transporte e na energia por elas veiculada;
- iii. A alteração gradual da estrutura de consumo de energia primária dos países europeus, decorrente de políticas energéticas e ambientais da União, com uma incorporação cada vez maior de fontes de energia renováveis na produção de eletricidade, quer em larga quer em pequena escala, bem como a opção de alguns consumidores pelo autoconsumo. Esta alteração da matriz energética acarreta também uma passagem gradual de sistemas eletroprodutores centralizados para sistemas descentralizados, alterando assim as solicitações que são dirigidas às redes de transporte, passando as redes de distribuição a incorporar uma parcela significativa da capacidade de produção;
- iv. A eletrificação gradual do setor dos transportes, em particular através da introdução de carros elétricos, poderá originar um acréscimo dos consumos de eletricidade abastecidos através da rede de distribuição, os quais poderão ter características específicas, como seja a possibilidade de modulação.

A.4 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

A proposta de PDIRT-E 2017 apresenta, para efeitos do planeamento da RNT, as previsões de evolução da capacidade de produção elétrica, desagregada por “Produção a partir da Grande Térmica”, “Produção a partir da Grande Hídrica” e “outra produção excluindo a Grande Térmica e Grande Hídrica”.

Na proposta, o operador da RNT identifica e descreve os cenários utilizados em termos de evolução da oferta traduzida em termos de capacidade de produção elétrica instalada ligada à RNT, que são os descritos no RMSA-E 2016 (trajetória–A), e têm por base as licenças de produção atribuídas pela DGEG até março de 2017, bem como os pedidos de ligação à RNT de novos centros eletroprodutores até final de 2016. Com base nesta evolução, esperada, o operador da RNT caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade total instalada, para o horizonte de 2027.

Em termos de produção em regime ordinário, ou seja a “grande térmica”, a proposta não identifica qualquer alteração expectável.

Em termos de produção em regime especial (PRE), é desagregada a evolução prevista até 2027 da entrada de grandes aproveitamentos hidroelétricos incluídos no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). No que respeita à restante PRE, excluindo a grande hídrica, é apresentada 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

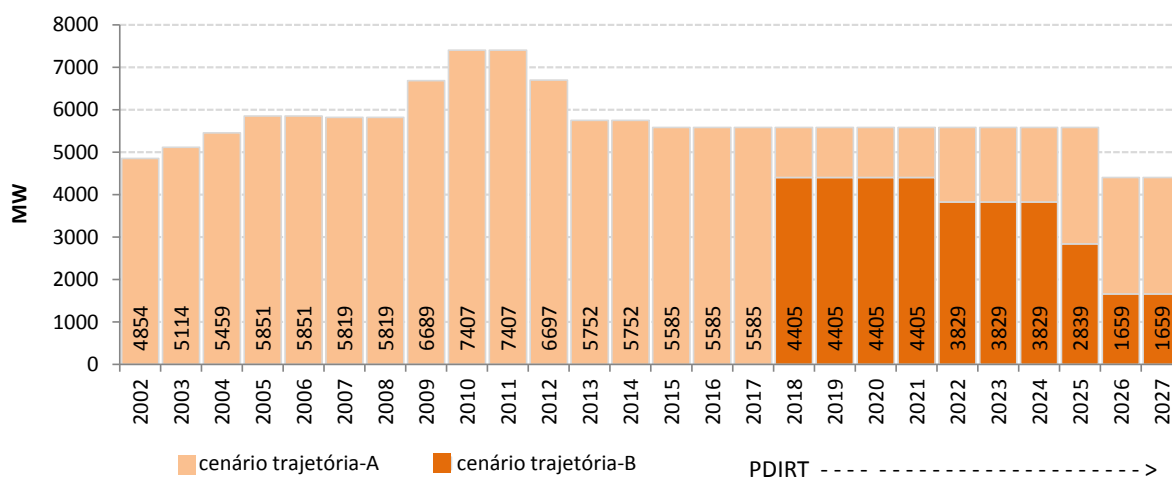
No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2017 adota o cenário do RMSA-E 2016 que prevê a manutenção de todas as centrais atualmente em exploração.

No entanto, é também apresentada a calendarização prevista no RMSA-E 2016 para o descomissionamento de centrais térmicas, nomeadamente, as centrais térmicas a carvão do Pego (2021) e de Sines (2025), e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (2024).

O operador da RNT apresenta uma análise de sensibilidade considerando a eventual desclassificação das atuais centrais a carvão de Sines e do Pego, e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro, descrevendo e quantificando o impacto destas desclassificações na RNT em termos de antecipação de investimentos.

A Figura A.4 - 1 ilustra a evolução da capacidade instalada, com e sem a desclassificação das centrais a carvão e a ciclo combinado. De notar que, de acordo com a proposta de PDIRT-E 2017, a central a carvão de Sines apenas seria desclassificada em 2024 ao contrário da data prevista na trajetória B, ou seja em 2017.

Figura A.4 - 1 – Evolução da capacidade instalada em PRO prevista na proposta de PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN

Não são previstos na proposta de PDIRT-E 2017 quaisquer investimentos em receção de nova capacidade térmica.

Já no que diz respeito à análise de sensibilidade efetuada no ponto 6.10.2. da proposta, um eventual descomissionamento da central de Sines, implica, segundo o operador da RNT, a 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)”.

O operador da RNT refere ainda que “quanto à hipótese de desclassificação da central a gás da Tapada do Outeiro em 2024, conforme as Trajetórias A e B do RMSA-E 2016, atendendo ao horizonte temporal mais

afastado que se encontra aqui em causa, ainda não foram iniciados estudos de rede para avaliação do seu impacto sobre as condições de segurança da operação da RNT”.

Análise e comentários

Os comentários recebidos durante a fase de Consulta Pública, nomeadamente de promotores, suportam a adoção da trajetória-A do RMSA-E 2016, que prevê a continuação em funcionamento da central de Sines.

Não obstante, regista-se 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”.*

No mesmo sentido, o Conselho Tarifário recomenda que, “no próximo exercício anual de RMSA, os cenários de descomissionamento antecipado das centrais a carvão sejam aprofundados. Sendo o RMSA o ponto de partida dos PDIRT-E, estes devem refletir tais cenários, e avaliar 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”.

2. PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

2.1 GRANDE HÍDRICA

A proposta de PDIRT-E 2017 disponibiliza 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 apenas no segundo quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2017 (2023-2027) estar prevista a entrada em serviço do conjunto de centrais na região do Minho/Trás-os-Montes (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega), num total de 1200 MW, dos quais 880 MW reversíveis.

Face à proposta de PDIRT-E 2015 e em relação às centrais do PNBEPH, destaca-se ainda a não construção das centrais de Girabolhos (364 MW) e de Alvito (225 MW), bem como o adiamento por três anos da central hídrica de Fridão (238 MW).

Quadro A.4 - 1 – Data de entrada em serviço das centrais designadas “grande hídrica”

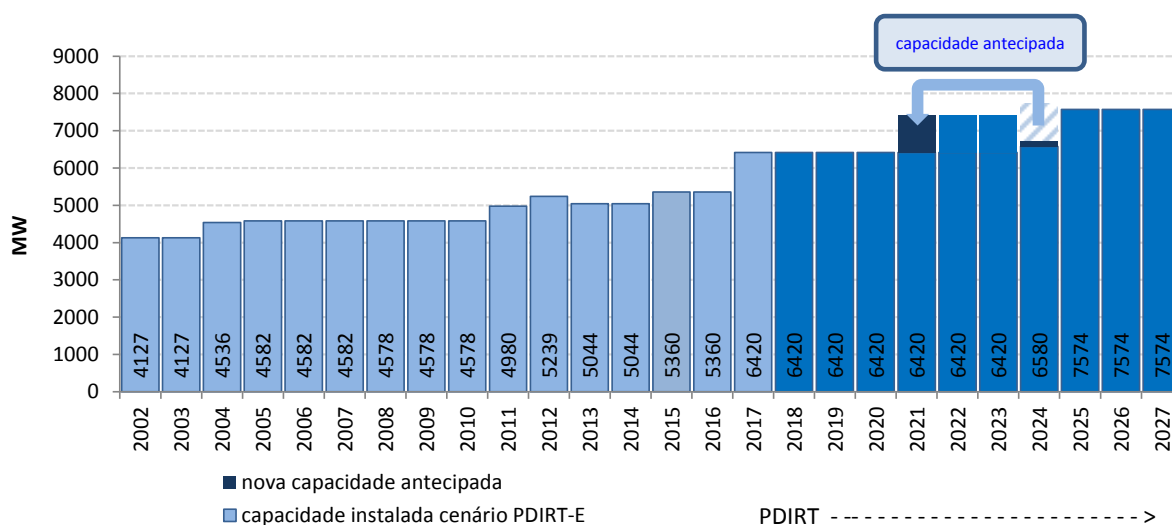
2019-2025	
Alto Tâmega	2024
Daivões	2024
Gouvães	2024
Fridão	Adiado 3 anos
Girabolhos/Bogueira	Cancelada
Alvito	Cancelada

Fonte: ERSE, REN

Relativamente a estes aproveitamentos, e apesar da calendarização indicar a sua entrada em exploração apenas após 2023, o operador da RNT refere que os investimentos em rede necessários à receção de produção a partir da chamada “grande hídrica” necessitam ser aprovados para o primeiro quinquénio do período temporal de abrangência do PDIRT-E 2017.

Com a entrada em exploração destes aproveitamentos hidroelétricos, a capacidade de produção hídrica aumentará cerca de 1150 MW até 2024, como se observa na Figura A.4 - 2. Na mesma figura é possível verificar uma antecipação de cerca de 1000 MW de 2024 para 2021 (data referida na proposta de PDIRT-E 2017). Tal deve-se à informação mais recente disponibilizada pelo promotor dos projetos hídricos, e que refere que as centrais de Gouvães e Daivões entrarão em serviço em 2021 e não em 2024. Até final de 2023 entrará a central do Alto Tâmega.

Figura A.4 - 2 – Evolução da capacidade instalada em PRE Grande Hídrica prevista no PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN

Assim, para viabilizar a ligação destas centrais, o operador da RNT propõe que entre 2022 e 2024 seja concretizado o eixo a 400 kV ligando o atual posto de corte de Vieira do Minho e a futura subestação de Ribeira da Pena, e o seu prolongamento até à atual subestação da Feira. Este investimento será concretizado em 3 fases diferentes, com as 2 primeiras fases a ascender a cerca de 85 milhões de euros, e as suas duas fases iniciais incluem as seguintes infraestruturas:

- Linha dupla a 400 kV entre Vieira do Minho – Ribeira da Pena.
- Subestação de Ribeira da Pena.
- Ligação a 400kV Ribeira da Pena – Feira.

Análise e comentários

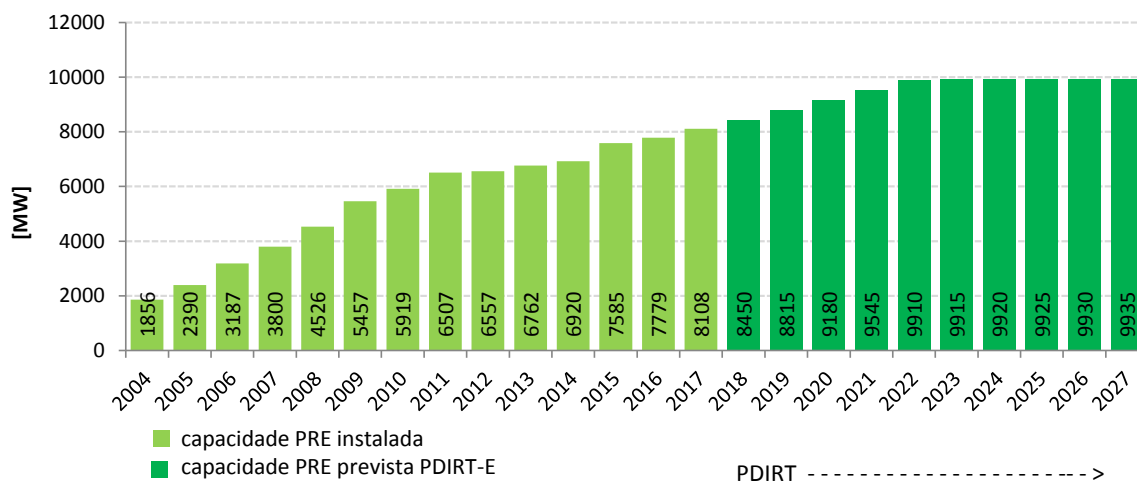
Tendo em conta os comentários recebidos durante a Consulta Pública por parte do promotor dos projetos hídricos em causa, que refere ser tardia a calendarização proposta para as 2 primeiras fases do eixo a 400kV V.Minho-R.Pena-Feira. Segundo o mesmo, para que não ocorram atrasos na entrada em exploração dos primeiros grupos geradores, a ocorrer em 2021, é necessário que 1 ano antes, ou seja em 2020, estejam em exploração as infraestruturas atrás referidas, permitindo realizar os testes prévios à entrada em exploração dos grupos.

Neste sentido, sobre este projeto e estas infraestruturas, e secundado pelos comentários recebidos durante a consulta pública, a ERSE recomenda ao operador da RNT uma maior atenção à calendarização das diferentes fases do projeto no sentido de serem respeitados os compromissos e datas acordadas com o promotor para o início de exploração dos primeiros grupos geradores, sem prejuízo de diferirem das constantes no RMSA-E 2016. Esta posição da ERSE é igualmente suportada pelo comentário do Conselho Tarifário afirmando que *“não pode deixar de sublinhar a necessidade de serem asseguradas, em tempo útil, as decisões de aprovação dos projetos para ligação das centrais abrangidas no âmbito do PNBEPH, para as quais existem compromissos assumidos nomeadamente para datas de entrada em exploração”*.

2.2 RESTANTE PRE

No que diz respeito à produção a partir de outros centros eletroprodutores, excluindo a grande hídrica, a proposta prevê um aumento da capacidade instalada até 2027 da ordem de 1800 MW, para um total de quase 10 000 MW. O operador da RNT prevê ainda que, até 2027, possam ser instalados mais cerca de 1300 MW de nova capacidade de tecnologia solar, que compara com os 580 MW que se encontravam instalados no final de 2017.

Figura A.4 - 3 - Evolução da capacidade instalada em restante PRE no PDIRT-E 2017



Fonte: ERSE, REN

No global, o operador da RNT assume que em 2027 Portugal tenha uma capacidade total instalada de mais de 21 000 MW, dos quais 16 000 MW renováveis (incluindo a grande hídrica).

Para integrar esta nova capacidade de produção renovável, o operador da RNT considera necessário proceder aos reforços de rede previstos na atual proposta de PDIRT-E 2017, referindo que a integração desta nova capacidade “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”. De entre os projetos propostos, destacam-se os seguintes:

- Eixo 400 kV Fundão – Falagueira.
- Eixo Falagueira- Estremoz – Divor – Pegões.
- Eixo Ferreira do Alentejo – Tavira (apesar de proposto no 2.º quinquénio).

Análise e comentários

Apesar de disponibilizar informação adicional sobre a oferta de capacidade de produção, bem como a sua evolução esperada, a proposta de PDIRT-E 2017 não identifica a que nível de tensão esta produção será ligada, se na RNT ou se na RND, e em que medida esta oferta será absorvida pela carga natural da RND na região onde se encontra instalada, ou, se a mesma será, no essencial, escoada da RND para a RNT, e transportada por esta para outros locais de consumo, ou para exportação.

Toda a produção que está prevista que se venha a instalar no SEN irá concorrer em regime de mercado no âmbito do MIBEL e do Mercado Interno da Energia, ou em regime de produção para autoconsumo

(excedente poderá igualmente ser colocado em mercado). Neste quadro e no período temporal de abrangência da proposta de PDIRT-E 2017, a produção a instalar (baseada em fontes renováveis) contribuirá para que Portugal continue a cumprir os objetivos de penetração de energia renovável com os quais está atualmente comprometido e não está identificado qualquer risco relativo à segurança do abastecimento dos consumidores nacionais.

Enquadrado no tema da produção renovável, que não apenas a grande hídrica, a ERSE revê-se no comentário do Conselho Tarifário que refere a importância do RMSA-E no que respeita à procura, afirmando que *“a próxima proposta prévia de PDIRT-E, a concluir em março de 2019, ao ter em conta os pressupostos e resultados do RMSA-E 2018, deverá refletir as medidas de política energética que venham a ser decididas, entretanto, à luz de instrumentos específicos como o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), atualmente em elaboração, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, quer a nível nacional quer a nível comunitário”*.

2.3 PRODUÇÃO “OFFSHORE”

A proposta de PDIRT-E 2017 dedica o ponto 5.4 ao tema “energias renováveis de origem ou localização oceânica”, concretamente ao aproveitamento de produção de energia eólica localizada ao largo de Viana do Castelo, inserida numa zona piloto, dando assim continuidade à proposta de PDIRT-E 2015, na qual foi introduzido e descrito o projeto de receção de produção eólica *offshore* ao largo de Viana do Castelo.

O projeto, tal como descrito na proposta de PDIRT-E 2015, consiste numa primeira fase, na instalação de um cabo submarino a 150 kV, destinado a ligar inicialmente uma potência de 25 MW, prevista para os parques eólicos *offshore*, à Subestação da RNT de Vila Fria. Na fase seguinte está prevista a instalação de uma Subestação *offshore*, bem como o prolongamento da rede desde a Subestação de Vila Fria até à futura Subestação de Ponte de Lima. A ERSE estimou na sua análise à proposta de PDIRT-E 2015 um custo total não inferior a 100 M€. Estava prevista ainda a possibilidade de uma terceira fase que permitia no final uma receção até 400 MVA.

Análise e comentários

Face à proposta de PDIRT-E 2015, destaca-se a não apresentação nesta edição de 2017 de qualquer descrição técnica deste projeto de receção de produção eólica *offshore*. Realça-se como positivo que o operador da RNT assuma o compromisso nesta proposta de PDIRT-E 2017 de que *“o projeto para receção de energia offshore ao largo de V. de Castelo será totalmente financiado com subsídios”*.

De entre os comentários recebidos durante a Consulta Pública, importa referir o do Conselho Tarifário, que considera que *“o projeto offshore do Windfloat apresenta uma dimensão estratégica para Portugal, em termos de competitividade, desenvolvimento tecnológico e exportação na área das tecnologias renováveis, algo que é reconhecido pela própria Comissão Europeia e na legislação nacional”*. Alerta o mesmo Conselho *“para o facto do projeto Windfloat ter de entrar em operação até ao final de 2019, de modo a cumprir as obrigações definidas no Programa de Financiamento da Comissão Europeia NER300.”*

A.5 PLANEAMENTO

1. METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS

Na proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT adotou uma nova linha de orientação na elaboração do plano, face à proposta de PDIRT-E 2015, ao classificar de modo distinto os projetos de investimento, em função do controlo que considera ter sobre as variáveis que justificam a necessidade dos mesmos. Assim, o operador da RNT criou duas classes de projetos: os “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 2015-2019 aprovado pelo Concedente”* (PDIRD-E 2014 aprovado em julho de 2015). O operador da RNT agrega os Projetos Base nas seguintes categorias:

- 1) Remoções, 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 2014;
- 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 2017 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, para além das análises de sensibilidade aos cenários de procura, a proposta de PDIRT-E 2017 considera três cenários de concretização temporal dos Projetos Complementares (antecipação, intermédio, e adiamento do investimento). Estes cenários estão essencialmente associados à análise de sensibilidade à data de desclassificação de centrais térmicas (em linha com a trajetória-B do RMSA-E 2016), o que motiva a antecipação de alguns eixos da RNT.

Análise e comentários

A ERSE regista com agrado a decisão de classificação dos projetos de modo distinto, sugerida pelo operador da RNT, posição que está em linha com os principais comentários recebidos durante a Consulta Pública. Em especial, parece bastante adequada a classificação de Projeto Base para aqueles projetos que o operador da RNT considera serem essenciais quer para a segurança da operação da rede, quer para fazer face aos compromissos assumidos com o operador da RND para reforço da alimentação (pontos injetores). Ainda assim, outra classificação possível seria “Base - Segurança e Operacionalidade da RNT”.

Já relativamente à nomenclatura de “Projetos Complementares” para todos aqueles cuja decisão de concretização seja externa ao operador da RNT, a ERSE recomenda que a mesma possa ser revista, uma vez que podem ser entendidos como não essenciais, como referido em alguns comentários recebidos durante a Consulta Pública. 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.

2. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO

Uma novidade nesta proposta de PDIRT-E 2017 face à edição anterior diz respeito à identificação por parte do operador da RNT dos projetos de investimento, e respetivo montante associado, para os quais é solicitada a emissão de uma Decisão Final de Investimento (DFI) pelo Concedente.

Nesse sentido, o operador da RNT perspetiva uma solicitação de tomada de DFI somente para os projetos relativos ao primeiro quinquénio de abrangência temporal desta proposta de PDIRT-E (período temporal 2018-2022). Em relação a estes 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 2017 e que poderão ser avaliados e poderão ver eventualmente tomada a respetiva DFI em edições de PDIRT-E futuras.

Relativamente àqueles que o operador da RNT solicita DFI, e que totalizam cerca de 193 milhões de euros (a custos diretos externos), destacam-se a generalidade dos projetos classificados como Projetos Base, em especial todos os que tenham entrada em exploração até 2020, aos quais o operador da RNT acrescenta o projeto relativo à abertura da Subestação do Sobrado 400/220 kV, previsto para 2021, argumentando que *“dada a sua complexidade e dimensão, a decisão final sobre a realização do projeto afigura-se como*

necessária até 2018, para que seja possível desenvolver todo o processo de projeto, licenciamento, procurement e construção em conformidade com a calendarização apresentada nesta proposta de plano.”

Na tabela seguinte apresentam-se os principais projetos, sejam eles Projetos Base ou Projetos Complementares, para os quais o operador da RNT solicita a emissão de DFI na sua proposta de PDIRT-E 2017:

Quadro A.5 - 1 – Projetos para os quais ORT solicita emissão DFI

Nome do Projeto	Data de entrada serviço	Montante total (M€ ^{CDE})	Projeto Base vs Complementar	Motivação do projeto
Substituição/remodelação de ativos	2018-2022	152,0	Base	Segurança e fiabilidade dos ativos
Articulação 400/150 kV SE Pt. Lima (fase 1)	2022	7,0	Base	Segurança da alimentação a consumos abastecidos pela RND (V. Fria e Oleiros)
Alimentação à SE Fafe (fase 1 e 2)	2019 e 2022	7,8	Base	Segurança abastecimento (SE Fafe)
Alimentação às SE Valpaços e Vila Pouca de Aguiar	2020	3,2	Base	Segurança alimentação na região de Trás-os-Montes
Injetor de SE Vila Nova Famalicão (abertura SE e 1.º transformador)	2019	5,4	Base	Segurança de alimentação consumos de V. N. Famalicão, P. Varzim e V. Conde
Abertura da SE Sobrado	2021	23,0	Base	Alimentação a consumos na zona G. Porto
Alimentação à SE Alcochete (fase 2)	2020	4,0	Base	Segurança alimentação de consumos de Alcochete, Montijo e parte Palmela/Moita
Interligação Minho - Galiza	2019-2020	35,3	Complementar	Aumento da capacidade interligação disponível para fins comerciais
Eixo a 400kV V.Minho-R.Pena-Feira (fase 1)	2022-2024 (*)	47,8	Complementar	Integração na RNT das centrais hídricas do Alto Tâmega (1154 MW)
Ligação Fundão - Falagueira	2017 – 2019 (*)	36,2	Complementar	Receção de PRE (eólica, solar e biomassa)
Eixo a 400 kV entre Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões	2019-2021 (*)	32,4	Complementar	Abastecimento do consumo da linha de ferrovia. Receção de nova capacidade geração PRE, designadamente solar
Abertura injetor Divor	2019-2021 (*)	12,1		
Alimentação a cliente em MAT	2020-2022 (*)	8,3	Complementar	Abastecimento de consumos de parque industrial

(*) Para estes projetos, o operador da RNT refere que “deve ser acautelado no mínimo um período de 3 anos entre a emissão de DFI e a sua entrada em exploração”.

Fonte: ERSE, REN

Para os restantes projetos, a maioria no segundo quinquénio do horizonte do PDIRT-E 2017, ou seja entre 2023 e 2027, não é identificada pelo operador da RNT a necessidade de emissão de DFI. Destes destacam-se cerca de 150 milhões de euros em substituição/remodelação de ativos, bem como 8 M€ relativos aos Projetos Base “Articulação dos 400/150 kV na SE Ponte de Lima (fase 2)” e “Ligação Rio Maior – Carvoeira”. Do mesmo modo, assume-se que apenas na edição de 2019 do PDIRT-E ou seguintes será

solicitada DFI para os restantes Projetos Complementares, num montante, também a custos diretos externos, de 244 milhões de euros.

Análise e comentários

Tal como recomendado no seu parecer à proposta de PDIRT-E 2015, 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 2017 (2018 e 2022).

Beneficiando dos comentários recebidos durante a Consulta Pública, nomeadamente do Conselho Consultivo e Conselho Tarifário, a ERSE analisou os projetos identificados, concordando, em geral, com a necessidade de emissão de DFI para os mesmos. No entanto, e face aos comentários recebidos, e como será analisado no Anexo A6, a ERSE recomenda que esta lista seja ajustada na medida em que alguns projetos necessitam de uma revisão da calendarização no sentido de antecipação da sua entrada em exploração, o que irá implicar um montante maior de investimento cuja decisão deverá ser tomada desde já. São os casos, por exemplo, das duas primeiras fases do eixo a 400 kV V.Minho-R.Pena-Feira e do eixo a 400 kV entre Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões.

Por outro lado, apesar de não haver aprovação das propostas de PDIRT-E 2013 e PDIRT-E 2015, foram entretanto concretizados pelo operador da RNT alguns projetos de investimentos que nelas estavam previstos, os quais naturalmente já não são apresentados na proposta de PDIRT-E 2017 agora em análise, sendo, contudo, contabilizados nos volumes globais de investimento reconhecidos para efeitos de tarifas e apresentados na Proposta de Tarifas e Preços apresentada anualmente. Nesse sentido, enquadra-se o comentário 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”*. Refere ainda o Conselho Tarifário que *“a situação atual, de planos que não são decididos, conduz a uma incerteza generalizada sobre a realização dos investimentos e à sua concretização pontual”*.

Para facilitar a comparação entre edições consecutivas de propostas de PDIRT-E, a ERSE subscreve o comentário do Conselho Tarifário no sentido de 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”.

3. ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO E VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

A apresentação dos custos de investimento e dos respetivos benefícios que se estima poderem vir a proporcionar para o SEN, bem como da evolução expectável de indicadores associados aos vetores que justificam os investimentos, é um exercício que tem paralelo com as práticas seguidas a nível europeu pelo ENTSO-E e pela Comissão Europeia.

Segundo a proposta de PDIRT-E 2017, as decisões de investimento e de seleção da melhor alternativa para responder às necessidades de rede identificadas são baseadas num processo denominado “Apoio à decisão multicritério/custo-benefício”, incorporando as sugestões recebidas durante o processo de Consulta Pública do PDIRT 2017, e descrito no ponto 6.3 do documento de proposta. Para tal, o operador da RNT adotou a metodologia combinada multicritério/custo-benefício aprovada pela Comissão Europeia, sob proposta da ENTSO-E, sendo a mesma utilizada no TYNDP e que permite realizar uma avaliação homogénea de projetos de investimento em redes de transporte de energia elétrica, através da consideração de custos e benefícios para a sociedade. Esta metodologia é recomendada pela ENTSO-E, uma vez que não se podem monetizar todos os benefícios associados aos projetos de investimento.

Assim, a metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) já oferece ao agente de decisão um amplo espectro de atributos, muitos deles monetizados (tal como o benefício socioeconómico decorrente da integração de fontes de energia renovável e do reforço da capacidade de interligação, e custos evitados para o SEN). A proposta de PDIRT-E 2017, tal como a proposta de PDIRT-E anterior, descreve no ponto 6.3 os principais atributos a valorizar, em função do vetor de investimento em causa:

- 1) Benefício socioeconómico;
- 2) Redução das perdas de energia;
- 3) Integração da Produção de FER;
- 4) Redução das Emissões de CO₂;
- 5) Redução das perdas de energia;
- 6) Redução de Energia em Risco;
- 7) Redução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE);
- 8) Qualidade da Onda de Tensão;
- 9) Redução de carga natural em risco de interrupção;

- 10) Redução de carga sem recurso em risco corte;
- 11) Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade;
- 12) Redução de potência de produção em risco de corte;
- 13) Redução de Energia Não Fornecida (ENF) em risco;
- 14) Redução de custos para o SEN.

De entre estes atributos a quantificar, a proposta disponibiliza informação monetária para o benefício socioeconómico decorrente de projetos que permitam uma maior integração de produção renovável, bem como a redução de custos para o SEN, associados aos investimentos de modernização da RNT. Face à proposta de PDIRT-E 2015, o operador da RNT disponibiliza agora também informação monetizada sobre benefícios da redução da energia em risco, e da redução de perdas, após concretização dos Projetos Base.

No capítulo 6.3 da proposta de PDIRT-E 2017 são então apresentados e analisados os resultados da aplicação da análise MCB ao conjunto de opções propostas pelo operador da RNT, para dois horizontes temporais: 2022 e 2027 (com exceção dos projetos de “remodelação e modernização de ativos”, para os quais apenas é aplicado o horizonte 2022, justificado pelo operador da RNT pela 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 2022, 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.

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 perseguiram um objetivo em comum. Destacam-se os seguintes blocos de investimento:

- Ligação à RND, nas regiões do Minho e Porto;

- Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes;
- Ligação à RND, nas regiões de Lisboa e Setúbal;
- Ligação à RND, na região do Alentejo;
- 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 25 M€ por ano, Figura A.5 - 1.

Figura A.5 - 1 – Benefícios e custos decorrentes de Projetos Base

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2022
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)		12,8
Redução de custos para o SEN (M€/ano) ¹		6,7
Redução das perdas de energia	(GWh/ano) (M€/ano)	-3,7 -0,2
Redução de energia distribuída em risco (*)	(GWh/ano) (M€/ano)	178,3 4,3
Redução de carga natural em risco de interrupção ¹ (*)	(GW) (M€)	5,1 30
Redução de carga sem recurso em risco corte ¹ (*)	(GW) (M€)	0,9 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n)		3 537
SAIDI: degradação evitada (minutos)		0,13
SARI: degradação evitada (minutos)		5,0
Cavas de tensão: redução da frequência ² (%)		22
Cavas de tensão: redução da duração ² (%)		32
Cavas de tensão: redução da profundidade ² (%)		10
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)		228
Redução das emissões de CO ² (kton/ano)		52
Redução de capacidade de transporte em risco ¹ (*) (MVA)		157 362
Redução de potência de produção em risco de corte ¹ (*) (MW)		10 099
Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo ¹ (0-10)		5
Investimento (líquido de participações) (M€)		244
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)		35,3

(¹) Soma dos valores dos eventos de teste, ao longo do período, não simultâneos.

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 2022.

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 2022, correspondente ao primeiro quinquénio, quer para o horizonte final do plano, 2027.

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, designadamente:

- Integração de mercados e concorrência:
 - Interligação Minho-Galiza
 - Receção de produção no Alto Tâmega => eixo 400 kV V.Minho-R.Pena-Feira
 - Receção de produção eólica na região da Beira Interior => eixo 400 kV Falagueira-Fundão
- Gestão de sistema em ambiente de mercado
 - Eixo 400kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões e Eixo 400 kV Rio Maior-Carvoeira-Fanhões
- Ligação a polos de consumo
 - Eixo 400 kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões
 - Alimentação a cliente MAT
- Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar
 - Zona do Alto Alentejo => Eixo 400 kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões
 - Zona do Baixo Alentejo e Algarve => Eixo 400 kV F.Alentejo-Ourique-Tavira
- Sustentabilidade
 - Alto Douro Vinhateiro
 - Zona Porto (reformulação rede 220kV – rede subterrânea)
 - Zona Lisboa (reformulação rede 220kV – 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 de cerca de 150 M€/ano, até 2022, crescendo até aos 217 M€ por ano, até 2027.

Figura A.5 - 2 – Benefícios e custos decorrentes de Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2022	2027
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[143,2; 153,2]	217,0
Redução das perdas de energia (GWh/ano) (M€/ano)	30,1 1,1	2,6 0,1
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n.ano)	10 146	
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 544	2 711
Redução das emissões de CO ² (kton/ano)	947	594
Melhoria do Índice de Cobertura Probabilístico (%)	2,5	
Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	15	
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€) ¹	400	
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)	693	

¹ Valor de investimento no período 2018-2027, para o cenário intermédio.

Fonte: REN

Se considerarmos os benefícios identificados para os Projetos Base, o operador da RNT quantifica assim, até 2022, benefícios anuais totais de quase 180 M€/ano, face a um valor de CAPEX do conjunto de projetos propostos da ordem dos 650 M€.

Análise e comentários

À semelhança da proposta de PDIRT-E 2015, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) no seu processo de avaliação e seleção de projetos de investimento, descrevendo os princípios subjacentes à metodologia adotada para valorização dos projetos de investimento através da identificação de um conjunto de atributos por vetor de investimento, os quais são valorizados em termos monetários ou em termos de grandezas físicas.

Adotando esta metodologia, o operador da RNT identifica as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende darem 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 - apenas o faz no caso de projetos de remodelação e renovação de ativos.

Quanto à monetização dos benefícios, para além de quantificar os benefícios socioeconómicos (decorrentes da redução dos custos com combustíveis fósseis devido a uma maior integração de produção renovável, com redução das emissões de CO₂ e ainda ganhos decorrentes da troca com as redes interligadas com a RNT), destaca-se pela positiva a inclusão de informação monetizada sobre redução de energia em

risco e redução de perdas. Neste processo de monetização de benefícios, o operador da RNT adota um ano de referência (2022 no caso dos Projetos Base e Projetos Complementares, e 2027, apenas para os Projetos Complementares) em que considera todos os projetos concretizados, efetuando os respetivos estudos de mercado validados por estudos de rede. Retirando um projeto de cada vez, o operador da RNT compara o valor dos benefícios com e sem o projeto, assim determinando o seu benefício, o qual é monetizado para os benefícios socioeconómicos (e também para a redução de perdas e energia em risco).

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. Sobre este tema, a ERSE já havia recomendado no seu parecer anterior que a informação disponibilizada seja complementada com a descrição da metodologia adotada pelo operador da RNT na agregação dos projetos num bloco (*cluster*), nomeadamente adotando as recomendações da ACER no sentido de 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 ao benefícios do *cluster*. E para tal, apenas devem fazer parte do *cluster* os projetos que representem pelo menos 20% do valor total de benefícios. Assim, a ERSE volta a recomendar que sejam fornecidos os dados dos benefícios de cada projeto e da percentagem dos benefícios do bloco total.

Apesar da melhoria registada face à edição anterior, nomeadamente no que diz respeito à remodelação e modernização de ativos, com a disponibilização sobre a evolução dos índices de estado e com a inclusão da monetização da energia em risco, a ERSE considera que o operador da RNT deve continuar este processo de melhoria no sentido de promover uma maior transparência e correspondência entre os benefícios de cada projeto e os agentes que irão recolher esses benefícios.

Para tal, e em linha com as boas práticas recomendadas pela ACER, a ERSE, relativamente aos benefícios socioeconómicos, recomenda que:

- o Os benefícios socioeconómicos associados a cada projeto sejam desagregados nas suas três componentes: excedente do produtor, excedente do consumidor e rendas de congestionamento e, no caso dos projetos com impacto fora de Portugal, sejam desagregados por país.

- o Os anos de referência utilizados sejam coerentes com os utilizados nos TYNDP.
- o Sejam disponibilizados, em anexo, os cenários de produção associados à RNT no cenário atual e em cada um dos anos de referência, para que possam ser identificadas as unidades geradoras que são adicionadas ou retiradas em função dos estudos de rede e de mercado, contribuindo para a redução do custo variável, com a particularidade de atualmente grande parte do parque eletroprodutor estar sob o regime de CMEC.
- o Sejam identificadas as unidades de produção associadas à redução de energia desperdiçada, por não ser possível injetar na rede, através do aumento da capacidade de receção e escoamento da RNT.
- o Sejam indicados todos os indicadores de preço associados às emissões de CO₂.

Quanto ao acompanhamento destes custos e benefícios, e partilhando o comentário do Conselho Consultivo da ERSE, recomenda-se que a metodologia adotada pelo operador da RNT para identificação dos benefícios possa ser utilizada para monitorização *ex-post* dos benefícios efetivamente alcançados, podendo esta informação constituir um elemento importante na elaboração de futuros PDIRT-E e na monitorização da implementação do atual PDIRT-E 2017, da responsabilidade da ERSE.

Finalmente, a ERSE recomenda que seja disponibilizado em anexo um exemplo de aplicação da metodologia, indicando os pressupostos, e como foi determinado cada indicador, monetizado ou não.

A.6 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

Na proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT propõe um montante total de investimento, a custos diretos externos, de cerca de 814 milhões de euros, repartidos por 409 milhões no primeiro quinquénio e 405 milhões no segundo quinquénio.

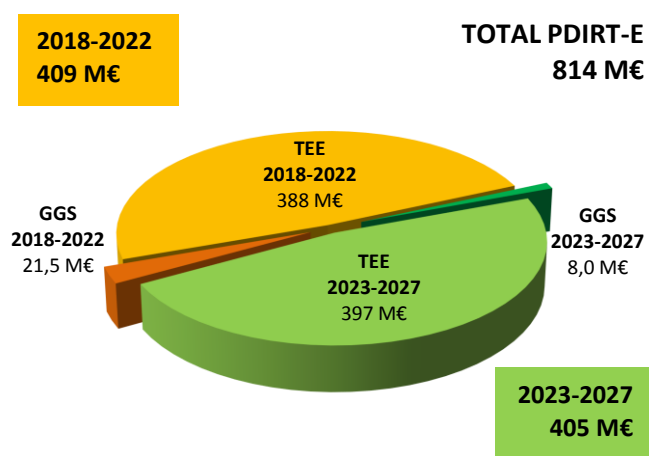
Face à proposta de PDIRT-E 2015, em que era proposto um investimento global para os dez anos que ascendia a 1165 milhões de euros, verifica-se uma redução de cerca de 30%.

Comparando as duas propostas de PDIRT-E apenas em termos de investimento proposto para os primeiros cinco anos, constata-se uma redução de cerca de 30% no valor total de transferências para exploração (custos diretos externos), passando de mais de 600 milhões de euros na proposta de PDIRT-E 2015 para cerca de 400 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2017. Relativamente ao triénio 2018-2020, cujos projetos de investimento necessitam de Decisão Final de Investimento, a proposta de PDIRT-E 2017

propõe investimentos num total de cerca de 250 milhões de euros, enquanto os investimentos nos primeiros 3 anos da proposta de PDIRT-E 2015 ascendiam a 380 milhões de euros.

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

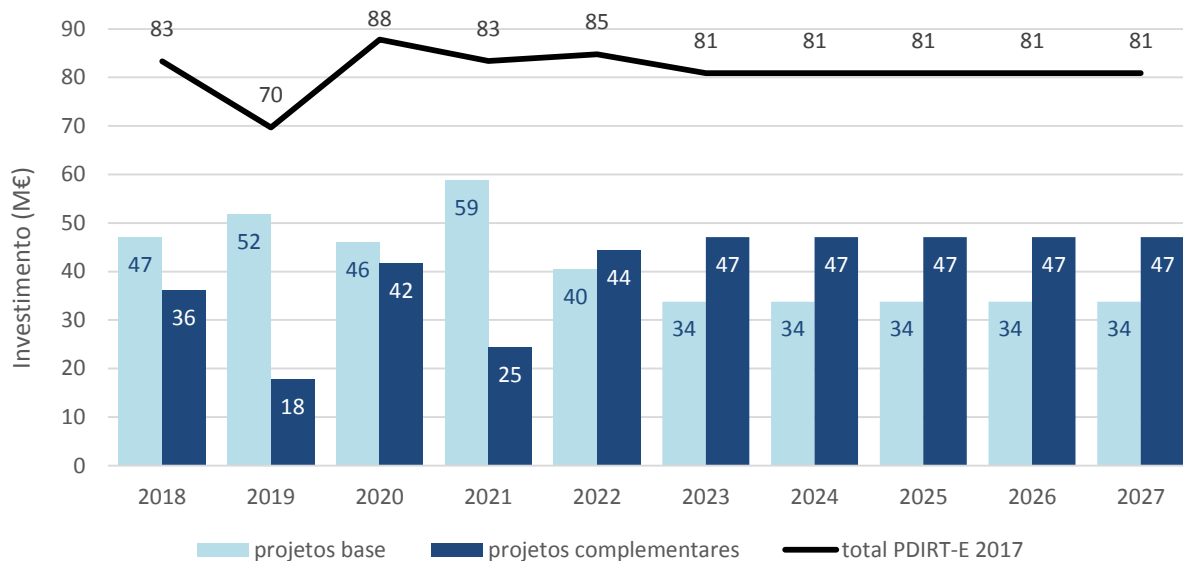


Fonte: ERSE, REN

Tendo em conta a classificação efetuada pelo operador da RNT dos projetos em “Projetos Base” e “Projetos Complementares”, a proposta de PDIRT-E 2017 identifica, a custos diretos externos, um montante de 413 milhões de euros em Projetos Base e 400 milhões de euros, desagregado temporalmente ao longo dos 10 anos, como ilustra a Figura A-6 - 2²⁵.

²⁵ Na proposta de PDIRT-E 2017, 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.

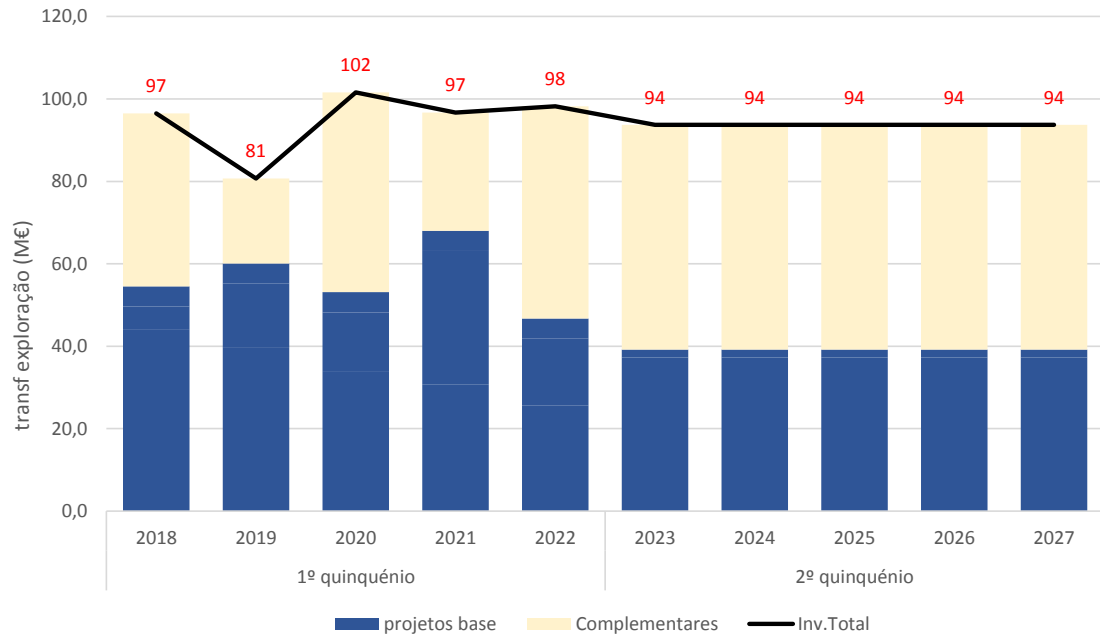
Figura A-6 - 2 – Desagregação temporal do investimento



Fonte: ERSE, REN

Uma novidade face à proposta de PDIRT-E 2015 é a disponibilização por parte do operador da RNT de informação a custos totais, ou seja somando ao montante de investimentos a custos diretos externos, os encargos de estrutura e gestão, e encargos financeiros, a proposta de PDIRT-E 2017 ascende a 942 milhões de euros a serem transferidos para exploração ao longo dos 10 anos do plano, desagregados por cerca de 474 M€ no primeiro quinquénio e 469 M€ no segundo quinquénio, distribuídos entre Projetos Base e Complementares.

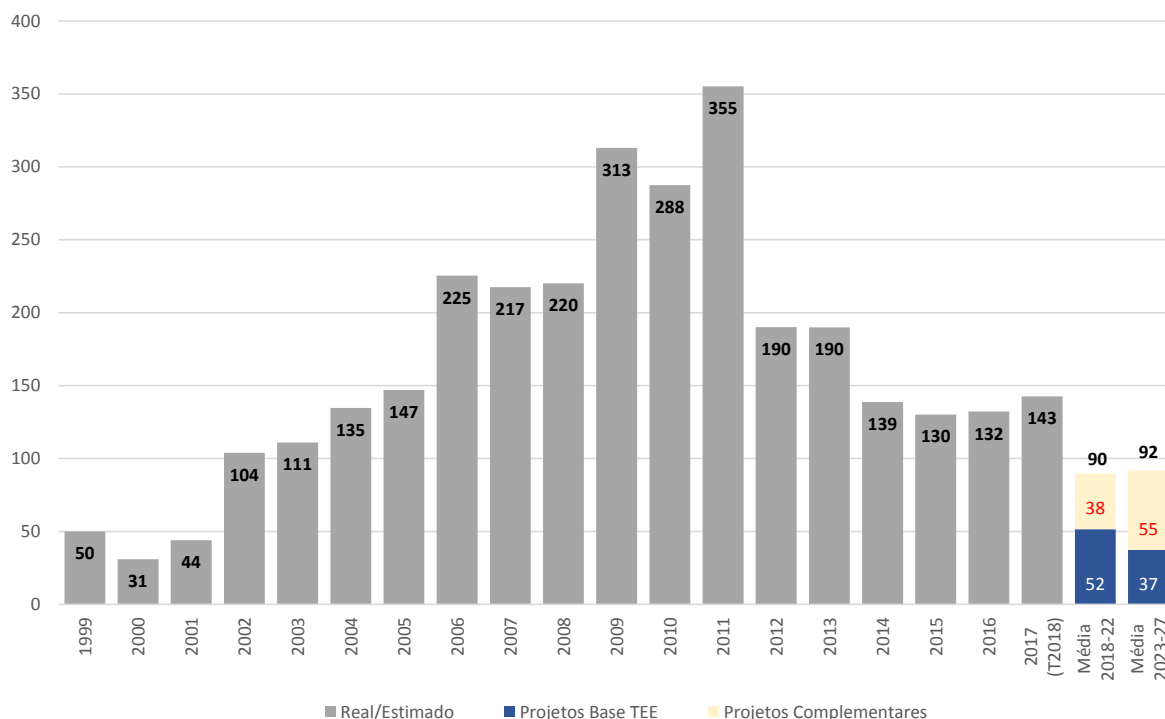
Figura A-6 - 3 – Desagregação temporal do investimento em projetos base e complementares (custos totais)



Fonte: ERSE, REN

Este montante de investimento proposto pelo operador da RNT, a custos totais, e apenas no que diz respeito à atividade de Transporte de Energia Elétrica, ou seja excluindo a atividade de Gestão Global de Sistema, traduz-se numa redução dos valores médios anuais de investimento, como demonstra a figura seguinte.

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



Fonte: ERSE, REN

A.7 ANÁLISE DOS PROJETOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

1 PROJETOS BASE

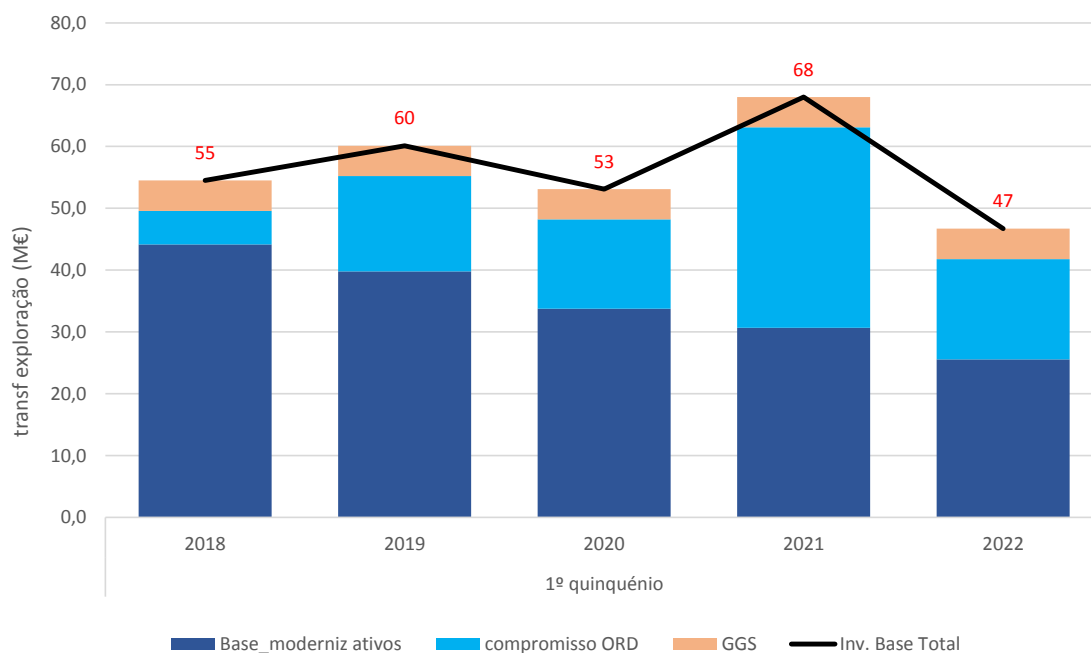
Os projetos de investimento classificados como Projetos Base totalizam no quinquénio 2018-2022 cerca de 282 milhões de euros, sendo os restantes 196 milhões relativos ao segundo quinquénio.

Analisando com mais detalhe o primeiro quinquénio, os Projetos Base dividem-se em dois blocos de investimento: um primeiro bloco que diz respeito à atividade de Gestão Global de Sistema (GGS), com cerca de 25 milhões de euros, e um segundo bloco de projetos de investimentos, associado à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), com 258 milhões de euros, e que inclui:

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

A figura seguinte ilustra a desagregação temporal destes blocos, apresentando o investimento a custos totais, sendo notório o peso da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Figura A-7 - 1 – Desagregação temporal do investimento em projetos base (custos totais)



Fonte: ERSE, REN

1.1 GESTÃO DO FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

Os projetos incluídos neste bloco, num total de 174 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 2017 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).

Segundo a proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT procura prever as necessidades de investimento em remodelação de ativos, através de uma análise ao estado dos principais equipamentos instalados na RNT, ponderado pelo nível de risco associado.

Para tal, o operador da RNT adotou o indicador IE, calculado através da avaliação de seis critérios ponderados para cada tipo de ativo (i.e. a importância que cada critério tem no processo de decisão): 1) Idade; 2) Estado, com base em inspeções e análises periódicas; 3) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência; 4) *Know-how* interno e externo; 5) Disponibilidade de peças de reserva; 6) Desempenho.

Com base no resultado do cálculo do IE, o operador da RNT ordena os ativos em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia, identificando quais os ativos mais críticos (i.e. IE mais reduzidos), e como tal uma prioridade de investimento.

PROJETOS DE INVESTIMENTO EM GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

De acordo com a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017, nos próximos 5 anos, mais de 1000 km de linhas deverão alcançar 30 anos de operação, enquanto nos 5 anos seguintes, isto é no segundo quinquénio do plano, mais quase 800 km deverão também atingir esta idade. Num total de mais de 9000 km²⁶ atualmente em exploração, cerca de metade estão já em fim de vida útil contabilística. Se, numa hipótese teórica, fossem substituídas todas estas linhas, o investimento necessário de substituição ascenderia a mais de 120 M€, contra os 34 M€ propostos em ações de remodelação e renovação. Neste montante é dada particular importância à remodelação de linhas de 400 kV, optando o operador da RNT por aumentar a capacidade daquelas linhas que se insiram em eixos estruturantes ou associadas à interligação com a rede espanhola.

No que respeita aos transformadores de potência, a caracterização da RNT atual mostra que mais de 30% dos autotransformadores e transformadores MAT/AT tem uma idade acima dos 25 anos, aumentando a probabilidade de necessidade de substituição em função dos estudos de fiabilidade e dos crescentes custos de manutenção. Se fosse substituído todo o equipamento de subestações ao atingir o seu fim de vida útil contabilístico, o investimento necessário ascenderia a 160 M€ contra os 152 M€ propostos pelo operador da RNT no primeiro quinquénio.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2017, dos 152M€ previstos no plano de renovação da RNT, 103M€ dizem respeito aos 3 primeiros anos do horizonte do plano, subdivididos em remodelação de linhas (*uprating* ou substituição de cadeias de isoladores) e equipamento de subestações, com destaque para as

²⁶ Comprimento dos corredores de linha no final de 2017.

remodelações integrais das subestações de Porto Alto e Carregado, com mais de 40 anos, as quais representam cerca de 25 M€. Adicionalmente, incide essencialmente em remodelações de sistemas de proteção e comando²⁷.

Análise e comentários

Tal como na proposta de PDIRT-E 2015, na proposta de PDIRT-E 2017 não é identificado por parte do operador da RNT o custo da opção de não realização dos projetos de modernização em termos de impacto de uma falha do mesmo, sendo apenas efetuado um exercício de quanto seria investido se todo o equipamento em fim de vida útil contabilística fosse substituído.

Desde há vários exercícios de parecer às propostas de PDIRT-E que a ERSE recomenda que o operador da RNT dê particular atenção não apenas à fundamentação técnica de cada projeto de investimento proposto, apresentando a sua justificação qualitativa, mas igualmente quantificando os indicadores técnicos que permitam uma avaliação sistemática do risco associado a cada equipamento, independentemente da sua idade ou tempo em serviço. No parecer à proposta de PDIRT-E 2015 a ERSE recomendou ainda que, para os casos em que a fiabilidade da rede fosse colocada em causa, o operador da RNT disponibilizasse em paralelo com os indicadores, a demonstração dos benefícios resultantes do investimento proposto, para que o impacto destes investimentos seja melhor compreendido e aceite pelos consumidores.

A proposta de PDIRT-E 2017, em linha com a de 2015, regista uma melhoria significativa no que diz respeito à fundamentação das propostas de investimento, nomeadamente disponibilizando um conjunto de indicadores técnicos que registam melhorias em virtude da ação de modernização. Adicionalmente, é disponibilizada informação sobre o Índice de Estado do Ativo (IE). Face à proposta de PDIRT-E 2015, apresenta ainda informação sobre qual era o IE antes da ação de modernização, permitindo assim verificar qual o critério base para a tomada de decisão. Outra informação solicitada em anteriores pareceres da ERSE, e que é disponibilizada, diz respeito à importância desse ativo na rede, através de um denominado “Índice de criticidade”. A ERSE regista esta evolução positiva da proposta, permitindo uma maior transparência no processo de decisão e seleção dos ativos a remodelar ou substituir.

Já quanto a benefícios, a proposta de PDIRT-E 2017 complementa não só a quantificação dos benefícios decorrentes da poupança com o Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida

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.

Útil (IMEEFVU), num total de 7 M€, mas desagrega este valor por cada projeto. No entanto, não são quantificados ou monetizados os ganhos decorrentes do aumento da fiabilidade de operação da RNT, equivalentes por exemplo ao custo evitado com o custo decorrente da falha desses equipamentos.

A ERSE recomenda assim que seja melhorada a informação sobre os benefícios, monetizando não apenas o valor não pago através do IMEEFVU²⁸, mas igualmente os ganhos com a ação em termos de fiabilidade

No global, a ERSE admite a necessidade efetiva de substituição de equipamento com elevado tempo de utilização, nomeadamente equipamento em fim de vida útil que apresente níveis de obsolescência com elevada probabilidade de conduzir a falhas de serviço. No entanto, a apresentação de um montante tão significativo de intervenções associadas à remodelação e à modernização das infraestruturas de uma rede que beneficiou, ainda recentemente, de níveis, sem precedentes, de investimentos em novas infraestruturas, deve ser devidamente justificado. A ERSE recomenda, assim, que o operador da RNT aprofunde a fundamentação dos projetos de investimentos que se propõe concretizar até 2022, permitindo que o decisor veja demonstrado o mérito e a premência desses projetos, antes de ter de tomar uma decisão, nomeadamente quantificando o custo evitado para o SEN face à opção de manter o equipamento em causa em exploração no atual quadro regulatório

1.2 APOIO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COORDENAÇÃO ENTRE OPERADORES DE REDE

Neste segundo grande bloco de Projetos Base, o qual totaliza no primeiro quinquénio cerca 84 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, bem como na instalação de equipamento para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa).

Do conjunto de Projetos Base individuais propostos pelo operador da RNT, e com entrada em exploração até 2022, destacam-se os seguintes projetos²⁹:

a) Abertura da Subestação 400/220 kV do Sobrado, prevista até 2021, com um investimento de 23 M€

Segundo o operador da RNT, esta nova subestação, que se ligará às subestações de Vila Nova de Famalicão, Vermoim e Recarei, permitirá melhorar as condições de alimentação à

²⁸ Incentivo à Manutenção em Exploração do Ativo em Final de Vida Útil Contabilística.

²⁹ Montante de investimento desagregado por projeto, a custos diretos externos

Subestação de Ermesinde, bem como reduzir os corredores de linhas aéreas que alimentam Vermoim e Ermesinde, subestações fundamentais ao abastecimento do Grande Porto. A subestação faz ainda parte do futuro eixo a 400 kV proveniente de Pedralva, que tem estatuto de PIC³⁰, e que está agendado para o segundo quinquénio.

b) Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima, num total de 10 M€, a concluir até 2022

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 2027.

c) Ligação a 150 kV Fafe-Caniçada-Pedralva, num total de 7,8 M€, a concluir até 2022

Dando seguimento a um projeto já em curso, e que concretizou a alimentação a Fafe a partir da Subestação de Riba d'Ave, está prevista uma segunda alimentação, a partir quer do Posto de Corte da Caniçada, quer a partir da Subestação de Pedralva.

d) Criação do ponto injetor de V. Nova de Famalicão, a concluir até 2019, num total de 5,4 M€

Com o objetivo de apoiar a alimentação aos consumos da RND dos concelhos de VN Famalicão, Póvoa do Varzim e Vila do Conde, o operador da RNT propõe criar um injetor 400/60 kV.

e) Segurança de alimentação da malha de 220 kV de Trás-os-Montes, a concluir até 2020, num total de 3,2 M€

O operador da RNT refere que o facto de os 3 injetores da RNT, Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar estarem em série ligados no eixo de 220 kV entre Lagoaça e Valdigem, pode significar a perda simultânea das 3 subestações no caso de ocorrência de indisponibilidade das linhas Lagoaça-M. Cavaleiros ou V.P.Aguiar-Valdigem. Com este projeto, recorrendo a infraestruturas já existentes da RNT, consegue-se segundo o operador da RNT reduzir significativamente o risco de perda simultânea destas subestações.

³⁰ Projeto incluído no *cluster* 2.16 de acordo com a terceira lista de PCI, publicada em 23 de novembro de 2017, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013, publicado em http://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2018/540/oj.

f) Segurança de abastecimento à Subestação da Carvoeira, a concluir até 2020, num total de 1,9M€

O investimento proposto pelo operador da RNT consiste em construir um novo troço de linha para eliminar a chegada da alimentação à Subestação da Carvoeira dos seus dois circuitos, que por partilharem no seu troço final o mesmo apoio, reduz a segurança da alimentação.

g) Reforço da transformação 150/130 kV em Pedralva, num total inferior a 1 M€, e a concluir em 2018

Na sequência da identificação por parte do operador da RNT de um conjunto de cargas da RND em risco de abastecimento associado a uma avaria grave e prolongada da unidade de transformação 150/130 kV localizada em Pedralva, é proposto pelo operador da RNT a colocação de uma segunda unidade de reserva, de modo a criar uma alternativa à atual linha Lindoso-Conchas a 130 kV.

Acrescem a estes os seguintes projetos conjuntos de âmbito mais alargado:

a) Reforço da capacidade de transformação MAT/AT, num total de 17 M€, a investir até 2022

O operador da RNT identifica a necessidade de instalar 11 novas unidades de transformação, num montante global de mais de 1700 MVA de capacidade, de forma a fazer face à desclassificação de 8 unidades (980 MVA), e a dar resposta às necessidades de alimentação da RND.

b) Instalação de novos painéis de linha AT para novas ligações à RND, num total de 2,5 M€

De modo a dar resposta a solicitações do operador da RND relativamente à disponibilização de novos painéis para ligações em AT nas subestações da RNT, o operador da RNT propõe o investimento em 8 novos painéis de linha.

c) Gestão de energia reativa, com um investimento previsto de 8,5 M€

Na proposta de PDIRT-E 2017, e no seguimento do referido na edição de 2015, o operador da RNT sublinha a alteração do paradigma na gestão de energia reativa na RNT, designadamente ao nível da redução dos trânsitos de reativa da RNT para a RND, em resultado da correção do fator de potência verificado na RND. Esta tendência da última década é agravada com o aumento de novos circuitos na RNT a 400 kV, geradores de reativa.

De modo a reduzir o efeito de subida da tensão nos barramentos das subestações devido ao excesso de reativa na rede de transporte, o operador da RNT refere “a necessidade de instalar reactâncias para compensação de energia reativa e controlo de tensão”. O operador da RNT

refere que a prática passada e alternativa de desligamento de linhas, além de reduzir a segurança do sistema, *“sujeita o material a um maior desgaste, resultante do número de manobras, com o risco inerente”*.

Face a esta necessidade, o operador da RNT propõe um investimento superior a 8 milhões de euros correspondentes a 3 novas reatâncias *shunt* até 2025.

Análise e comentários

Sobre os investimentos relacionados com a melhoria da segurança da alimentação às subestações da RNT e respetivos consumos abastecidos por estas, a ERSE não identifica qualquer fator que indique que os mesmos devam ser adiados.

Assim, e em linha com o referido no último parecer emitido pela ERSE, o reforço da alimentação à RND através do estabelecimento de novos pontos injetores da RNT, bem como a remodelação das atuais unidades, deve 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 a recomendar que a informação sobre a necessidade de projetos deve ser 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 à RND, de forma a que o operador da RND os reconheça aquando da próxima edição do PDIRD-E. Este cruzamento entre ambos os planos de desenvolvimento e investimento em redes, deve ainda ser fundamentado por estudos e indicadores técnicos que permitam fundamentar essa efetiva necessidade de reforço e demonstrar que as opções de investimento propostas são a melhor opção. Assim, embora durante a Consulta Pública tenha sido confirmada pelo operador da RND a existência de trabalhos de coordenação, os méritos dos projetos em causa deverão ser confirmados na edição do PDIRD-E 2018, nomeadamente em termos de assunção de benefícios para a RND decorrentes destes pontos injetores.

Sobre o tema da gestão de reativa e controlo dos perfis de tensão, a ERSE reitera a posição expressa no seu parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015, em que a ERSE referiu que esta era omissa em termos de alternativas que correspondam a uma melhor coordenação entre os operadores da RNT e RND no que diz respeito à gestão conjunta dos trânsitos de reativa entre redes e o correspondente controlo do perfil de tensão. Neste âmbito, e não colocando de parte a necessidade de pontualmente se recorrer a equipamentos de gestão de reativa, devendo sempre ser justificados em situações pontuais onde seja

demonstrada a otimização da rede em termos técnicos e económicos, a ERSE considera que decorre do quadro legal e regulamentar 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.

1.3 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 2 blocos, com 4,9 milhões de euros de investimento médio anual³¹:

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

Face ao estado de obsolescência da atual plataforma de *software* do SCADA/EMS, datada de 1998, o operador da RNT propõe um *upgrade* profundo do *software* e do *hardware* da referida aplicação. Necessidade reforçada, segundo o operador da RNT, pelas exigências introduzidas pelos novos códigos de rede europeus ao nível de processos e aplicações informáticas necessárias à sua implementação.

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 totais³², de 282 milhões de euros, dos quais 258 milhões relativos a projetos imputáveis à atividade de Transporte de Energia Elétrica, e os restantes 25 milhões de euros relativos à atividade de Gestão Global de Sistema

³¹ 4,9 M€ a custos totais e 4,3M€ a custos diretos externos

³² Este montante corresponde a 244 milhões de euros, a custos diretos externos.

2 PROJETOS COMPLEMENTARES

Os Projetos Complementares totalizam no primeiro quinquénio, a custos totais, cerca de 191 milhões de euros³³, com o operador da RNT a referir que apenas apresenta soluções para concretizar os projetos, dando resposta a necessidades de rede identificadas, nomeadamente no que diz respeito a orientações de política energética, ficando 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, incluindo projetos solares; 2) reforço da capacidade de interligação; 3) ligação a polos de consumo e novas alimentações à RND; e 4) sustentabilidade e gestão do sistema em ambiente de mercado.

2.1 REFORÇO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

Os projetos de investimento propostos pelo operador da RNT associados à receção de nova capacidade de produção enquadram-se no indutor "integração de mercados e concorrência" que é um dos temas centrais da atual proposta de PDIRT-E 2017, com um montante de investimento superior a 120 milhões de euros.

Para fundamentar a necessidade destes projetos, o operador da RNT caracteriza no Quadro 6-25 da proposta de PDIRT-E 2017 a atual capacidade de receção da RNT, quantificando o valor disponível por subestação e por nível de tensão, identificando também as zonas de rede em que refere não existir capacidade de receção, ou em que esta apresenta valores reduzidos e insuficientes para dar resposta ao volume de pedidos de licenças de produção em curso.

Por outro lado, para melhor caracterizar as necessidades futuras de rede, o operador da RNT apresenta no Quadro 6-23 e 6-24, bem como no Anexo 12, informação detalhada, para cada subestação, sobre as licenças de produção já emitidas e respetiva capacidade (da ordem dos 1450 MW já atribuída/reservada à data de março de 2017). Segundo o operador da RNT, existem ainda mais de 3300 MW de pedidos de viabilidade de ligação de nova produção à RNT, ainda sem qualquer licença atribuída. O operador da RNT refere que este volume total de pedidos corresponde somente aqueles que foram feitos diretamente à

³³ 191 M€ a custos totais 165 M€ a custos diretos externos

RNT, não considerando todos os eventuais pedidos de ligação de produção descentralizada que tenham sido feitos diretamente ao operador da RND, sem conhecimento do operador da RNT.

Para fazer face aos compromissos assumidos em termos de licenças atribuídas, bem como ao elevado número de pedidos de viabilidade, o operador da RNT propõe a construção de um conjunto de eixos a 400 kV, destinados a criar condições para aumentar a capacidade de receção de nova produção. Destacam-se os projetos de investimento na zona da Beira Interior e na zona interior do Alentejo e Algarve. Todos estes eixos são classificados como Projetos Complementares.

Os principais projetos propostos pelo operador da RNT com impacto no aumento da capacidade de receção são:

- Ligação a 400 kV Fundão – Falagueira
- Ligação a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira da Pena – Feira

Segundo o operador da RNT, estes dois projetos permitem aumentar a capacidade de receção em mais de 1000 MW, montante que acresce ao resultante de outros projetos, que embora não sejam destinados ao aumento de capacidade de receção de nova produção, têm impacto no aumento da mesma. São os casos dos projetos associados à construção da nova interligação Minho – Galiza e do projeto de passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões, ambos a concretizar ainda no primeiro quinquénio.

No conjunto dos projetos a concretizar no primeiro quinquénio³⁴, a soma das capacidades adicionais permite um acréscimo de mais de 2000 MW de capacidade de receção, ainda que segundo o operador da RNT, parte desta capacidade esteja já atribuída através de licenças já emitidas no passado, mas que aguardam a concretização dos reforços da rede de transporte (Quadro 6-23 da proposta de PDIRT-E 2017).

No pressuposto de que muito rapidamente irá estar concluída a ligação à rede de todos os antigos processos de licenciamento de produção ainda pendentes, verifica-se que, no futuro, a nova produção renovável que se perspectiva vir a ligar-se à rede representa uma mudança de paradigma face ao passado. Esta nova produção renovável assume estar disposta a ligar-se à rede em regime de mercado, sem recurso a tarifas *feed in*, e de acordo com as regras estabelecidas pelo recentemente publicado Regulamento (UE)

³⁴ O projeto de Ligação a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira da Pena – Feira, ainda que seja identificado pelo operador da RNT como tendo prazo de execução 2022-2024, deverá ser antecipado no máximo até 2020 no que respeita às suas 2 primeiras fases de execução.

2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (RfG), e que, em função da respetiva potência, impõe a estes produtores diferentes obrigações do ponto de vista da exploração das redes.

Para além disso, esta nova produção renovável também terá de cumprir as regras estabelecidas no Despacho n.º 9, de 20/02/2018, da DGEG referente aos “Requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV”, relativo respetivamente a instalações de geração de energia elétrica de centrais fotovoltaicas (PV) e de centrais fotovoltaicas de concentração (CPV).

Verifica-se, pois, que com a publicação do referido Regulamento europeu e do Despacho da DGEG, bem como outros regulamentos europeus no quadro do Terceiro Pacote Europeu de Legislação sobre Energia, será também necessário alterar as regras de planeamento atualmente adotadas pelos operadores das redes elétricas de transporte e de distribuição em Portugal, no que diz respeito à capacidade de receção para fazer face a pedidos de ligação de nova produção renovável. As atuais regras adotadas pelo operador das redes remetem para o paradigma que existia há já quase duas décadas, bastante diferente do atual.

A expectativa é de que, com a aplicação de novas regras de planeamento e tendo em consideração as características da nova produção a ligar, e o relativamente baixo nível de utilização das infraestruturas existentes, seja possível aos operadores das redes disponibilizar valores mais elevados de capacidade de receção de produção nas suas atuais redes, sem comprometer de modo algum a segurança. Sem que esse exercício seja realizado, deverá haver prudência na concretização de novos projetos de investimento justificados por receção de nova produção renovável para que estes não contribuam para a existência de infraestruturas da RNT ociosas e para colocar em causa a sustentabilidade do SEN.

Assim, a ERSE recomenda ainda que, em função da tecnologia de produção associada aos pedidos de ligação em causa, em função da localização das centrais junto a centros de consumo, e garantindo que o promotor está disposto a ser despachado (incluindo a possibilidade de se limitar a sua capacidade de injeção em algumas horas do dia), o ORT deve envidar-se esforços para uma alteração do modo como têm sido interpretados os critérios de planeamento, no sentido de maximizar e agilizar a ligação destas centrais que não colocam em causa a segurança do sistema, independentemente de uma eventual decisão futura de aprovação da construção de novos eixos estruturantes da rede de transporte.

Por outro lado, importa recordar que, para além dos custos com a ligação das respetivas centrais à rede, o enquadramento regulamentar aplicável à repartição de encargos de ligação de instalações de produção à

RNT, alterado pela ERSE em 2017, estabelece a obrigação dos requisitantes suportarem os devidos encargos relativos a participações nas redes, nos termos a concretizar em subregulamentação. O novo enquadramento visa garantir equidade de tratamento entre requisitantes e a salvaguarda do princípio de que todos os requisitantes, na condição de futuros utilizadores, contribuem para a repartição de custos de investimento nas redes e assegurar que é reduzido o risco dos consumidores virem a ter de suportar custos acrescidos resultantes de investimentos na RNT sem a recolha do devido benefício.

Face a estes dados, a ERSE reforça a afirmação de que deve ser sempre prioritário qualquer investimento cuja inexistência ponha comprovadamente em causa a segurança do sistema e a segurança do abastecimento de energia elétrica a consumidores. De acordo com a informação disponível, não se pode concluir ser este o caso do conjunto de investimentos agora em análise que são, essencialmente, justificados pela necessidade de receção de nova produção renovável.

LIGAÇÃO A 400kV VIEIRA DO MINHO – RIBEIRA DA PENA – FEIRA

Na região norte de Portugal continental, o operador da RNT propõe a construção do eixo a 400 kV entre o Posto de Corte de Vieira do Minho e a Subestação da Feira, ambos já em exploração, destinado a permitir escoar a produção das futuras grandes centrais hídricas da cascata do Alto Tâmega inscritas no PNBEPH, de potência instalada superior a 1100 MW, as quais se encontram em fase de construção.

Este projeto de investimento, que o operador da RNT propõe concretizar em três fases distintas, entre 2022 e 2024, ascende a um montante de cerca de 84 milhões de euros, e as suas duas fases iniciais incluem as seguintes infraestruturas:

- Linha dupla a 400 kV entre Vieira do Minho – Ribeira da Pena.
- Subestação de Ribeira da Pena.
- Ligação a 400 kV Ribeira da Pena – Feira.

A nova Subestação de Ribeira da Pena irá receber as linhas provenientes das centrais hídricas de Gouvães (880 MW reversíveis), de Daivões (114 MW) e Alto Tâmega (160 MW), ficando ligada por um circuito simples de 400 kV à Subestação da Feira, e por outro circuito, duplo, também de 400 kV, ao Posto de Corte de Vieira do Minho.

Segundo o operador da RNT, esta linha dupla até Vieira do Minho *“ao criar uma segunda via para escoamento da produção deste conjunto de centrais, evita um sobrecusto para o SEN decorrente da necessidade de dotar o sistema de valores elevados de reserva para fazer face a uma perda súbita dos*

citados 1154 MW, caso este conjunto de centrais ficasse ligado à RNT através de um único eixo (Ribeira da Pena – Feira).”

O projeto inclui ainda uma terceira fase associada à construção de um novo Posto de Corte para receção da produção da futura central do Fridão (238 MW), cuja construção está atualmente suspensa por 3 anos pelo Ministério do Ambiente. Segundo o operador da RNT, *“caso venha a haver uma decisão positiva quando à sua construção, a respetiva integração na RNT não necessitará de reforços adicionais estruturantes da RNT, para além da criação do posto de corte do Fridão”*. Esta terceira fase representa menos de 10% do custo total do projeto.

Abrangendo as três fases, o projeto está classificado como “Projeto de Interesse Comum (PIC)” na terceira lista aprovada pela Comissão Europeia em novembro de 2017, com a designação *“2.16.3– Internal line between Vieira do Minho, Ribeira da Pena e Feira”*.

Para além de constar nas anteriores listas de PIC, o projeto já constava nas propostas de PDIRT-E 2013 e 2015. Sobre esta última, no exercício de parecer à proposta de PDIRT-E 2015, em fevereiro de 2016, a ERSE emitiu parecer favorável a este projeto, nomeadamente à primeira fase (a única no horizonte da referida proposta de PDIRT-E), referindo que os projetos *“foram sujeitos a todo o processo associado à sua classificação como PCI, sendo assim também possíveis candidatos a subsídios comunitários no âmbito do CEF³⁵”*. Nesse parecer foi ainda referido que: *“a concretização de determinados projetos de investimento na RNT muito antes do tempo para os quais são absolutamente necessários é mais um fator que merece prudência para não colocar em causa a sustentabilidade de todo o sistema. Dever-se-á também assegurar que os investimentos na RNT a realizar irão servir necessidades que perdurarão no tempo e não correm riscos desnecessários de poderem ficar ociosos no médio ou no longo prazo”*.

Passados dois anos da emissão do referido Parecer da ERSE, verifica-se que estão em curso os trabalhos de concretização dos aproveitamentos hidroelétricos, que estão na base da necessidade deste projeto de investimento na RNT e que, de acordo com informação recebida do promotor, a sua calendarização até deveria ser antecipada para dar resposta atempada às necessidades desses aproveitamentos hidroelétricos.

³⁵ CEF – *Connecting Europe Facilities*, Regulamento (UE) n.º 1316/2013, de 11 de dezembro, que estabelece o mecanismo de assistência financeira da União para apoio a projetos de interesse comum (PCI), destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e das telecomunicações.

Assim, beneficiando dos comentários recebidos durante a consulta pública, a ERSE mantém a sua posição favorável ao projeto, expressa em Pareceres anteriores, mas recomenda que o operador da RNT tenha em atenção a calendarização das diferentes fases do projeto, no sentido de não colocar em causa compromissos assumidos com o promotor das centrais hídricas (segundo o promotor, o intervalo de tempo identificado na proposta de PDIRT-E 2017 coloca em causa a data acordada para o início de exploração dos primeiros grupos geradores). O promotor refere que o cronograma de entrada em exploração dos diferentes grupos geradores solicitado ao operador da RNT foi o seguinte:

- *“Junho de 2021 para o 1.º grupo do SET (grupo n.º 4 do Centro Electroprodutor de Gouvães);*
- *Segundo semestre de 2021 entrada em exploração comercial dos restantes grupos do CE. De Gouvães e do CE. de Daivões;*
- *Primeiro semestre de 2023 entrada em exploração comercial os grupos do CE. do Alto Tâmega”.*

O promotor afirma ainda que “a realização de testes e ensaios nas centrais do SET pressupõe que a Subestação de Ribeira da Pena e o eixo a 400 kV Ribeira da Pena – Feira estejam em serviço com uma antecedência de um ano sobre a data de entrada em exploração comercial do AH de Gouvães, ou seja Junho de 2020”. O promotor afirma ainda que “com a entrada em exploração do segundo grupo do AG de Gouvães, será necessário ter disponível em exploração uma segunda linha para garantir a segurança da operação e estabilidade do SEN, o que significa que, com o calendário acima referido, a linha dupla de 400 kV entre Ribeira da Pena e Vieira do Minho deverá estar em serviço em junho de 2021.”

Deste modo, no pressuposto de que é firme a calendarização anterior e tendo em conta o volume de capacidade de produção a instalar na região, beneficiando dos comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE mantém a sua posição favorável ao projeto de investimento do eixo a 400 kV entre o Posto de Corte de Vieira do Minho e a Subestação da Feira, recomendando que o operador da RNT reveja a calendarização das diferentes fases do projeto para permitir os testes e a data acordada para o início de exploração dos primeiros grupos geradores. Assim, a ERSE não se opõe à aprovação e à concretização do referido projeto de investimento e à emissão de uma Decisão Final de Investimento positiva.

Finalmente, a ERSE recorda o estatuto de PCI deste projeto, atribuído pela importância que o mesmo representa na integração de produção renovável, e sublinha a necessidade do operador da RNT procurar

assegurar, por princípio, a maximização de fundos CEF³⁶ a receber em resultado da candidatura de todos os projetos que obtiveram o estatuto de PIC na terceira lista aprovada pela Comissão Europeia em novembro de 2017. Recomenda-se que o operador da rede de RNT deve identificar o cronograma exatável para a obtenção desses fundos, bem como os procedimentos que pretende desenvolver para garantir os financiamentos em causa. Estas medidas de maximização do montante de fundos comunitários acrescido das participações a suportar por requerentes, possibilitarão reduzir o impacto tarifário associados à concretização dos Projetos Complementares previstos

Esta posição está em linha com o Parecer da ERSE específico para este projeto de investimento, entretanto emitido a pedido da DGEG e do SEEn a 2 de maio de 2018.

LIGAÇÃO A 400 kV FUNDÃO – FALAGUEIRA

Segundo o operador da RNT, *“o estabelecimento do eixo a 400 kV Fundão – Falagueira (...) possibilitará desbloquear capacidade de receção nas regiões da Beira Interior e norte da Serra da Estrela, onde já existem centros produtores eólicos ligados à rede, mas que, por acordo entre os respetivos promotores, a DGEG e o operador da RNT, se encontram sujeitos a restrições de operação/construção relativamente aos valores máximos de potência que podem injetar/instalar na rede”*.

O operador da RNT refere ainda acerca do défice de receção local que, *“estas limitações, que incidem sobre um montante de 170 MVA, vigorarão até ao aparecimento de capacidade nesta zona”*.

Para fazer face ao défice de capacidade de receção de nova produção, maioritariamente renovável, o operador da RNT propõe então o *“estabelecimento do eixo a 400 kV Fundão-Falagueira, mediante o prolongamento da atual linha Falagueira-Castelo Branco 3 até à zona do Fundão, onde será construída uma nova subestação 400/220kV ligando com a rede de 220 kV local”*. Refere ainda que *“a articulação entre as redes 400 kV e 220 kV nesta zona irá criar condições para transferir para o novo eixo a 400kV uma parte importante da potência que flui pelas redes locais de 220 kV e 150 kV (...) criando nesta região interior, de significativo potencial eólico, um montante de capacidade adicional da ordem dos 500 MVA, dos quais uma parte permitirá desbloquear as restrições sobre os 170 MVA acima referidos”*.

³⁶ CEF – *Connecting Europe Facilities*, Regulamento (UE) n.º 1316/2013, de 11 de dezembro, que estabelece o mecanismo de assistência financeira da União para apoio a projetos de interesse comum (PCI), destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e das telecomunicações.

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2017, este investimento, que totaliza cerca de 42 milhões de euros, e deve estar concretizado até ao final de 2018, inclui as seguintes infraestruturas:

- Linha aérea, a 400 kV, Falagueira-Fundão.
- Subestação do Fundão, 400/220 kV.
- Ampliação da Subestação da Falagueira, painel de linha de 400 kV – Fundão.
- Abertura da linha aérea Penamacor-Ferro, a 220kV, para a Subestação do Fundão.

Para fundamentar a necessidade deste projeto, o operador da RNT disponibiliza na proposta de PDIRT-E 2017 (Anexo 12) um conjunto de dados em que identifica as subestações na região em que não é possível ligar nova capacidade de produção, com destaque para as subestações da Falagueira e Castelo Branco. O operador da RNT não apresenta contudo informação sobre se o défice de capacidade é estrutural, ao longo de todo o ano e para as diferentes horas do dia, ou se variável ao longo do dia, ou sazonal, e traduzindo o resultado mais gravoso associado a simulação de cenários extremos, em que se registam elevadas produções hídricas/eólicas e baixos regimes de carga na RND.

Figura A-7 - 2 – Capacidade de receção disponível por subestação (proposta de PDIRT-E 2017)

Zona de rede	Barramento	Potência já atribuída/reservada [kV]	Pedidos de parecer ao ORT (DL215-B/2012)			Capacidade com Projetos Base		Acréscimo com reforços de rede
			Efetuados	Atribuídos	Em curso	Restrição individual	Zona(s)	
26	Lavos	400 60	914					
27	Pombal	60 ^{b)}	13			d)	500	
29	Batalha	400 ou 60	47	20	20			
37 A	Rio Maior	400		100	100			
36	R. Maior	220 ou 60	26					
30	Zézere	220 ou 60	48	68	68		200	
35	Santarém	220 ou 60 ^{c)}	18	50	50			
31	C. Branco	220 ou 150 60	25	135	25 110		30	100 ¹⁰⁾
32	Falagueira	150 60	50	118	50 68		0	
33	Falagueira	400					100	

Fonte: REN

Com base na informação recolhida pela ERSE no processo de análise da proposta de PDIRT-E 2017, para além das centrais já licenciadas mas com restrições de injeção de potência, existem pedidos para ligação de produção na região, cujas intenções totalizam 403 MVA (193 MVA associados a novos aproveitamentos eólicos e 210 MVA a centrais solares fotovoltaicas).

Verificando-se que este conjunto de projetos de investimento também já constava das propostas de PDIRT-E 2013 e de PDIRT-E 2015, no seu parecer à proposta de PDIRT-E 2015, em fevereiro de 2016, a ERSE incluiu-os naqueles que, justificados pelo déficit de receção de nova produção renovável, se considerou deverem ser adiados sempre que não fosse demonstrada a urgência da sua concretização em função dos compromissos assumidos por parte dos promotores das centrais de produção que os justificavam. Referia-se que a *“concretização de determinados projetos de investimento na RNT muito antes do tempo para os quais são absolutamente necessários é mais um fator que merece prudência para não colocar em causa a sustentabilidade de todo o sistema”* e que *“dever-se-á também assegurar que os investimentos na RNT a realizar irão servir necessidades que perdurarão no tempo e não correm riscos desnecessários de poderem ficar ociosos no médio ou no longo prazo”*. Adicionalmente, referiu-se a importância do operador da RNT passar a ter em consideração o disposto legal e regulamentarmente em relação à assunção e partilha de custos dos reforços de rede nestas situações.

Posteriormente e na sequência de diversas solicitações em relação a este projeto de investimento, a ERSE teve a oportunidade de equacionar a relevância da concretização deste novo eixo da RNT a 400 kV numa zona onde já existem diversas outras linhas MAT a 150 kV e a 220 kV, solicitando a fundamentação que demonstre que corresponde à alternativa de investimento mais favorável e eficiente, do ponto de vista técnico e económico, para fazer face ao déficit de capacidade de receção de produção renovável identificado na região.

Sabendo-se que é relativamente baixa a utilização dos atuais eixos instalados entre a Subestação da Falagueira e a região a norte de Castelo Branco, que já compreendem diversas linhas a 150 kV e a 220 kV instaladas, a primeira recomendação em relação a este projeto de investimento vai no sentido de que seja analisado se são justificadas as atuais restrições de potência impostas às centrais já ligadas às redes na região em causa. De igual modo, idêntica análise deverá ser feita para as novas centrais, cuja capacidade foi sendo solicitada ao longo dos últimos anos e não tiveram resposta positiva.

Nesta análise, a ERSE recomenda que seja verificado o impacto da entrada em exploração em dezembro de 2017 do segundo terço da linha Falagueira-Castelo Branco 3, a 150 kV³⁷, na variação da capacidade de receção de nova produção na região que, de acordo com o operador da RNT, entrou em exploração no final de 2017.

³⁷ Troço a 150 kV, isolado a 400 kV, entrado em exploração em dezembro de 2017, tal como descrito na apresentação do CTSOSEI de 11 de janeiro de 2018.

Se após a análise anterior, e face à firmeza da concretização da nova capacidade de produção que não se consegue ligar à rede da região, se venha a verificar existir efetiva necessidade de realização de novos investimentos em redes na região, a recomendação da ERSE vai no sentido de que deverá ser comprovado que, face a todas as outras alternativas possíveis, a solução economicamente mais eficiente passa por construir mais este novo eixo a 400 kV na região.

Naturalmente, se após todas estas verificações, a necessidade deste projeto de investimento se vier a comprovar, a ERSE não se opõe à sua aprovação e à emissão da respetiva Decisão Final de Investimento positiva. Mas sempre assegurando que os promotores responsáveis pela referida nova produção renovável suportem a devida comparticipação de rede relativa a este reforço da RNT, no quadro legal e regulamentar em vigor, considera-se que é reduzido o risco dos consumidores virem a ter de suportar no futuro custos acrescidos resultantes deste investimento na RNT sem a recolha do devido benefício.

Esta posição está em linha com o Parecer da ERSE específico para este projeto de investimento, entretanto emitido a pedido da DGEG e do SEEn a 2 de maio de 2018.

2.2 OUTROS PROJETOS PARA RECEÇÃO DE NOVA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

EIXO A 400 kV FERREIRA ALENTEJO – OURIQUE - TAVIRA

Na proposta de PDIRT-E 2017, o operador da RNT propõe a concretização de um eixo a 400 kV entre Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira, destinado a criar condições para integrar o volume crescente de produção proveniente de futuros projetos solares na zona do Interior do Alentejo e Algarve, que supera os 3300 MVA.

De acordo com o operador da RNT, *“com um maior equilíbrio dos fluxos de potência na RNT na região do Baixo Alentejo e Algarve, promovido por este reforço, ficam criadas as condições para que os 800 MW de capacidade de receção possam ser transferidos, de forma distribuída, da zona de Sines para as regiões mais interiores”*.

Apesar deste projeto, que ascende a cerca de 68 milhões de euros, estar calendarizado para um horizonte posterior a 2022, ou seja no segundo quinquénio, a ERSE recebeu diversos comentários na Consulta Pública no sentido de se ponderar uma revisão da sua calendarização face ao elevado interesse em projetos de tecnologia solar na região sul do país.

Deste modo, ainda que não recomende para já a emissão de uma Decisão Final de Investimento positiva, para este eixo, a ERSE considera que na edição de 2019 da proposta de PDIRT-E deve ser ponderada a antecipação da concretização deste investimento.

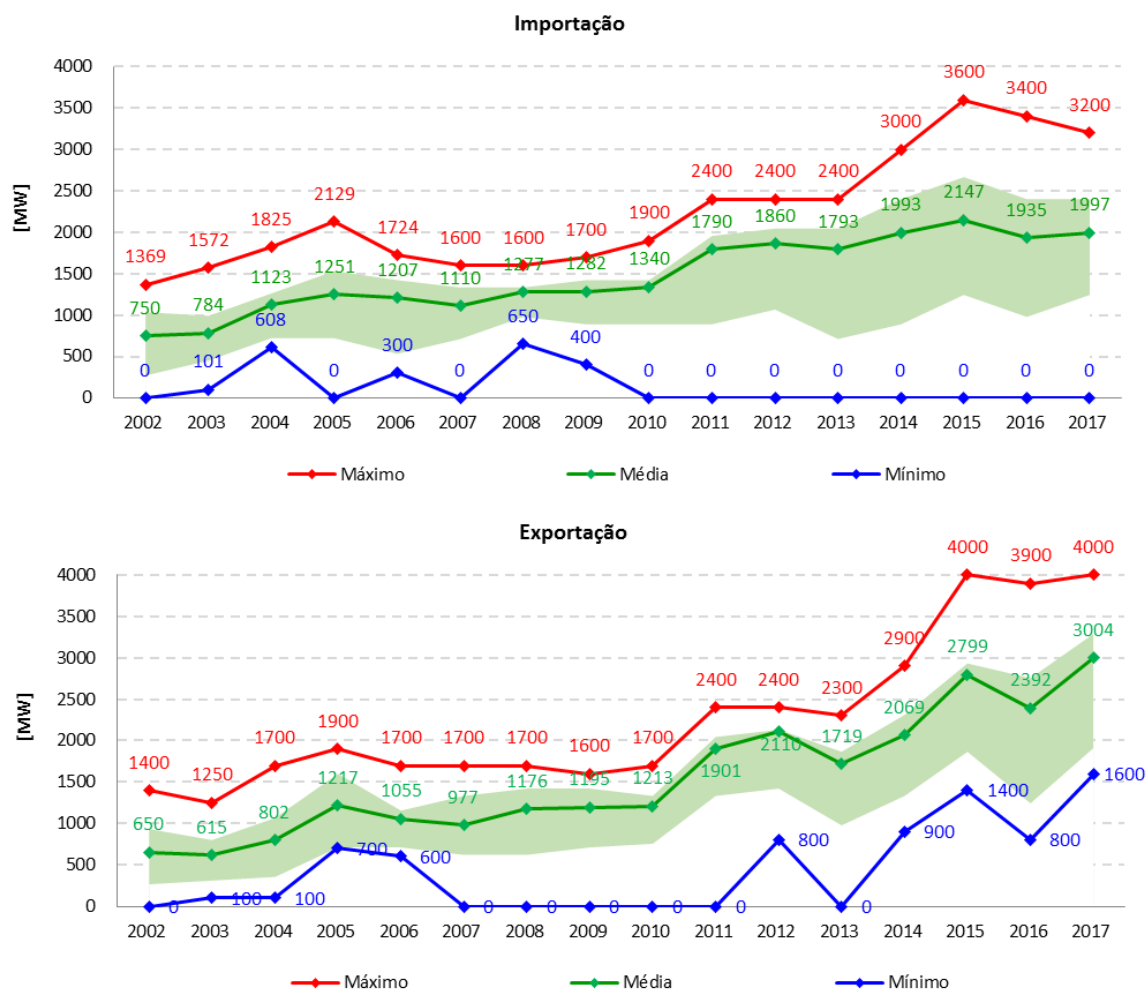
2.3 CONCORRÊNCIA E REFORÇO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA

NOVA INTERLIGAÇÃO A 400 kV MINHO – GALIZA

Ao longo da última década, resultado dos investimentos realizados pelos operadores das redes de transporte de Portugal e Espanha, quer no reforço interno de rede de transporte quer nas novas linhas de interligação, no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a capacidade de interligação disponibilizada pelos operadores para fins comerciais tem vindo a crescer significativamente.

Para tal, contribuiu a entrada em exploração de projetos como: o segundo circuito a 400 kV Alto Lindoso-Cartelle e a nova linha de interligação a 400 kV Alqueva-Brovaes, ambos em 2004, e, mais recentemente, a nova linha de interligação a 400 kV Tavira-Puebla de Guzmán (2014). A estes projetos acrescem todos os reforços de rede registados ao longo desta década, com destaque para a reconfiguração topológica da RNT na região de Trás-os-Montes e a criação do eixo do Douro nacional.

No sentido importador (fluxo de Espanha para Portugal), a capacidade cresceu desde valores médios de 1100 MW em 2004 para valores médios de 1997 MW registado em 2017, abaixo do máximo histórico de 2147 MW verificado em 2015. Este crescimento foi ainda mais acentuado no sentido exportador, cujos valores médios cresceram no mesmo período de 800 MW para 3004 MW, novo máximo histórico.



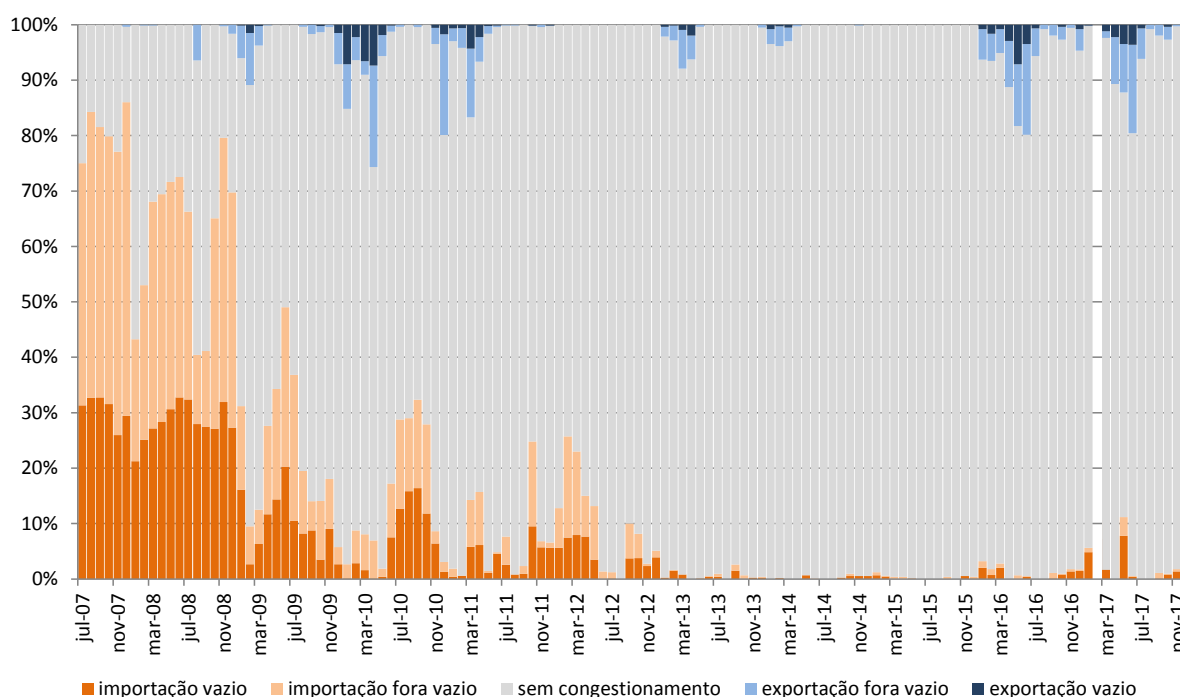
Fonte: ERSE, OMIE

Muito embora o valor médio da capacidade disponível para fins comerciais tenha crescido significativamente ao longo deste período (apesar da redução verificada nos últimos anos, associada a restrições de rede), registaram-se no sentido importador, ao longo do ano, horas com valores de capacidade consideravelmente inferiores e até valores nulos, situação que já não se registou em sentido exportador. Segundo o operador da RNT, este facto deveu-se a indisponibilidades temporárias de elementos de rede, limitações decorrentes do crescimento da produção de origem renovável não armazenável, que conjugado com períodos de consumo mais reduzidos diminuiu, por motivos de segurança de rede, a capacidade de importação disponível.

UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

Em termos de utilização da capacidade de interligação, ao longo dos últimos anos, registou-se uma tendência de diminuição do número de horas em que a interligação esteve congestionada, passando de taxas superiores a 80% no segundo semestre de 2007 para valores médios de 8% ao longo de 2017. Esta redução dos períodos de congestionamento foi acompanhada pela diminuição da diferença de preços entre as áreas de rede portuguesa e espanhola, o que implicou igualmente uma redução significativa das rendas de congestionamento. Não obstante, ao longo dos últimos anos, e especial em períodos de maior hidraulicidade, registou-se uma inversão desta tendência de diminuição, verificando-se o aumento do número de horas em que se registaram congestionamentos na interligação, mas agora no sentido exportador, como comprova o diferencial de preços.

Figura A-7 - 4 – Evolução da utilização da capacidade de interligação disponível para fins comerciais



Fonte: ERSE, OMEL

Enquadrado no indutor “Integração de mercados e concorrência”, para além dos projetos destinados à criação de capacidade de receção de nova produção renovável, o operador da RNT apresenta o projeto da nova interligação a 400kV Minho - Galiza.

Desde há já mais de uma década, e em linha com as edições anteriores das propostas de PDIRT-E, o operador da RNT enquadra este projeto no acordo firmado entre os governos português e espanhol, para atingir o objetivo de 3000 MW de capacidade de interligação para fins comerciais, em ambos os sentidos.

Segundo o operador da RNT, *“de forma a dar cumprimento a esta meta, é necessário o reforço das interligações internacionais na zona Minho/Galiza, onde o fluxo de energia que se regista na atual e única linha de 400 kV transfronteiriça nesta área, a linha Alto Lindoso/Cartelle (Galiza), principalmente no sentido de trocas de Espanha para Portugal, constitui uma limitação aos valores de importação de energia elétrica”*. Para além deste facto, o operador da RNT realça ainda o aumento dos fluxos de energia resultantes dos recentes reforços de centrais na bacia do Cávado e dos futuros aproveitamentos no Alto Tâmega.

Neste sentido, o operador da RNT refere que *“de forma a proporcionar o aumento para 3000 MW de valor mínimo das capacidades de trocas internacionais para fins comerciais, em particular no sentido de importação, fica? previsto o estabelecimento de uma nova interligação a 400 kV entre Portugal e Espanha, ligando as regiões do Minho e Galiza”*. Este projeto, que ascende a cerca de 41 milhões de euros, e com data de concretização entre 2019 e 2020, está classificado atualmente como PCI – *“PCI 2.17 – Portugal/Spain interconnection between Beariz - Fontefria - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão”*, estatuto que se mantém desde a primeira lista publicada em dezembro de 2013, e reconfirmado na segunda lista publicada em janeiro de 2016.

Sobre este projeto, a ERSE reafirma a sua posição favorável expressa no parecer à proposta de PDIRT-E 2015, emitido em fevereiro de 2016. A ERSE realçou a importância da necessidade de coordenação entre os investimentos propostos para o reforço da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha e os desenvolvimentos a nível da interligação Espanha-França, notando a ausência de estudos conjuntos de âmbito regional (Portugal – Espanha - França) e europeu, com vista à demonstração dos benefícios da concretização dos reforços da capacidade de interligação, sem serem ultrapassadas as limitações relacionadas com a capacidade de interligação entre a Península Ibérica e França³⁸.

³⁸ Estes estudos, que quantificam os custos e os benefícios são aliás recomendados pela ACER para projetos a incluir no plano decenal europeu (TYNDP) e projetos candidatos a PCI, e, posteriormente, a fundos comunitários. Para tal, a análise deve ter em conta não apenas os benefícios decorrentes para Portugal mas, igualmente, os benefícios resultantes para países terceiros a nível ibérico e europeu (com eventual impacto em decisões futuras de partilha de custos).

Finalmente, foi sublinhado nesse parecer que é do interesse dos consumidores que exista um compromisso por parte do operador da rede de transporte espanhola no sentido de garantir que o projeto será concluído na data prevista do outro lado da fronteira, evitando assim situações de falta de coordenação na construção e na entrada em exploração.

Face à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE mantém as considerações referidas no passado, sublinhando porém que, para além da concretização da interligação em ambos os lados da fronteira, é fundamental dar continuidade à concretização do lado português ao troço entre o futuro Posto de Corte de Ponte de Lima e o atual Posto de Corte de Vila Nova de Famalicão, sem o qual não será possível atingir os objetivos propostos pelo ORT para o escoamento da produção hídrica proveniente da região a norte do grande Porto e Galiza, o que implicará uma redução da capacidade de interligação para fins comerciais. Assim, a ERSE recomenda que seja dada particular prioridade à conclusão deste troço, que permitirá ainda fechar o corredor entre Pedralva - Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão, criando uma via alternativa ao corredor Pedralva - Riba d’Ave no escoamento da produção da bacia do Cávado.

Idêntica preocupação é expressa no comentário recebido do Conselho Tarifário que, face à não conclusão da linha “Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão”, e a um eventual adiamento da interligação Minho-Galiza para 2021, *“considera fundamental que seja assegurada a articulação em termos de prazo, desta interligação com os projetos que dela possam beneficiar”*.

Adequação da capacidade de interligação

Sobre a adequação da capacidade de interligação para fins comerciais, foi recentemente publicado um relatório por um grupo de peritos europeus³⁹, que refere a necessidade de se rever o modo como é avaliada a adequação e a utilização de capacidade de interligação, uma vez que o tradicional rácio entre capacidade comercial e capacidade de geração instalada se revela pouco adequado (meta de 10% definida em 2002 em Barcelona), tendo sido definido num contexto em que não existia uma forte penetração de produção a partir de fontes de energia renovável.

Assim, com base no papel crescente da produção a partir de fontes renováveis e a crescente penetração no mercado (incluindo os trânsitos transfronteiriços), este grupo produziu um relatório em que propõe

³⁹https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf

uma revisão deste indicador e a sua substituição/complementação por outros como o rácio entre a capacidade de interligação e o valor de ponta de consumo, ou ainda o rácio entre o valor da capacidade comercial de interligação e o valor de capacidade instalada renovável. De acordo com o referido relatório, que tem em conta diferentes cenários (adotados no TYNDP), Portugal apresenta, para um horizonte 2030, rácios acima de 90% no caso do indicador de cobertura da ponta, e entre 40% e 60% no caso da capacidade renovável instalada.

Segundo as recomendações expressas neste relatório, os países que tenham rácios abaixo de 30% devem reforçar fortemente as suas interligações e incluir esses projetos no TYNDP e posterior candidatura a PCI, e os que estejam entre 30 e 60% devem ponderar essa necessidade com base em análises custo-benefício e valor acrescentado.

Esta posição vem reforçar a posição expressa pela ERSE de que é necessário concretizar a nova interligação Minho-Galiza, bem como os restantes eixos a 400kV na região do Minho associados, de forma a que seja possível recolher os benefícios decorrentes destes projetos, seja na integração da elevada capacidade renovável de origem hídrica instalada, seja pelo aumento da capacidade de interligação até aos 3000 MW acordados entre os governos Português e Espanhol.

EIXO PEDRALVA - SOBRADO

Um outro projeto proposto pelo operador da RNT para o início do segundo quinquénio diz respeito à concretização de um eixo a 400 kV entre Pedralva e a zona do Porto (Sobrado), num total de cerca de 29 milhões de euros, que é justificado na proposta de PDIRT-E 2017 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”*.

O operador da RNT refere ainda que este projeto, classificado como PIC na terceira lista aprovada pela Comissão Europeia em novembro de 2017⁴⁰, *“traz consigo um incremento ao valor de capacidade de receção da região (na casa dos 300-400 MW)”*. O operador da RNT indica contudo que *“a data da sua*

⁴⁰ Projeto incluído no *cluster* 2.16 de acordo com a terceira lista de PCI, publicada em 23 de novembro de 2017, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão a publicar brevemente, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013.

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”.

A ERSE relembra contudo que está ainda por concluir um outro eixo, com papel igualmente muito importante para alcançar a meta dos 3000 MW de capacidade de interligação para fins comerciais, nomeadamente a interligação Minho-Galiza, composta, por um lado, pelo eixo a 400 kV entre a zona de Ponte de Lima e Espanha, e o seu prolongamento até à atual Subestação de Vila Nova de Famalicão, que se encontra a funcionar sem qualquer ligação à região norte de Portugal, nomeadamente à Subestação de Pedralva onde converge grande parte da produção hídrica da bacia do Cávado.

Face a estas considerações e sabendo-se que a região irá beneficiar de outros projetos de investimento para os quais concorda com a emissão de uma Decisão Final de Investimento positiva, a ERSE entende que não é clara a necessidade e a urgência de uma Decisão Final de Investimento no âmbito do PDIRT-E 2017 para este projeto e recomenda que este seja novamente avaliado nas edições de 2019 ou seguintes da proposta de PDIRT-E.

2.4 LIGAÇÃO/ALIMENTAÇÃO A POLOS DE CONSUMO

ALIMENTAÇÃO A CLIENTE EM MAT

O operador da RNT apresenta na sua proposta de PDIRT-E 2017, enquadrado no indutor “ligação a polos de consumo” dos Projetos Complementares, o projeto de investimento “Alimentação a Cliente em MAT” na região de Águeda, cujo montante previsto corresponde a cerca de 10 milhões de euros e tem entrada em exploração prevista até 2022. Este projeto é apresentado pelo operador da RNT como necessário para o fornecimento de energia elétrica a um cliente industrial cujo consumo e potência o operador da RNT perspectiva que venham a aumentar no futuro. No entanto, o operador da RNT refere que o promotor está ainda a realizar estudos.

Secundado pelos comentários recebidos durante a Consulta Pública relativamente a este projeto de investimento, nomeadamente os submetidos por parte da Câmara Municipal de Águeda, a ERSE recomenda que o operador da RNT reveja e analise a viabilidade do referido projeto, que parece poder passar a servir não só o cliente MAT referido na proposta de PDIRT-E 2017, mas também outros clientes de diversos níveis de tensão que se instalem no Parque Empresarial do Casarão.

Nesse enquadramento e tendo em consideração os dados de consumo perspectivados no referido comentário, o operador da RNT deverá analisar, de modo coordenado com o promotor do Parque Empresarial do Casarão, a possibilidade deste projeto de investimento poder ser enquadrado no conceito de ilha de qualidade de serviço, previsto no artigo 15.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural e sujeito à aplicação do “Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço”, estabelecido no artigo 25.º-A do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações do Setor Elétrico. Para efeitos da aplicação do referido mecanismo, o promotor do referido parque empresarial pode propor à ERSE um projeto de investimento a realizar em ilhas de qualidade de serviço, com a proposta a ser elaborada de modo coordenado com o operador da RNT e, tratando-se de um projeto que beneficiará clientes de diferentes níveis de tensão, o operador da RNT deverá assegurar a necessária articulação com o operador da RND na sua conceção.

Caso se mantenha tal como é apresentado pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2017, este projeto de investimento corresponderá a uma ligação de um cliente à rede que verá os seus custos integralmente suportados pelo requerente da ligação que dela irá beneficiar, de acordo com o estabelecido regulamentarmente, e que tal como todas as restantes ligações, que ocorrem com regularidade, nunca necessitaram de constar das propostas de PDIRT-E ou de PDIRD-E.

A ERSE recomenda assim que a edição revista da proposta de PDIRT-E 2017, a ser preparada pelo operador da RNT na sequência das orientações do Concedente, do presente Parecer e dos comentários recolhidos durante a Consulta Pública, só deverá incluir este projeto de investimento, caso o operador da RNT verifique que não se trata de uma ligação de cliente, e aplique o disposto no RRC em conformidade.

PASSAGEM A 400 kV DO EIXO FALAGUEIRA – ESTREMOZ – DIVOR – PEGÕES

Igualmente enquadrado no indutor “Ligação a polos de consumo”, é proposta pelo operador da RNT a concretização de um projeto de investimento que passa pelo estabelecimento de um eixo a 400 kV entre a atual Subestação da Falagueira e as futuras subestações de Divor e de Pegões.

Este projeto é proposto pelo operador da RNT em 3 fases distintas, e engloba, por um lado, a passagem a 400 kV da operação da atual linha explorada a 150 kV entre as subestações da Falagueira e de Estremoz e da atual linha a 400 kV, explorada a 60 kV pelo operador da RND, entre a Subestação de Estremoz e a zona do Divor, onde será instalada uma Subestação da RNT com o mesmo nome. Está igualmente prevista a construção de uma nova Subestação em Pegões e de uma linha a 400 kV que a ligará à futura Subestação de Divor.

Na proposta de PDIRT-E 2017, estas infraestruturas da RNT são calendarizadas em momentos distintos, com a passagem à operação a 400 kV a concretizar entre 2019 e 2021, coincidente com a concretização da primeira fase de implementação da Subestação de Divor, até 2021. Já no segundo quinquénio de aplicação do PDIRT-E 2017, deverá ser concretizada a construção do injetor de Pegões.

No primeiro quinquénio, o projeto prevê um investimento agregado de cerca de 52 milhões de euros de um total de 64 milhões de euros ao longo do horizonte de dez anos do PDIRT-E 2017.

A informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017 adiciona aos objetivos de reforço interno da RNT e reforço da alimentação dos consumos da RND na região de Évora, que já constavam das anteriores propostas de PDIRT-E 2013 e 2015 onde este projeto já era apresentado, os objetivos de:

- Alimentar os consumos associados à eletrificação da linha ferroviária Évora-Caia/Elvas;
- Criação de capacidade de receção de nova produção no Alto Alentejo, num montante estimado de 400 MVA;
- Estabelecimento de garantia de segurança n-1 na Subestação de Estremoz da RNT, alimentada atualmente apenas a partir da Subestação da Falagueira;
- Garantia de segurança de operação da rede perante situações com grandes desequilíbrios norte-sul de alocação do parque gerador.

Uma parte substancial deste projeto de investimento da RNT era central quando se pretendeu construir a linha ferroviária de alta velocidade entre Lisboa e Madrid, durante a primeira década do século XXI por parte da empresa RAVE. Com a decisão da não construção da referida linha ferroviária, deixou de ser possível a comparticipação prevista do setor ferroviário para o financiamento da linha da RNT em questão e, como esta comparticipação era decisiva para a viabilidade económica deste investimento do setor elétrico, a sua concretização não chegou a ocorrer.

Por esta e outras razões, os pareceres da ERSE às propostas de PDIRT-E 2013 e PDIRT-E 2015 incluíram este projeto de investimento no lote daqueles para os quais se recomendava um adiamento da sua aprovação para as edições seguintes de PDIRT-E.

Adicionalmente, a ERSE referiu que, para esses projetos poderem vir a ser aprovados, era imprescindível que fossem identificadas as lacunas da RNT a que os projetos iriam responder, quer em termos de défice de capacidade de transporte, quer em termos de outras necessidades demonstradas por indicadores técnicos, como limitações ao nível da qualidade do serviço. Recomendava-se que, quando o operador da

RNT viesse a considerar urgente uma Decisão Final de Investimento e a sua concretização, a informação disponibilizada em termos de benefícios fosse complementada com os impactos, monetizados, da sua não concretização ou do seu adiamento para um período temporal posterior. Estes dados permitiriam uma análise comparativa entre a hipótese de não investimento e a concretização dos referidos projetos, o que se considerava essencial para que o Decisor visse demonstrado o mérito e a urgência dos mesmos, antes de ter de tomar uma Decisão Final de Investimento (fosse ela de aprovação, adiamento ou não aprovação).

A situação alterou-se completamente nos últimos dois anos porque, tal como referido nos comentários recebidos durante a Consulta Pública e de acordo com a mais recente informação transmitidas à ERSE sobre a calendarização da concretização do novo projeto de linha ferroviária, pois as especificidades técnicas da alimentação à ferrovia implicam o recurso aos 400 kV e a consequente passagem para 400 kV da linha MAT entre Falagueira-Estremoz-Divor. Implica igualmente dotar a Subestação de Estremoz de dois painéis de 400 kV (referido pelo operador da RNT como a carga do promotor), e de transformação 400/60 kV, e abrir ainda o injetor Divor (400/60 kV), junto a Évora, para alimentação dos consumos da RND da região.

Deste modo, e secundada na informação recebida durante a Consulta Pública, a ERSE considera que, mesmo existindo benefícios decorrentes da concretização destes investimentos que não serão maximizados de imediato, associados aos restantes objetivos que são identificados pelo operador da RNT, as especificidades técnicas da alimentação dos consumos elétricos associados à linha ferroviária são, por si só, suficientes para justificar a necessidade da concretização dos projetos propostos neste eixo da RNT. Assim, a ERSE recomenda por um lado ao operador da RNT que tenha em atenção a calendarização apresentada na sua proposta de PDIRT-E 2017, no sentido de garantir que a mesma não coloca em causa os compromissos assumidos com o promotor do projeto da linha ferroviária em questão, Infraestruturas de Portugal (IP), e ressalva por outro, que, para além dos encargos relativos aos elementos de ligação à RNT a suportar pelo requisitante desta ligação e promotor do projeto ferroviário, há lugar à aplicação do disposto no Regulamento de Relações Comerciais relativamente aos encargos com participações de rede por parte dos consumidores.

Sobre esta participação do promotor, também aplicável aos restantes consumidores envolvidos, na proposta de PDIRT-E 2017 o operador da RNT não identificou esse montante de participação em reforço de rede por parte das Infraestruturas de Portugal. Sendo a alimentação da ferrovia a primeira razão para a antecipação da concretização deste projeto de investimento, esta participação é essencial para que a ERSE possa assegurar aos restantes consumidores do setor elétrico, que não são eles a suportar

custos que lhes não são devidos. Igual compromisso já existiu com o promotor do projeto ferroviário de alta velocidade entre Lisboa e Madrid (RAVE) durante a primeira década do século XXI.

Caso sejam assegurados os requisitos anteriores, em especial o compromisso em relação ao montante de participação por parte do promotor do projeto ferroviário, a ERSE considera que a versão revista de proposta de PDIRT-E 2017, estará em melhores a ser submetida pelo operador da RNT ao decisor, estarão reunidas as condições para que a ERSE altere a posição assumida nos seus Pareceres anteriores e recomende que seja emitida uma Decisão Final de Investimento positiva para este projeto de investimento e para as infraestruturas que o compõem.

Esta posição está em linha com o Parecer da ERSE específico para este projeto de investimento, entretanto emitido a pedido da DGEG e do SEEn a 2 de maio de 2018.

2.5 RECOMENDAÇÕES GERAIS

Analisados os principais projetos de investimento, classificados pelo operador da RNT como Projetos Complementares, na generalidade propostos para o primeiro quinquénio, a ERSE agrupou as suas recomendações em dois blocos principais: aquelas que dizem respeito a projetos destinados à criação de capacidade de receção para integração de nova produção renovável, e aquelas que dizem respeito a projetos destinados à alimentação de polos de consumos.

Quanto ao primeiro grupo, a ERSE recomenda, por um lado, a necessidade do operador da RNT, em coordenação com o operador da RND, avaliar em que medida os défices de capacidade identificados são estruturais, ou seja ocorrem sistematicamente ao longo do dia e num número significativo de horas ao longo do ano, ou se por outro lado, são situações pontuais que resultam como o mais gravoso de cenários extremos de hidraulicidade e eolicidade, coincidentes com períodos de baixo consumo.

Nesse sentido, a ERSE recomenda ainda que o operador da RNT, previamente à decisão de viabilizar ou não um pedido de ligação tenha em consideração quer a tecnologia de produção em causa (com diagramas horários de produção diferenciados no caso da solar ou do eólico), quer a alteração do paradigma de operação destas centrais que, operando em regime de mercado, desde logo têm de obedecer a requisitos técnicos regulamentares específicos que dão ao operador da rede uma maior autonomia na gestão da mesma. Na realidade, sempre que ocorram situações pontuais de desequilíbrios na rede, o operador tem à sua disposição ferramentas de controlo ativo destes produtores, limitando a sua produção e assim evitando colocar em causa a segurança da operação da rede.

É por isso opinião da ERSE que, na sequência destes instrumentos e da alteração de paradigma, devem ser revistas as regras de planeamento que são aplicadas à generalidade das infraestruturas das redes, maximizando a capacidade de receção que é disponibilizada aos promotores de novos centros eletroprodutores. Não obstante, estas recomendações da ERSE não pretendem colocar em causa a necessidade de construção dos eixos propostos no PDIRT-E 2017, no pressuposto que se concretizam os investimentos em centros eletroprodutores associados aos futuros pedidos de licença de produção e àquelas centrais que já detenham licença mas cuja ligação à RNT ainda não foi realizada.

Esta recomendação da ERSE é reforçada pelo comentário do Conselho Tarifário que considera que os requisitos técnicos impostos pelo recente Despacho n.º 9 da DGEG, de 12 de fevereiro, vêm *“introduzir melhorias nas regras para ligação de instalações de energia elétrica à RESP, com o objetivo de garantir que o SEN esteja dotado de robustez necessária que permita, hoje, apresentar elevados índices de integração de energia renovável, alterando e complementando o que se encontra estabelecido no RRT e no RRD, sobre o mesmo tema”*. Refere o Conselho que, por isso, *“com a imposição dos referidos requisitos às instalações de geração, é entendimento do CT que importa também refletir: 1) sobre a adequação dos valores de receção de nova geração nas atuais redes, disponibilizados pelos operadores das redes; 2) quanto à oportunidade de discutir os atuais critérios de planeamento, também previstos no RRT e no RRD, os quais não mereceram ainda qualquer alteração”*.

Ainda enquadrado neste grupo de recomendações para projetos que visem o aumento da capacidade de receção de produção renovável, a ERSE recomenda 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 para início da exploração dos diversos grupos geradores ou no recurso a fundos de apoio comunitários.

O segundo grupo de recomendações está associado a alimentação de polos de consumos. No caso do projeto de alimentação do cliente em MAT, a ERSE recomenda que o operador da RNT reveja o referido projeto que deverá passar a servir não só o cliente MAT especificado na proposta de PDIRT-E 2017 em consulta, mas também outros clientes de diversos níveis de tensão que se instalem no Parque Empresarial do Casarão. Recomenda ainda que, em articulação com o operador da RND, o operador da RNT analise a possibilidade deste projeto de investimento poder ser enquadrado no conceito de ilha de qualidade de serviço, previsto no artigo 15.º do Regulamento da Qualidade e Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural e sujeito à aplicação do “Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimento em ilhas de qualidade de serviço”, estabelecido no artigo 25.º-A do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

do Setor Elétrico, uma vez que se trata de projeto de investimento que beneficiará clientes de diferentes níveis de tensão.

Já quanto à passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, essencial para dar resposta às especificidades técnicas da alimentação à rede de ferrovia entre Évora-Elvas/Caia, a ERSE recomenda ao operador da RNT que garanta que o investimento é participado por aqueles que dele beneficiam, nomeadamente o promotor da ferrovia, e recomenda uma maior atenção à calendarização apresentada na sua proposta de PDIRT-E 2017, no sentido de garantir que a mesma não coloca em causa os compromissos assumidos com o promotor do projeto da linha ferroviária e questão.

No global, e sem prejuízo dos comentários atrás referidos, a ERSE dá o seu parecer favorável à emissão pelo Concedente de Decisão Final de Investimento para os projetos:

1. Ligação a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira da Pena – Feira e Ligação a 400 kV Fundão – Falagueira
2. Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões
3. Nova interligação a 400 kV Minho - Galiza

A ERSE recomenda ainda que seja mantido o espaço de discussão sobre a necessidade e calendarização de eixos destinados à integração de produção solar, em larga escala, resultante do elevado interesse em projetos de tecnologia solar na região sul do país, como é o caso do eixo a 400 kV Ferreira Alentejo - Ourique – Tavira, senão esta recomendação da ERSE secundada nos comentários recebidos durante a Consulta Pública.

Por último, importa recordar que o enquadramento regulamentar aplicável à repartição de encargos de ligação de instalações de produção e instalações de consumo à RNT, alterado pela ERSE em 2017, estabelece a obrigação dos requisitantes suportarem os devidos encargos relativos a participações nas redes, nos termos a concretizar em subregulamentação. O novo enquadramento visa garantir equidade de tratamento entre requisitantes e a salvaguarda do princípio de que todos os requisitantes, na condição de futuros utilizadores, contribuem para a repartição de custos de investimento nas redes.

Esta posição da ERSE, da maior importância, é suportada pelos comentários do Conselho Tarifário que considera que *“a atual organização do SEN, a crescente penetração de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, o papel cada vez mais ativo dos consumidores e o próprio desenvolvimento tecnológico, conduziram ao surgimento doutro conjunto de outras utilizações das redes, para além da geração centralizada e dos consumidores per se: produtores descentralizados, consumidores em*

autoconsumo e outros negócios de energia, que devem assumir os custos da infraestrutura na justa proporção do que sobre eles implicam e dela beneficiam". Refere ainda o Conselho Tarifário que deve existir "uma reflexão sobre a justa repartição dos custos das infraestruturas entre todos os utilizadores, e proceder aos respetivos ajustamentos tendo em consideração os custos e benefícios que estas novas utilizações introduzem no SEN".

A.8 INTEGRAÇÃO DE MERCADOS DE ELETRICIDADE

No âmbito da política energética, a Comissão Europeia desenvolveu e adotou em 2015 o Pacote para a União da Energia, no qual um dos objetivos definidos é atingir um nível mínimo de interligações elétricas de 10% em todos os Estados Membros no ano de 2020, tendo por referência a capacidade de produção instalada em cada Estado Membro⁴¹.

Este objetivo faz parte da estratégia para a criação de um sistema elétrico resiliente e seguro à escala europeia, que permita ultrapassar a fragmentação nacional e regional dos mercados, para se alcançar um mercado de eletricidade realmente competitivo ao nível europeu. Com as redes fortemente interligadas será igualmente possível aumentar a integração de produção de eletricidade proveniente de fontes renováveis disponíveis nas diferentes geografias da Europa, que contribuirão para alcançar os objetivos de política ambiental e de desenvolvimento sustentável, através da descarbonização do *mix* energético, bem como permitirá a redução da dependência energética da Europa.

A Comissão Europeia e o Conselho Europeu consideram que o objetivo acima referido poderá ser maioritariamente assegurado através da implementação dos Projetos de Interesse Comum (PCI), com o enquadramento legislativo do Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, devendo ser dada prioridade aos projetos de interligação que contribuem para o aumento deste indicador nos Estados Membros em que o mesmo se encontra abaixo de 10%.

A Península Ibérica está identificada como uma das regiões da Europa em que o nível de interligações é particularmente reduzido e não cumpre atualmente o objetivo dos 10%, sendo por isso um dos principais

⁴¹ Mais recentemente, em final de 2017, a Comissão Europeia publicou um estudo do "[EC Expert Group issues Report on electricity interconnection targets](http://bernardenergy.com/lastestdevelopments/ec-expert-group-issues-report-electricity-interconnection-targets)", intitulado "Towards a sustainable and integrated Europe", com horizonte posterior a 2020, e em que se refere a meta de 15% até 2030. <http://bernardenergy.com/lastestdevelopments/ec-expert-group-issues-report-electricity-interconnection-targets>.

objetivos traçados a nível regional e europeu, tal como referido no Plano regional da Região Sudoeste, em discussão recentemente.

No caso de Portugal, a implementação dos projetos classificados como PCI de eletricidade da terceira lista da União criará condições para elevar a capacidade de interligação com Espanha disponível para fins comerciais para um valor mínimo de 3000 MW em ambos os sentidos, o que permitirá alcançar um rácio de interligação entre a capacidade comercial e a capacidade de geração instalada de 10%. Se até 2020, Portugal cumprirá este rácio objetivo, entretanto já alcançado em grande parte das horas do ano, fruto do crescimento da capacidade de interligação, o mesmo não acontecerá com Espanha, cujas interligações deverão representar menos de 10% de capacidade instalada mesmo após a implementação dos PCI incluídos na terceira lista, relativos às interligações com França.

PROJETOS DE INTERESSE COMUM (PCI)

Dos projetos incluídos na presente proposta de PDIRT-E 2017, estão classificados como PCI na terceira lista de PCI, publicada em 23 de novembro de 2017⁴², os seguintes projetos:

- O projeto PCI n.º 2.17, que engloba a construção de uma linha a 400 kV entre Beariz-Fontefría (ES) e a zona de Ponte de Lima (PT), continuando para sul até à Subestação de Vila Nova de Famalicão, já em exploração. O PCI 2.17 inclui ainda a construção da futura Subestação de Ponte de Lima (inicialmente a funcionar como Posto de Corte), e, do lado espanhol, a Subestação de Beariz.
- O projeto PCI n.º 2.16, que engloba os anteriores PCI 2.16.1 e 2.16.3, refere-se ao *cluster*⁴³ destinado à receção e integração de produção de origem renovável, através da construção da linha de 400 kV Pedralva-Sobrado e da linha também de 400 kV entre Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira. Ambos os projetos inseridos neste *cluster* permitem a integração e escoamento da produção renovável proveniente das novas centrais hidroelétricas das zonas do Cávado e Alto Tâmega, contribuindo ainda para o aumento da capacidade de interligação com Espanha.

⁴² http://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2018/540/oj

⁴³ Alguns PCI estão agrupados em *clusters* devido à sua interdependência ou por serem projetos concorrentes/potencialmente concorrentes para um objetivo comum. No caso deste *cluster*, as linhas de 400 kV que o compõem são todas necessárias para melhorar a integração de produção renovável e reforçar a interligação com Espanha, sendo os benefícios identificados na análise custo-benefício alcançados apenas no caso de todas as linhas serem construídas.

Nota-se que no caso do PCI n.º 2.17, além dos investimentos em território português, há que considerar os investimentos complementares em Espanha, da responsabilidade do respetivo operador da rede de transporte, pelo que a concretização deste projeto na sua plenitude necessita do comprometimento do operador da rede de transporte homólogo, bem como das entidades espanholas.

Ambos os PCI se inserem num corredor prioritário para o reforço das interligações das redes elétricas no eixo norte-sul da Europa Ocidental (designado *NSI West Electricity*), o qual inclui projetos de reforço da rede interna na Alemanha, projetos de reforço das interligações deste país com a Holanda, Bélgica, Áustria e Suíça, projetos de reforço da interligação entre França e Espanha e entre França e Itália, bem como projetos de reforço da rede interna de Espanha.

FINANCIAMENTO PARA PCI

Ao verem o seu estatuto comprovado na terceira lista de PCI da União, estes projetos deverão ser analisados de forma diferente dos restantes projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2017, destacando:

- A possibilidade de imputação dos custos de investimento entre os Estados Membros em que o projeto produz um impacto líquido positivo, se existir impacto líquido negativo em algum dos Estados-Membros em que o projeto é implementado. De acordo com o artigo 12.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, são os promotores dos projetos com o estatuto de PCI que devem requerer às respetivas entidades reguladoras um pedido de análise do investimento (*investment request*) com vista à alocação transfronteiriça dos custos de investimento;
- A elegibilidade para a obtenção de assistência financeira da União Europeia na fase de estudos e na fase de construção, através dos programas específicos para os PCI, que poderá ser sob a forma de subsídios a fundo perdido ou através de condições de financiamento preferenciais. Com o atual enquadramento legal, as candidaturas a financiamentos do CEF para a fase de obra têm como um dos seus requisitos a apresentação prévia do pedido de análise do investimento, com vista à alocação transfronteiriça dos custos de investimento do projeto em causa.

A atribuição de apoios comunitários sob a forma de subsídios ou de juros bonificados resultará numa diminuição dos custos de investimentos incorporados nos proveitos permitidos da REN, a recuperar através das tarifas de acesso e, conseqüentemente, num menor encargo para os consumidores de eletricidade. Assim, é desejável que a empresa desenvolva os esforços ao seu alcance no sentido de maximizar as possibilidades de que dispõe para a captação deste tipo de benefícios, de forma a desonerar o setor elétrico português.

Na proposta de PDIRT-E 2017, a REN identifica especificamente para os projetos com estatuto de PCI a possibilidade de recorrer ao CEF. Esta forma de subsídios destina-se a financiar a fase de estudos e a fase de construção dos PCI, embora no caso desta última se foque nos projetos que não são viáveis comercialmente, por terem impactos significativos em termos de aumentos das tarifas de acesso às redes. No entanto, não está definido o limite do aumento tarifário para que se considere a inviabilidade comercial de um projeto, o que introduz alguma discricionariedade na definição deste limite. Por conseguinte, para a grande maioria dos PCI serão as receitas obtidas no mercado ou por aplicação das tarifas de acesso que permitirão pagar os projetos. Acresce a este facto a impossibilidade de acumulação dos subsídios ou instrumentos financeiros da CEF com outros financiamentos de âmbito comunitário que venham a ser atribuídos ao projeto, o que torna a obtenção de fundos através do CEF bastante incerto.

Com a renovação do estatuto de PCI dos projetos de linhas de 400 kV acima referidos e da Subestação de Ponte de Lima, através da sua inclusão na terceira lista da União, a REN alargou o horizonte temporal para obter fundos do CEF, o que viabiliza novas candidaturas para a fase de construção, que beneficiarão por um lado do aumento da maturidade dos projetos, em particular do reforço da interligação com Espanha, e por outro da experiência já adquirida pela REN nestes processos.

Assim, espera-se que a REN envide todos os esforços para acautelar o cumprimento das condições previstas no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e no Regulamento (UE) n.º 1316/2013, com o intuito de maximizar as suas possibilidades de captação de fundos do CEF, cujos montantes de cobertura corresponderão ao menor dos seguintes valores:

- 50% dos custos elegíveis. No caso dos PCI que promovam um alto nível de segurança de abastecimento esta taxa poderá subir para 75%;
- Valorização das externalidades positivas associadas ao PCI, determinadas pela análise custo-benefício;
- A componente de custos que torna o PCI comercialmente inviável.

Refira-se ainda que a Comissão Europeia e o Banco Europeu de Investimento (BEI) reviram, em 30 de dezembro de 2017, o programa lançado em 2015 designado de Fundo Europeu para Investimentos Estratégicos⁴⁴, na forma de financiamentos com juros bonificados, que abrange o setor da energia e cujas oportunidades de financiamento poderão ser exploradas pela REN, no papel de operador da rede de transporte. O objetivo da CE e do BEI é que este fundo atue como um catalisador para mobilizar até 500

⁴⁴ European Fund for Strategic Investments <http://www.eib.org/efsi/index.htm>

mil milhões de euros de financiamento privado para investimentos estratégicos na Europa, através da captura e mitigação de falhas de mercado permitindo a redução de risco para os investidores.

Face ao exposto, constata-se que a obtenção de subsidiação dos investimentos propostos no PDIRT-E 2017 poderá contribuir para a desoneração do SEN. No entanto, os montantes limitados disponíveis para o fundo do CEF⁴⁵, os critérios impostos para a sua obtenção e o facto dos projetos com estatuto de PCI representarem uma percentagem inferior a 30% do investimento deste PDIRT-E 2017 no primeiro quinquénio, tornam o decréscimo tarifário que possa resultar da obtenção destes fundos relativamente reduzido.

Não obstante, a análise dos impactos dos investimentos previstos neste PDIRT-E 2017 nos custos suportados pelos consumidores de eletricidade portugueses, apresentadas no Anexo A7 do Parecer, tiveram em consideração as possibilidades de obtenção de financiamento através do CEF referidas neste capítulo.

A.9 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

Os projetos de investimento incluídos na proposta de PDIRT-E 2017 provocarão alterações nos custos das atividades reguladas de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e Gestão Global do Sistema (GGS), quer por via dos custos com capital, quer por via dos custos de exploração, com impacte nos 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, das solicitações (potência) e da energia elétrica veiculada por esta rede.

Os custos de investimento incluídos na proposta de PDIRT-E 2017, num total de 814M€⁴⁶, dos quais 409M€ no primeiro quinquénio e 405M€ no segundo quinquénio, são apresentados com desagregação por projeto, sendo os valores das transferências para exploração desagregados por projeto e por ano no primeiro quinquénio da análise (2018-2022) e em valor médio no segundo quinquénio (2023-2027).

⁴⁵Os montantes a fundo perdido do CEF, são de 5,85 milhões de euros para o período 2014 a 2020. Segundo a Comissão (CEF infoday 2013), os investimentos necessários para todo os setores elétrico e do gás, relevantes na Europa para o horizonte 2013 a 2022, seriam superiores a 150 mil milhões de euros. Na “CEF call” relativa a 2018, estarão disponíveis cerca de 900 milhões de euros. <https://ec.europa.eu/inea/connecting-europe-facility/cef-energy/calls>

⁴⁶Total a custos diretos externos dos Projetos Base e Projetos Complementares no cenário Intermédio

Atendendo à menor maturidade dos projetos previstos para o segundo quinquénio e à maior incerteza nos valores de investimento e respetiva calendarização, a análise de impactos tarifários realizada pela ERSE incidu apenas no quinquénio 2018-2022. Nota-se que, pelo facto do PDIRT ser revisto bienalmente, 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 e conseqüentemente no impacte tarifário, a análise de impactes efetuada incide apenas na atividade de TEE. Refira-se que para o período de 2018 a 2022, as transferências para exploração a custos diretos referentes à atividade de GGS representam 22M€, cerca de 2,7% do total previsto nesses 5 anos.

Os investimentos⁴⁷ e as transferências para exploração para o período 2018-2022 são desagregadas entre Projetos Base e Projetos Complementares e dentro de cada grupo por projeto. Os custos apresentados são desagregados entre custos primários, custos de estrutura e gestão e encargos financeiros.

Em termos metodológicos, as simulações foram efetuadas em dois passos: num primeiro momento estima-se o impacte 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 impacte tarifário da proposta de PDIRT-E 2017, para as tarifas de uso da rede de transporte, para as tarifas de acesso e para as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Foram considerados diferentes cenários de investimento, adiante convenientemente descritos, e verificou-se a sensibilidade dos impactes face a diferentes previsões de evolução do consumo de energia elétrica.

Os restantes pressupostos usados nestas simulações, descritos com detalhes no ponto 9.2, 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.

⁴⁷ No PDIRT-E 2017 designado por CAPEX

1. ANÁLISE EFETUADA PELO OPERADOR DA RNT

O operador da RNT, na proposta de PDIRT-E 2017, apresenta o impacte tarifário para o quinquénio 2018-2022 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)⁴⁸, partindo dos dados fixados em Tarifas de 2017. As restantes componentes de proveitos mantêm-se constantes para o período em análise.

De acordo com o referido na proposta de PDIRT-E 2017, 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 2017;
- Proveitos unitários da atividade de TEE considerando os custos com CAPEX (com evolução da base de ativos) e manutenção do *Operational Expenditure* (OPEX), sujeitos a eficiência, e do incentivo ao fim de vida útil;
- Taxa de remuneração constante igual a 6,13% (valor de Tarifas de 2017);
- Aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada a custos totais.

Nos vários cenários de análise de impactos tarifários apresentados, o operador da RNT apresenta sempre uma redução dos proveitos unitários da atividade de TEE face ao valor de Tarifas de 2017, sendo a variação média anual no horizonte de 2017 a 2022 de -1,64%, no caso dos Projetos Base, e entre -0,18% e -0,61%, no caso dos Projetos Complementares, dependendo do cenário em causa para as datas de transferência para exploração.

No entanto, o operador da RNT não considerou o impacto da aplicação das atuais metodologias regulatórias no OPEX (com evolução dos indutores de custo e metas de eficiência) e a evolução do incentivo à manutenção em exploração de ativos em fim de vida útil (MEEFVU).

⁴⁸ 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.

A este respeito, a ERSE considera que deveriam ter sido também incluídas as evoluções previstas para as restantes componentes de proveitos da atividade de TEE, excluindo os ajustamentos, designadamente: (i) a evolução dos custos operacionais ao longo de cinco anos de análise, tendo em conta a previsão do PIB para o cenário macroeconómico definido no RMSA-E 2016 e os fatores de eficiência definidos pela ERSE, bem como os indutores físicos (extensão da rede e número de painéis em subestações) que dependem dos investimentos propostos neste plano e (ii) a atualização do MEEFVU considerando a política de gestão de ativos seguida pela empresa, tendo em conta a idade dos ativos à data da proposta do PDIRT-E e as propostas de investimentos deste plano na vertente de remodelação e modernização de ativos.

Além disso, o proveito unitário indicado para o ponto de partida das análises efetuadas pelo operador da RNT, que tem por base os dados de Tarifas 2017, não é de fácil recálculo com a informação apresentada no PDIRT-E 2017. Embora seja incluída a explicação do modo como foi obtido, não é totalmente claro quais os dados considerados, por não terem sido apresentados valores que permitam a sua comparação com os valores publicados pela ERSE nos respetivos documentos das Tarifas para 2017.

Importa referir que as análises efetuadas pela ERSE, adiante apresentadas, não produzem resultados similares aos apresentados pela REN na proposta de PDIRT-E 2017, devido aos diferentes pressupostos utilizados pela ERSE.

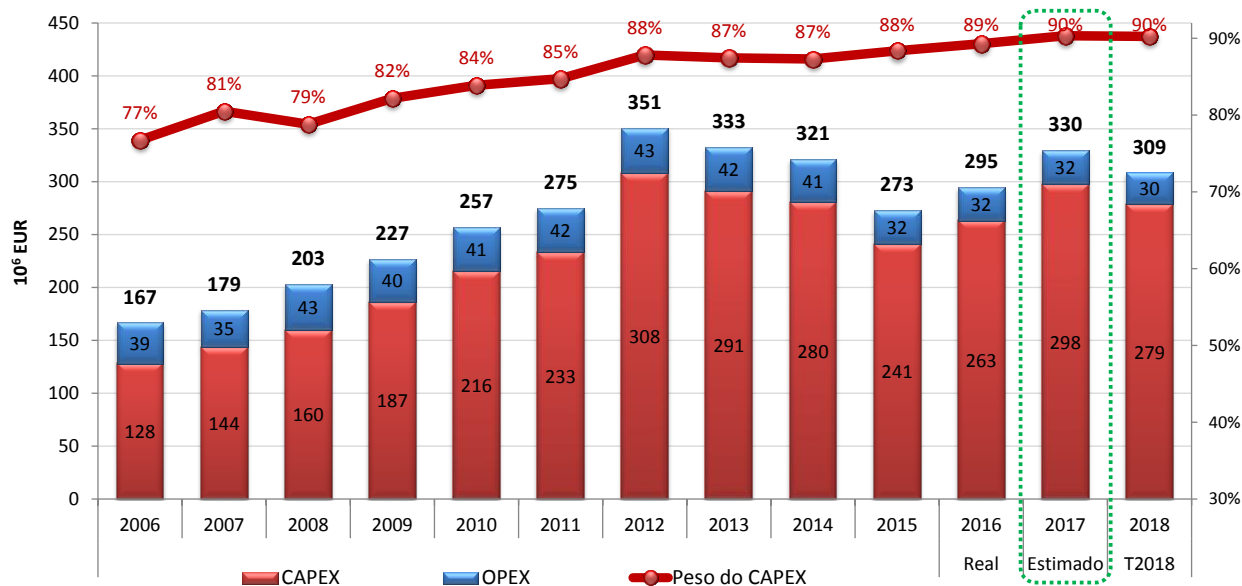
2. IMPACTES DO PDIRT-E NOS PROVEITOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

ENQUADRAMENTO

Os proveitos associados ao CAPEX⁴⁹ têm assumido um peso bastante significativo e crescente nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, como se observa na Figura A.9 - 1. Por outro lado, o OPEX tem-se mantido relativamente estáveis, 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 realizados pela ERSE é o nível de proveitos que se estimaram para a atividade de TEE para o ano de 2017, tendo por base os cálculos do exercício tarifário de 2018, assinalados a tracejado na figura abaixo.

⁴⁹ Na Figura A.9 - 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.

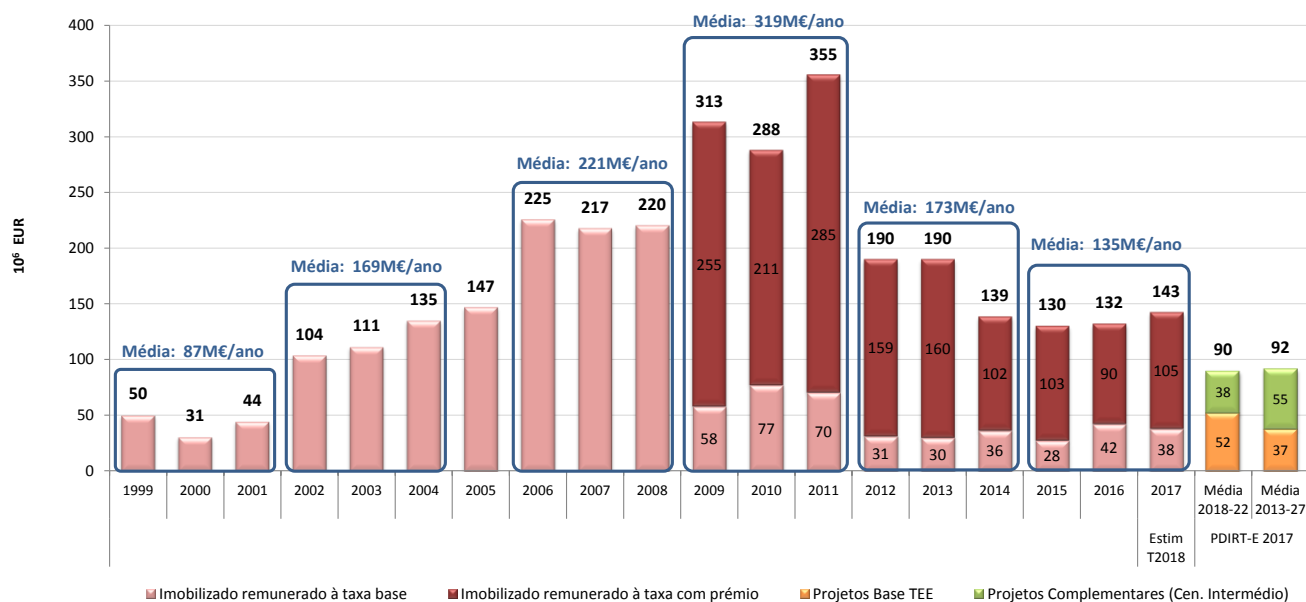
Figura A.9 - 1 – Evolução dos proveitos de CAPEX e OPEX da atividade de TEE



No que respeita às transferências de ativos para exploração, verifica-se na Figura A.9 - 2 que no período regulatório 2009-2011 se atingiram os máximos históricos, o que contribuiu significativamente para o acréscimo de CAPEX observado nesses anos. Como se observa na Figura A.9 - 1 após 2011 o proveito permitido da atividade de TEE foi adicionalmente amplificado devido ao aumento da taxa de remuneração 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 figura seguinte apresenta também a repartição dos ativos transferidos para exploração em função da taxa a que são remunerados, visto que desde 2009 é aplicado um mecanismo de custos de referência⁵⁰, 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.

⁵⁰ Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, alterado pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro.

Figura A.9 - 2 – Evolução dos investimentos da atividade de TEE transferidos para exploração



PRESSUPOSTOS E CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Nos pontos seguintes apresentam-se as simulações de impactes dos custos de investimento propostos no PDIRT-E 2017 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.9 - 1.

Quadro A.9 - 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 2017 no cálculo tarifário de 2018 (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	75,2%, correspondente à média de 2011 a T2018 das % de ativo remunerado à taxa com prémio
Amortizações e participações	Taxas de amortização com diferenciação entre RAB remunerado à taxa com prémio e RAB remunerado à taxa base (media 2015-2017 para RAB com prémio e taxa relativa à melhor estimativa de 2017 para RAB real). Considera-se amortização da participação estimada para 2017 (dados de T2018) constante para o período 2018 a 2022.
Taxa remuneração ativos	Taxa de remuneração de ativos a custos reais: 5,50% (valor de tarifas 2018) Prémio para os ativos valorizados a custos de referência: 0,75pp
Custos operacionais	Determinados através da atual formulação de proveitos com componente fixa e indutores de custos (evolução de nº de painéis e kms de linhas) sujeitos a eficiência (1,5%). A evolução do IPIB foi a apresentada no contexto macroeconómico e a evolução dos indutores é a resultante da implementação do PDIRT
Incentivo IREI	Valor calculado para o horizonte 2018-2022 tendo em conta os parâmetros definidos para o período de regulação 2018-2020 e a evolução do rácio entre ativo líquido e ativo bruto considerando os investimentos previstos nos cenários em análise. Nos gráficos está incluído no CAPEX.
Ajustamentos	Ajustamentos t-1 do CAPEX e restantes ajustamentos t-2 não foram considerados
Outros	Restantes rúbricas de proveitos constantes no período 2018-2022 e iguais aos valores de T2018

Importa assinalar que neste exercício de cálculo de impactos entre 2018 e 2022, foram consideradas as transferências para exploração da atividade de TEE em 2018 previstas no PDIRT-E 2017 (cerca de 91,5 M€ a custos totais) e não as previstas no cálculo tarifário de 2018 (cerca de 134 M€ a custos totais).

No que respeita às simulações de evolução dos proveitos e proveitos unitários da atividade de TEE foram considerados pela ERSE vários cenários de evolução dos custos de investimento transferidos para as tarifas, para os quais foi realizada uma análise de sensibilidade para diferentes cenários de evolução do consumo. O quadro seguinte apresenta, de forma resumida, o conjunto de simulações efetuadas pela ERSE na preparação deste parecer, as quais são apresentadas de forma mais detalhada nos pontos seguintes.

Quadro A.9 - 2 – Resumo dos cenários de avaliação de impactes do PDIRT-E 2017

	Investimentos	Consumo	Subsídios e Participações
Cenário ERSE Base	Projetos Base + Projetos Complementares (cenário Intermédio) previstos no PDIRT-E 2017	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	Sem subsídios e sem participações
		ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	
		ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	
Cenário ERSE Superior	Projetos Base + Projetos Complementares (cen. Intermédio) com atualização das datas de entrada em exploração de alguns projetos	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	Sem subsídios e sem participações
		ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	
		ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	
Cenário ERSE Superior + Participações das novas ligações à RNT	Projetos Base + Projetos Complementares (cen. Intermédio) com atualização das datas de entrada em exploração de alguns projetos	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	Com participações de novas ligações à RNT (50% do investimento de alguns projetos obtido no horizonte de 10 anos)
		ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	
		ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	
Cenário ERSE Superior + Participações das novas ligações à RNT + Subsídios CEF para PCIs	Projetos Base + Projetos Complementares (cen. Intermédio) com atualização das datas de entrada em exploração de alguns projetos	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	Com participações de novas ligações à RNT e com obtenção de subsídios do CEF para PCIs
		ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	
		ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	

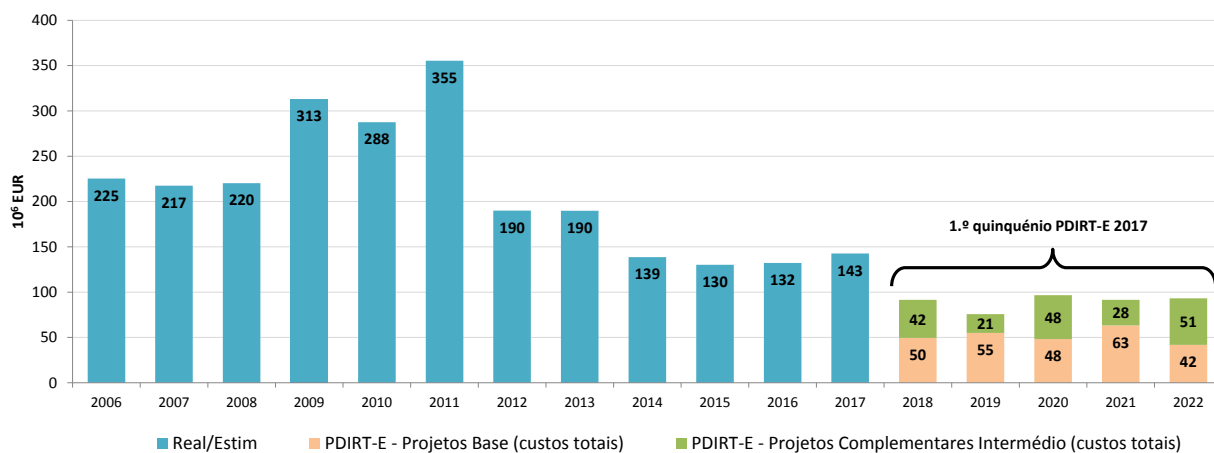
CENÁRIO BASE DE AVALIAÇÃO DE IMPACTES

Para a avaliação dos impactes tarifários nos consumidores, a ERSE considerou um cenário base de realização dos investimentos (cenário ERSE Base), que tem correspondência direta com os cenários de investimento propostos pelo operador da RNT no PDIRT-E 2017, designadamente assumindo que os Projetos Base serão transferidos para exploração nas datas previstas e que os Projetos Complementares se realizarão nas datas intermédias dos intervalos de incerteza indicados pelo operador da RNT. A respeito da evolução do consumo assumida pela ERSE na análise dos impactos, foi definido como referência o cenário ERSE Central, que considera as evoluções anuais implícitas no Cenário Inferior do RMSA-E 2016⁵¹, mas efetuando um ajuste do ponto de partida para o valor real do consumo ocorrido em 2017, dado que a previsão para 2017 do cenário Inferior do RMSA-E 2016 se encontra-se 1,4% abaixo do valor real deste ano.

A figura seguinte apresenta a evolução das transferências para exploração da atividade de TEE (a custos totais), para o 1.º quinquénio do PDIRT-E 2017, no cenário ERSE Base de realização de investimentos acima referido.

⁵¹ O cenário Inferior do RMSA-E 2016 é referência para a evolução do consumo considerada no PDIRT-E 2017.

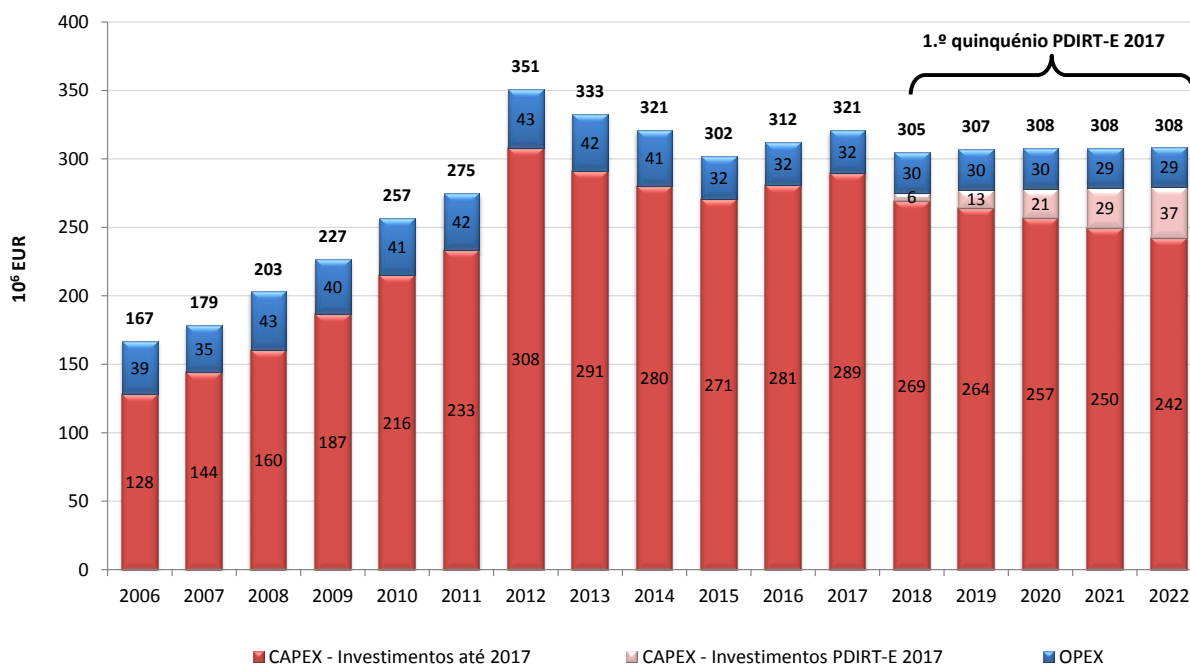
Figura A.9 - 3 – Evolução das transferências para exploração da atividade de TEE (a custos totais) no cenário ERSE Base (corresponde aos Projetos Base + Projetos Complementares Intermédio da proposta de PDIRT-E 2017)



Para esta evolução das transferências para exploração, a aplicação dos pressupostos apresentados no Quadro A.9 - 1 permitiu projetar a evolução dos proveitos da atividade de TEE no período 2018 a 2022, conforme apresentado na Figura A.9 - 4. 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 valores dos ajustamentos⁵². Para evidenciar os impactes deste plano, o CAPEX correspondente aos investimentos considerados no cenário ERSE Base é apresentado separadamente do CAPEX dos investimentos realizados até 2017. Ao nível do OPEX os impactos por via dos indutores de custo (extensão de rede e número de painéis) são residuais.

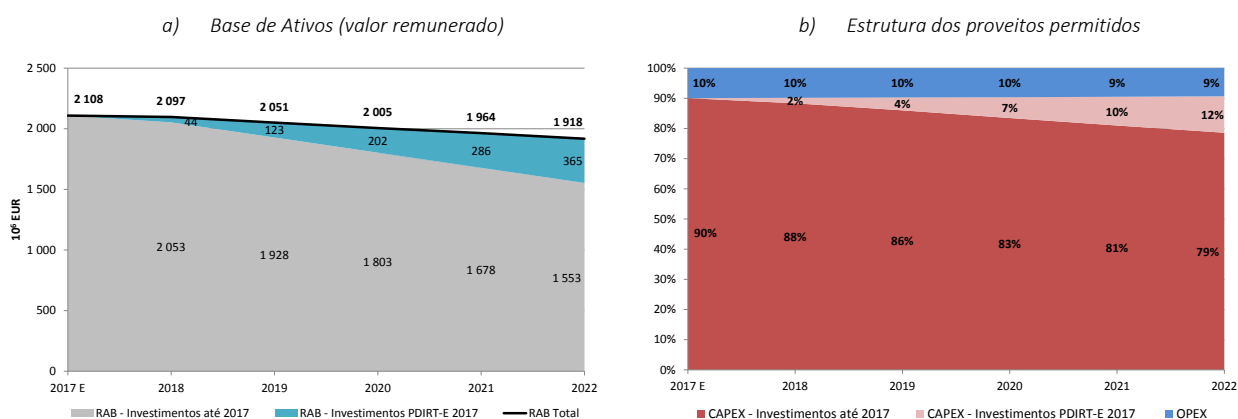
⁵² A diferença observada no valor de CAPEX do ano 2017, entre a Figura A.9 - 4 (289M€) e (298M€), corresponde ao ajustamento t-1 do CAPEX realizado nas tarifas 2017, no valor de 8,5M€ a receber pela empresa, o qual não foi considerado na Figura A.9 - 4.

Figura A.9 - 4 – Evolução dos proveitos permitidos da atividade de TEE no cenário ERSE Base



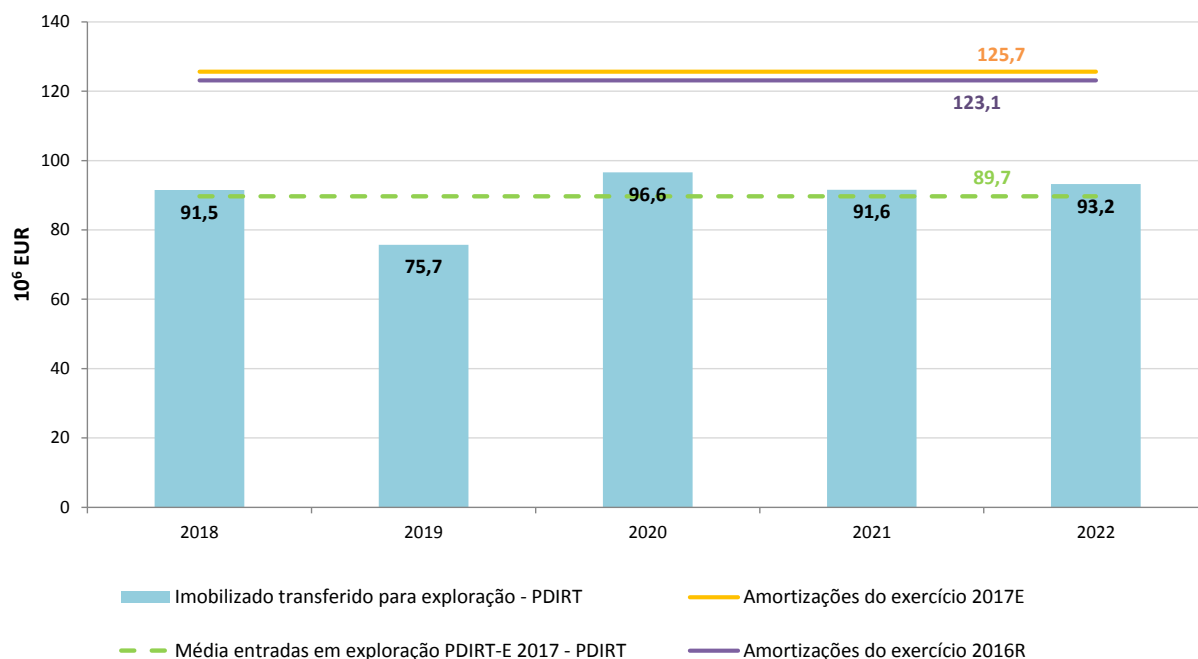
Para o cenário ERSE Base, o efeito das transferências para exploração na base de ativos regulados e na estrutura dos proveitos permitidos da atividade de TEE é apresentado na figura seguinte. Ao nível dos impactos na estrutura de proveitos, verifica-se que o peso do CAPEX correspondente aos investimentos considerados neste cenário representará cerca de 12% do total dos proveitos que se projetam para esta atividade no ano de 2022.

Figura A.9 - 5 – Efeito dos investimentos do cenário ERSE Base na base de ativos regulada e nos proveitos perspetivados para a atividade de TEE



Para ter uma perceção do nível médio do investimento proposto no PDIRT-E, representado pelo cenário ERSE Base, 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 participações. Esta análise é ilustrada na figura seguinte e permite concluir que, neste cenário ERSE Base, o valor médio do investimento a transferir para exploração de 2018 a 2022 se situa abaixo do nível para reposição do ativo amortizado anualmente, tendo em conta os dados reais de 2016 e os dados estimados para 2017 no exercício tarifário de 2018. Consequentemente, a base de ativos a remunerar pelo sistema tarifário irá reduzir-se neste período, como se observa na Figura A.9 - 5a.

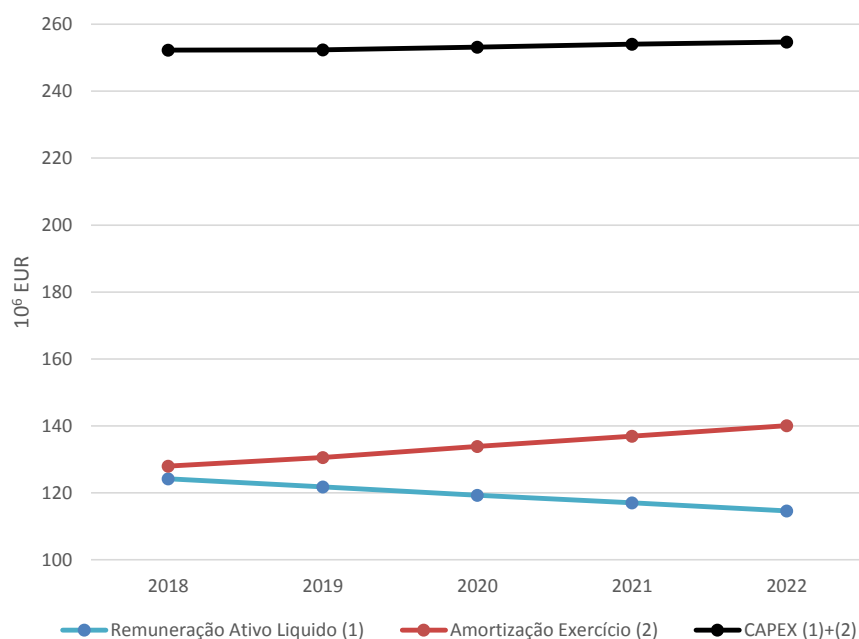
Figura A.9 - 6 – Comparação do imobilizado transferido para exploração no cenário ERSE Base com as amortizações do exercício



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 exercício⁵³. No pressuposto de que no horizonte desta análise não há ativos abatidos ou que atingem o fim de vida contabilística, 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 como se observa na figura seguinte.

⁵³ CAPEX = Ativo médio líquido de amortizações e participações x taxa de remuneração + amortização do exercício deduzida de amortização das participações

Figura A.9 - 7 – Efeitos individualizados no CAPEX da remuneração do ativo líquido e da amortização do exercício



Para esta simulação base de avaliação de impactes, considerou-se o cenário ERSE Central, anteriormente descrito, para a evolução do consumo de energia elétrica, resultando a trajetória dos proveitos unitários da atividade de TEE apresentada na Figura A.9 - 8. Verifica-se que, partindo do proveito unitário estimado para 2017 nas tarifas de 2018 (6,60€/MWh), no final do período em análise, o proveito unitário é inferior (6,29€/MWh) em 0,31€/MWh, correspondendo a um decréscimo médio anual de 0,95%.

A ERSE releva no entanto a elevada sensibilidade dos proveitos da atividade de TEE à taxa de remuneração dos ativos, motivo pelo qual se incluiu na Figura A.9 - 8 o proveito unitário de 2017 recalculado com as taxas de remuneração usadas no cálculo tarifário de 2018, respetivamente 5,50% e 6,25% para o RAB_{Creal} e para o RAB_{Cref} , que são mais baixas do que as ocorridas no passado⁵⁴. Esta redução da taxa de remuneração é resultado da mudança para um novo período de regulação que ocorreu em 2018.

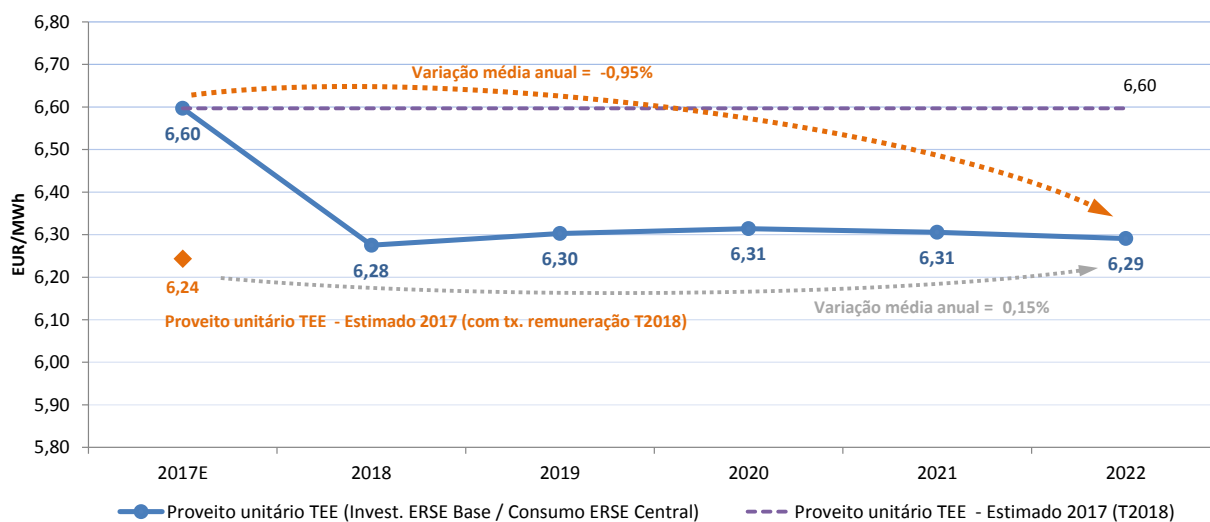
Face ao exposto, verifica-se que assumindo para 2017 o proveito unitário da atividade de TEE recalculado com as taxas de remuneração definidas nos pressupostos de simulação, referentes ao ano de 2018, o valor

⁵⁴ No exercício tarifário de 2018, as taxas de remuneração referentes ao ano de 2017 foram de 6,33% e de 7,08%, respetivamente para o RAB_{Creal} e para o RAB_{Cref} .

obtido desceria para 6,24€/MWh. Assumindo este ponto de partida, o proveito unitário da atividade de TEE para o cenário de investimentos ERSE Base teria um crescimento médio anual de 0,15% até 2022.

Nesta figura verifica-se ainda que o proveito unitário da atividade de TEE no ano de 2017⁵⁵, implícito no cálculo tarifário de 2018 (6,60 €/MWh), é superior ao que se prevê para todos os anos em análise.

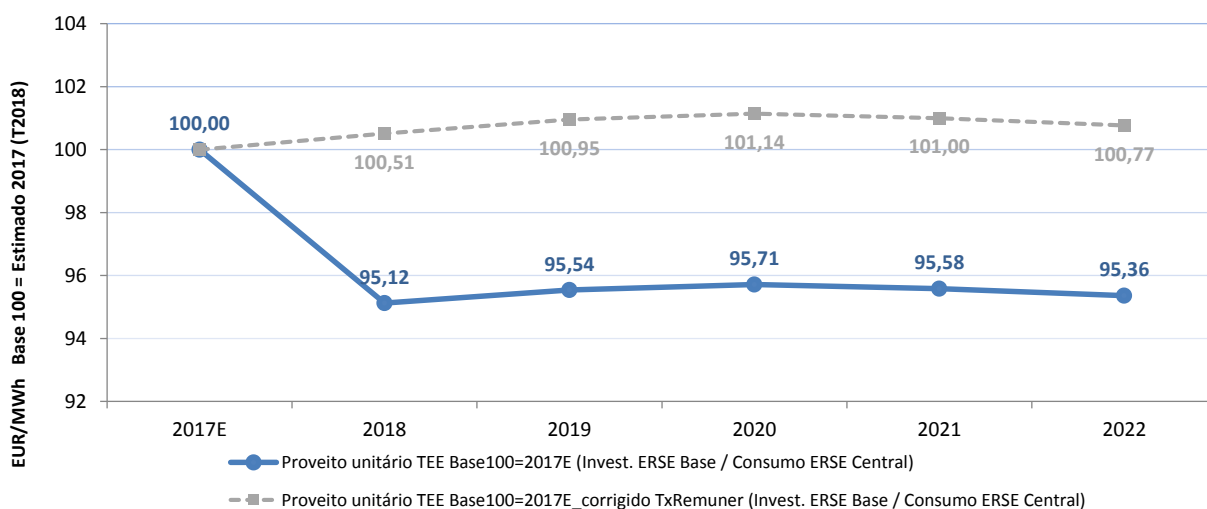
Figura A.9 - 8 – Cenário ERSE Base - Evolução dos proveitos permitidos unitários da atividade de TEE



A Figura A.9 - 9 apresenta a mesma análise em base 100, tendo como referencial o proveito permitido unitário da atividade de TEE estimado para o ano de 2017 calculado nas tarifas de 2018, permitindo concluir que até 2022 deverá ocorrer um decréscimo acumulado de 3,3% no proveito unitário relativamente ao estimado para 2017 nas tarifas de 2018.

⁵⁵ 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 2017.

Figura A.9 - 9 – Evolução do proveito unitário da atividade de TEE no cenário ERSE Base de avaliação de impactes (Base 100=Estimado 2017 em T2018)



SIMULAÇÃO DE OUTROS CENÁRIOS DE INVESTIMENTO E ANÁLISES DE SENSIBILIDADE AO CONSUMO

Face a algumas incertezas associadas a um exercício de planeamento da natureza do PDIRT foram criados diferentes cenários para os custos de investimento a transferir para as tarifas e realizadas análises de sensibilidade ao consumo, de modo a caracterizar diferentes trajetórias para os impactes que os consumidores poderão sofrer com a implementação deste plano.

Os cenários de investimento considerados refletem a atualização das datas de entrada em exploração de alguns projetos propostos no PDIRT-E 2017, conforme referido no ponto 2.1 do anexo A.7 e na alteração dos custos de investimento a transferir para os consumidores, por via da obtenção de subsídios do CEF para Projetos Complementares que estão classificados como PCIs e consideração de participações nos investimentos de reforço da rede interna pelos promotores de novas ligações à RNT.

Por outro lado, tendo em conta a influência direta do consumo de energia elétrica no nível do proveito unitário da atividade de TEE, e por ser uma das variáveis mais sensíveis na perspetiva tarifária, apresenta-se a análise de sensibilidade à sua variação.

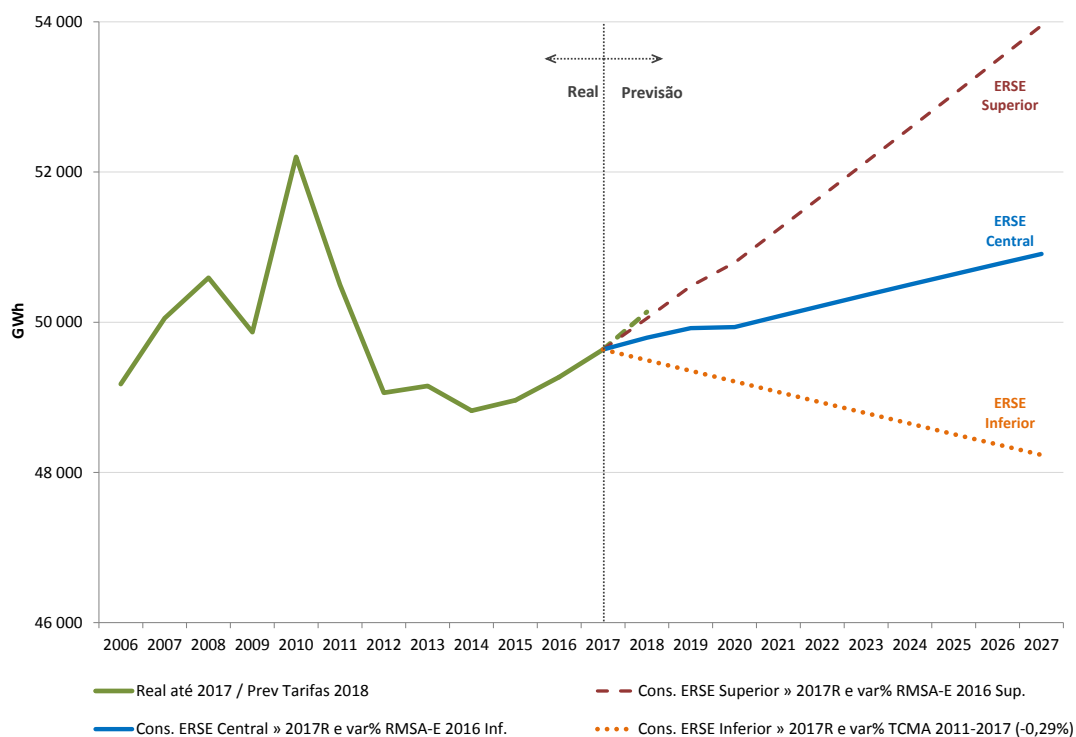
CONSUMO

Para testar a sensibilidade dos impactes nos proveitos unitários ao nível da procura de energia elétrica, simularam-se duas evoluções alternativas do consumo face à evolução considerada no cenário base de avaliação de impactes:

- Cenário de consumo ERSE Superior – tem como referência o consumo real de 2017 e considera as variações anuais implícitas no cenário Superior do RMSA-E 2016;
- Cenário de consumo ERSE Inferior – que tem como referência o consumo real de 2017, seguido de evolução à taxa média anual ocorrida entre 2011 e 2017, de -0,29%.

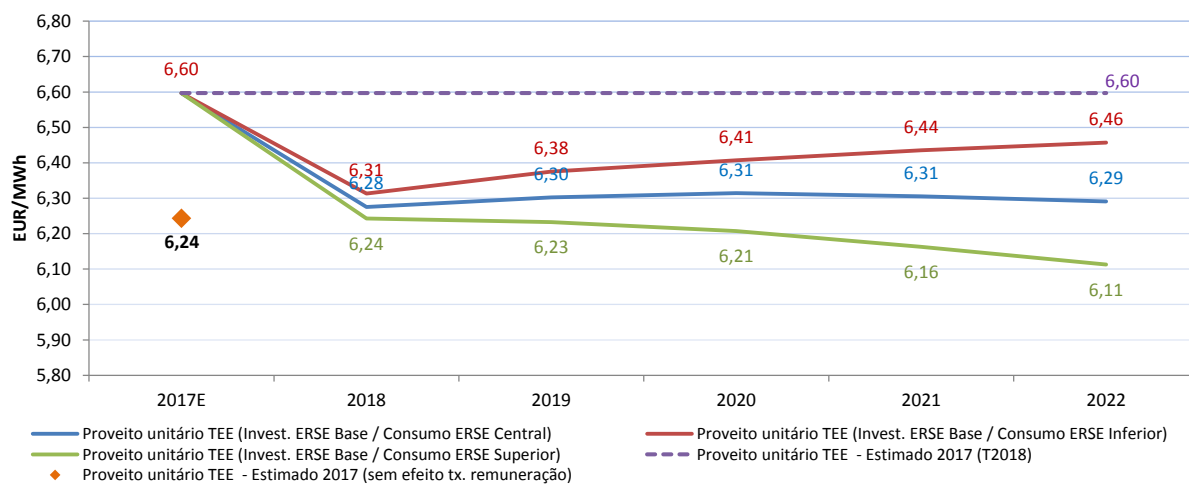
Na Figura A.9 - 10 os três cenários de evolução do consumo de energia elétrica considerados pela ERSE na análise de sensibilidade dos proveitos unitários da atividade de TEE.

Figura A.9 - 10 – Cenários de evolução do consumo de energia elétrica considerados pela ERSE na análise de impactos



Para o cenário ERSE Base de investimentos, a figura seguinte apresenta a sensibilidade dos proveitos unitários da atividade de TEE em relação à evolução do consumo.

Figura A.9 - 11 – Cenário ERSE Base - Sensibilidade à evolução do consumo dos proveitos unitários da atividade de TEE



CENÁRIOS DE INVESTIMENTO

Conforme anteriormente referido, o cenário base de análise de impactes contempla a transferência para exploração dos custos de investimentos do PDIRT-E 2017 dos Projetos Base adicionados dos Projetos Complementares no cenário intermédio indicado no PDIRT-E 2017.

No entanto, para contemplar algumas exigências relativas à entrada em exploração de alguns projetos de investimento previstos nestes PDIRT que foram referidos no ponto 2.1 do Anexo A.7, designadamente associados a política energética e a necessidades de desenvolvimento da RNT cruciais para o avanço de projetos estruturantes no setor do transporte ferroviário, foi criado um cenário de investimento adicional, que contempla todas as alterações necessárias em termos de recalendarização dos projetos, o que se reflete na evolução das transferências para exploração. Sobre este cenário, analisaram-se ainda os efeitos que poderão ser originados pela obtenção pelo operador da RNT de subsídios comunitários para os PCI, nos termos descritos no Anexo A.8 – “Integração de mercados de eletricidade – Projetos de Interesse Comum – Financiamento para PCI”, e pela existência de participações ao investimento no reforço interno da RNT, provenientes de promotores que se ligarão futuramente à rede. O apresenta, de forma resumida, os cenários considerados nas simulações efetuadas neste Parecer.

No cenário de realização de investimentos designado por ERSE Superior, assume-se que para alguns Projetos Complementares as datas de entrada em exploração terão de ser alteradas, indicando-se de seguida se há antecipação ou adiamento face ao cenário Base⁵⁶ utilizado pela ERSE nas simulações:

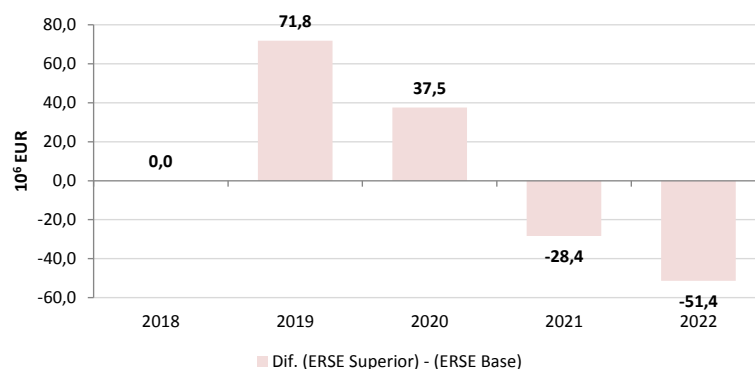
- (i) Interligação Minho-Galiza, com transferência para exploração em 2019 (antecipação);
- (ii) Ligação 400 kV Fundão-Falagueira, em construção, prevendo-se a transferência para exploração em 2018 (intermédio);
- (iii) 1.ª e 2.ª fase da ligação 400 kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira (hídricas Alto Tâmega), com transferência para exploração em 2020 (antecipação);
- (iv) Eixo Pedralva-Sobrado, com transferência para exploração após 2022 (adiamento);
- (v) Passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões e abertura da SE Divor (1.ª fase), para possibilitar a ligação da ferrovia Sines-Caia, com transferência para exploração prevista em 2019 (antecipação);
- (vi) Alimentação a cliente MAT (zona industrial de Águeda), com transferência para exploração em 2020, prevendo a aplicação do “Mecanismo de partilha de custo e risco de investimento”⁵⁷ (intermédio).

Em termos diferenciais, os custos a transferir para os consumidores sofrerão as alterações apresentadas na Figura A.9 - 12.

⁵⁶ Correspondente à realização dos Projetos Base e dos Projetos Complementares no cenário Intermédio.

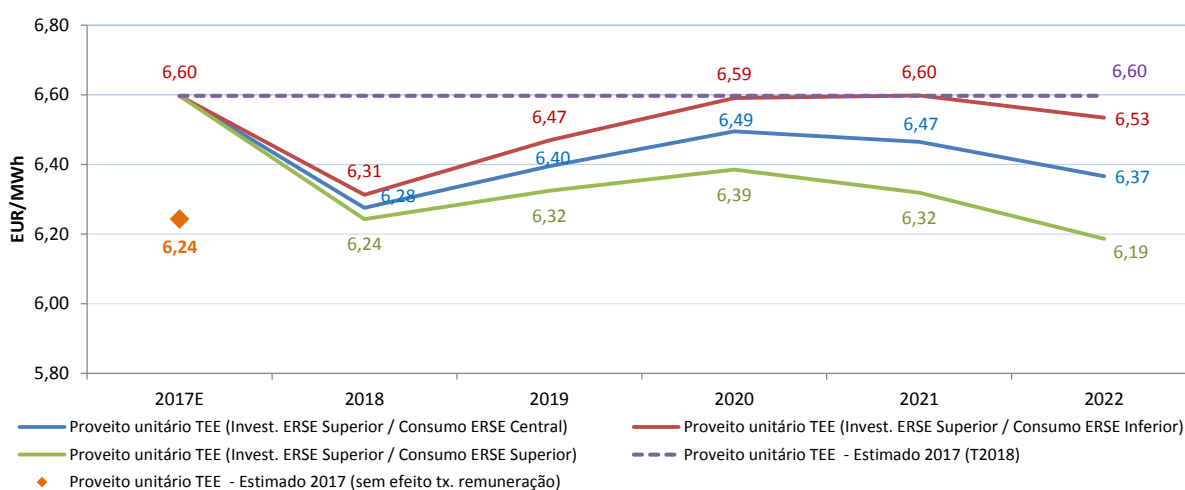
⁵⁷ Previsto no Artigo 25.º-A do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

Figura A.9 - 12 – Cenário ERSE Superior - Diferencial nas transferências para exploração (a custos totais) em relação ao cenário ERSE Base no período 2018-2022



A evolução prevista para os proveitos unitários da atividade de TEE respeitantes ao cenário de investimento ERSE Superior e a sua sensibilidade ao cenário de evolução do consumo são apresentados na figura seguinte.

Figura A.9 - 13 – Cenário ERSE Superior - Evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE e sua sensibilidade à evolução do consumo

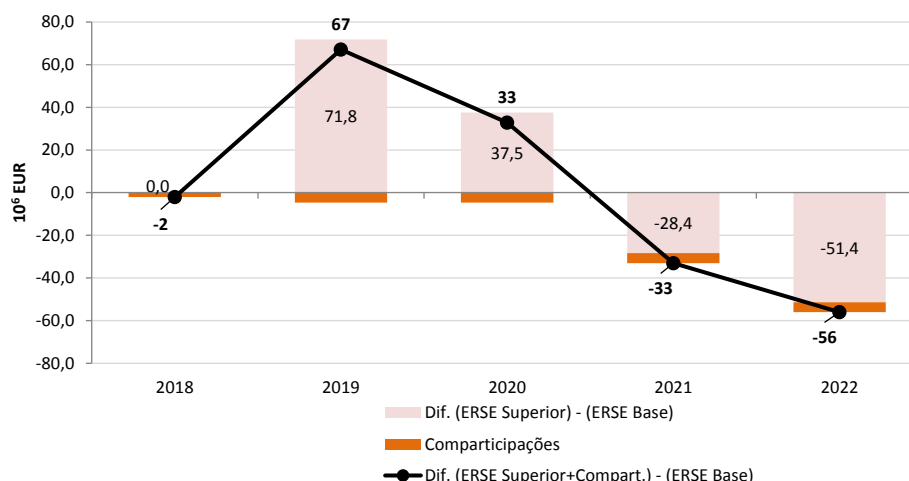


Na simulação seguinte, toma-se como referência o cenário ERSE Superior e considera-se que existirão participações ao investimento em reforços da rede provenientes de promotores de novas ligações à RNT, quer sejam novos centros electroprodutores, quer sejam instalações de consumo diretamente ligadas à RNT. Assume-se que o montante destas participações atingirá 50% dos custos de investimento

realizados pelo operador da RNT nos seguintes Projetos Complementares: (i) Ligação 400 kV Fundão-Falagueira, (ii) Passagem a 400 kV da Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões e (iii) abertura da Nova Subestação Divor (1.ª fase). No entanto, a comparticipação não é obtida integralmente no momento da transferência de cada projeto para exploração, mas sim gradualmente, ao longo de 10 anos desde esse momento, tendo-se considerado para efeitos de simulação que os montantes estão repartidos equitativamente neste período.

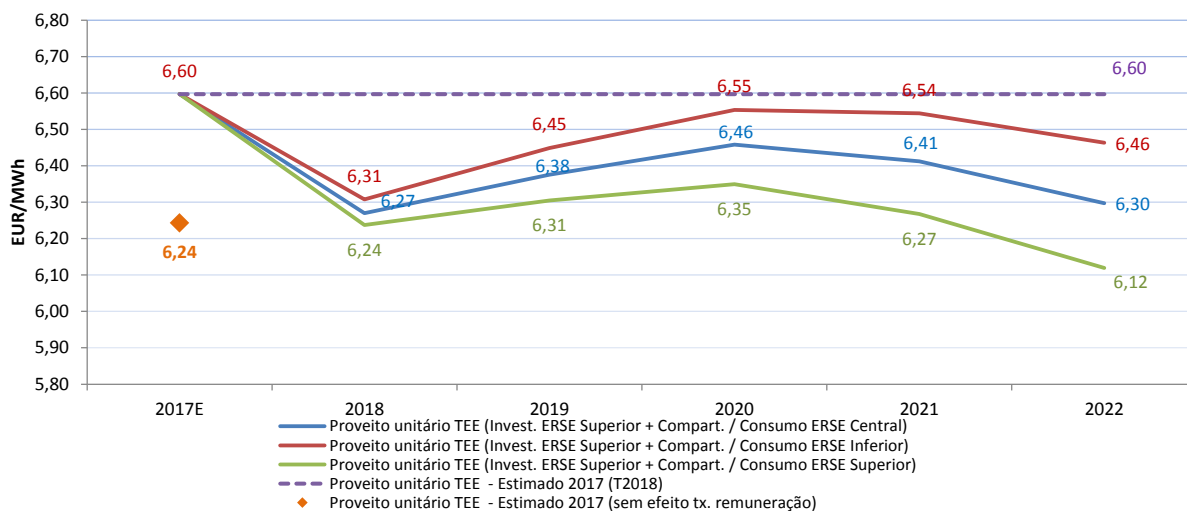
Em termos diferenciais, os custos a transferir para os consumidores sofrerão as alterações apresentadas na Figura A.9 - 14.

Figura A.9 - 14 – Cenário ERSE Superior com Comparticipações de novas ligações à RNT - Diferencial nas transferências para exploração (a custos totais) em relação ao cenário ERSE Base no período 2018-2022



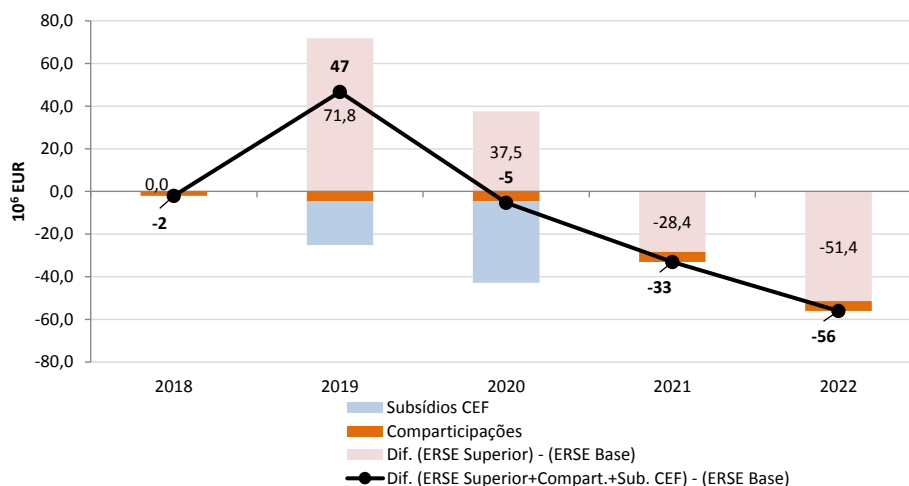
A trajetória prevista para os proveitos unitários da atividade de TEE respeitantes ao cenário de investimento ERSE Superior, com comparticipações ao investimento na rede de promotores de novas ligações à RNT, e a sua sensibilidade ao cenário de evolução do consumo são apresentados na figura seguinte.

Figura A.9 - 15 – Cenário ERSE Superior com Comparticipações de novas ligações à RNT - Evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE e sua sensibilidade à evolução do consumo



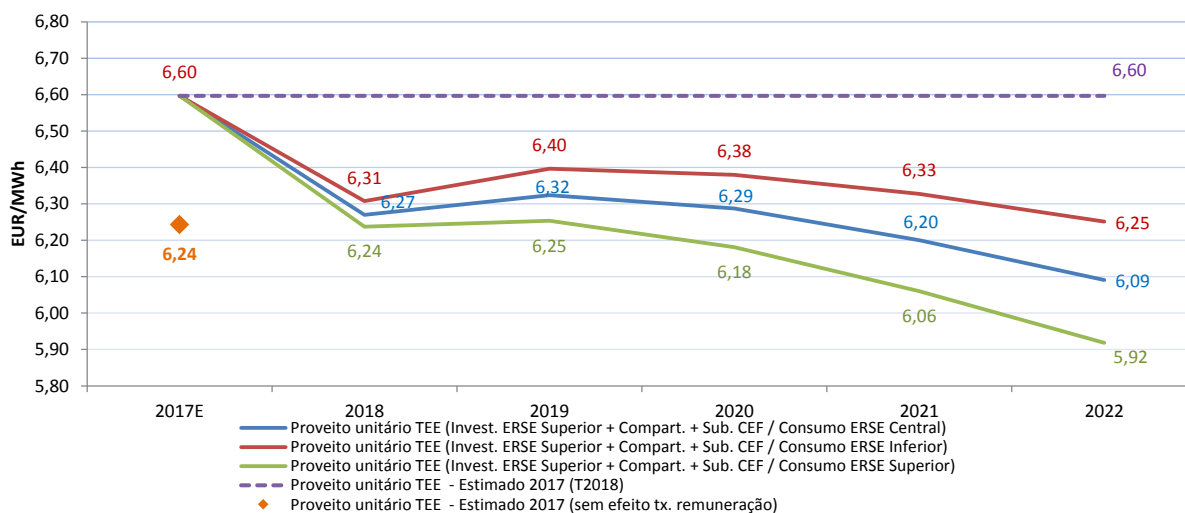
Partindo da simulação anterior, foram acrescentados os efeitos da obtenção de subsídios do CEF pelos projetos que têm estatuto de PCIs que são a nova interligação a 400kV Minho-Galiza e a ligação a 400kV Vieira do Minho-Ribeira de Pena-Feira (1.ª e 2.ª fase). Nesta simulação considerou-se que os subsídios do CEF corresponderão a 50% do valor de investimento de cada projeto e que são obtidos integralmente no momento da sua transferência para exploração.

Figura A.9 - 16 – Cenário ERSE Superior com Comparticipações de novas ligações à RNT e subsídios do CEF para PCIs - Diferencial nas transferências para exploração (a custos totais) em relação ao cenário ERSE Base no período 2018-2022



Para esta simulação, a evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE e a sua sensibilidade à evolução do consumo são apresentados na figura seguinte.

Figura A.9 - 17 – Cenário ERSE Superior com Comparticipações de novas ligações à RNT e subsídios do CEF para PCIs - Evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE e sua sensibilidade à evolução do consumo



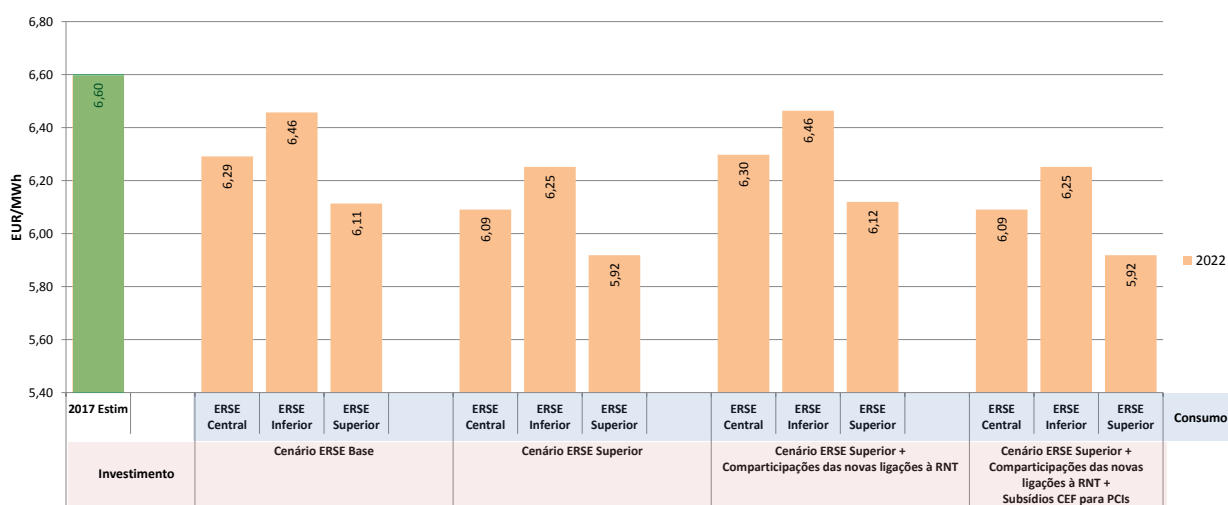
Para os diferentes cenários de investimento e análises de sensibilidade ao consumo acima mencionadas, o Quadro A.9 - 3 e a Figura A.9 - 18 resumem os valores dos proveitos unitários da atividade de TEE para 2022.

Quadro A.9 - 3 – Resumo dos proveitos unitários da atividade de TEE em 2022 para os diferentes cenários

Investimento	Consumo	2017 Estim	2022		
		Proveito unitário (€/MWh)	Proveito unitário (€/MWh)	Taxa média anual de crescimento	Variação acumulada 2017E - 2020
Cenário ERSE Base	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	6,60	6,29	-0,95%	-4,64%
	ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	6,60	6,46	-0,43%	-2,12%
	ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	6,60	6,11	-1,51%	-7,34%
Cenário ERSE Superior	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	6,60	6,09	-1,58%	-7,67%
	ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	6,60	6,25	-1,07%	-5,24%
	ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	6,60	5,92	-2,15%	-10,29%
Cenário ERSE Superior + Participações das novas ligações à RNT	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	6,60	6,30	-0,92%	-4,54%
	ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	6,60	6,46	-0,41%	-2,02%
	ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	6,60	6,12	-1,49%	-7,24%
Cenário ERSE Superior + Participações das novas ligações à RNT + Subsídios CEF para PCIs	ERSE Central » 2017R e var% RMSA-E 2016 Inf.	6,60	6,09	-1,58%	-7,67%
	ERSE Inferior » 2017R e var% TCMA 2011-2017 (-0,29%)	6,60	6,25	-1,07%	-5,24%
	ERSE Superior » 2017R e var% RMSA-E 2016 Sup.	6,60	5,92	-2,15%	-10,29%

Nota: O proveito unitário estimado para 2017 apresentado neste quadro, foi obtido através dos proveitos permitidos estimados para a atividade de TEE determinada para o ano de 2017 no cálculo tarifário de 2018, mas exclui o efeito do ajustamento t-1 do CAPEX.

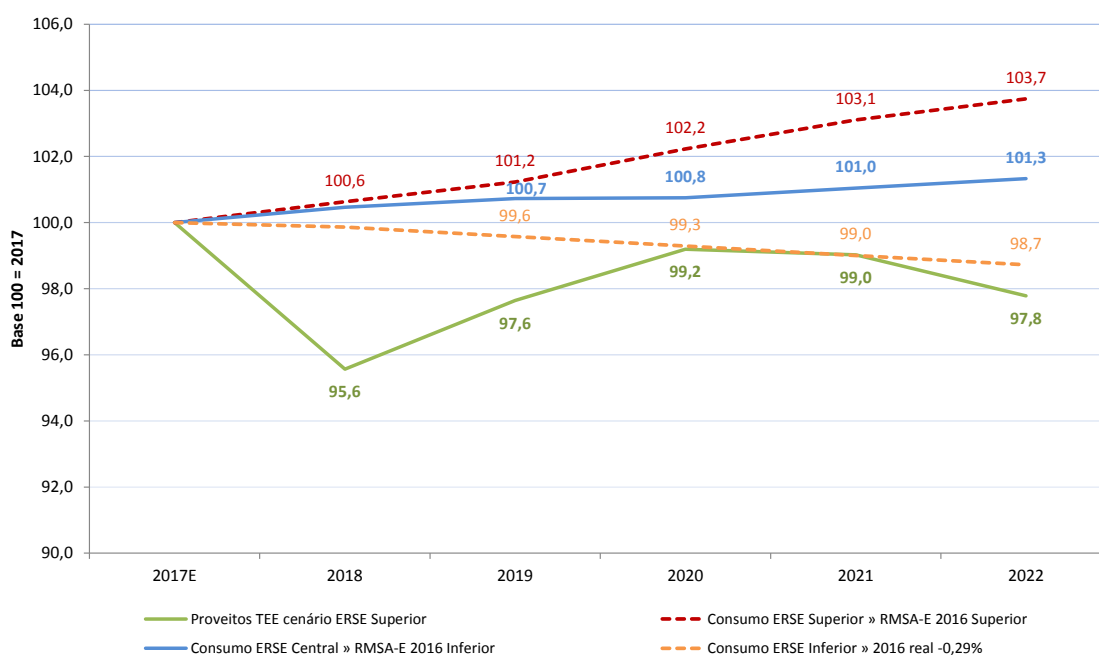
Figura A.9 - 18 – Proveitos unitários da atividade de TEE em 2022 para os diferentes cenários



ANÁLISES COMPLEMENTARES

A evolução do proveito unitário justifica-se pela diferente taxa de evolução dos proveitos da atividade de TEE comparativamente com a taxa de evolução do consumo, como se ilustra na figura seguinte.

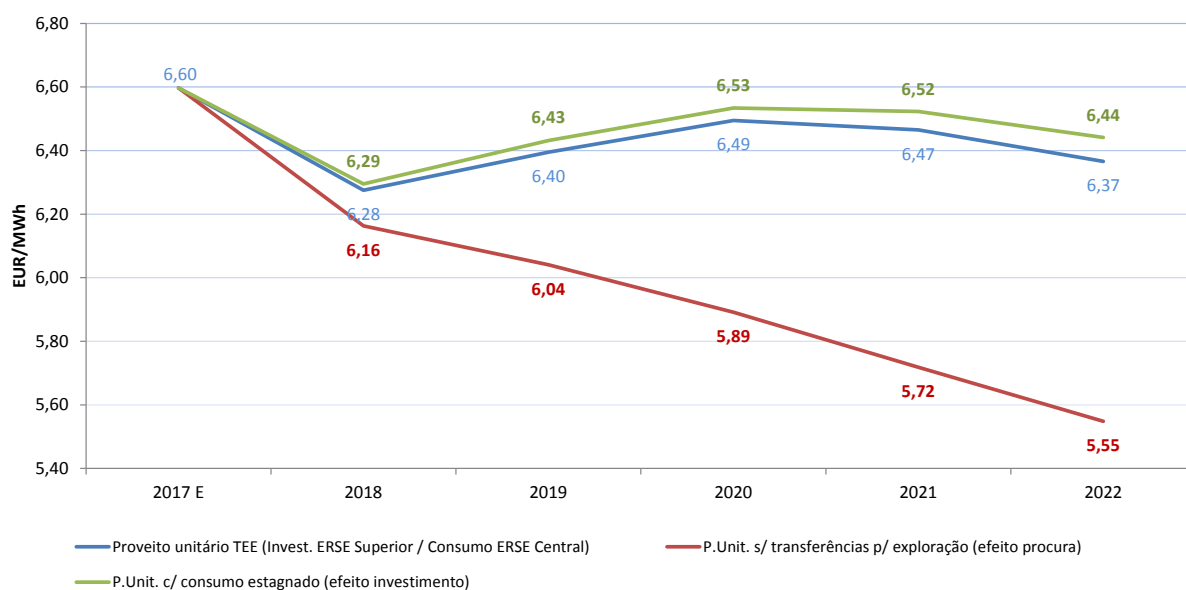
Figura A.9 - 19 – Evolução dos proveitos permitidos da atividade de TEE no cenário ERSE Superior (Base 100= Estimado 2017 em T2018) e do consumo (Base 100=2017)



Adicionalmente, com vista a balizar os impactos esperados nos proveitos da atividade de TEE, apresenta-se a evolução do proveito unitário para dois cenários hipotéticos, que individualizam no pressuposto *ceteris paribus*, dois efeitos: o do investimento previsto no cenário ERSE Superior e o da evolução do consumo no cenário ERSE Central.

Para esse fim são criados dois cenários hipotéticos. Um dos cenários hipotéticos difere os investimentos propostos para depois do período de análise de impactes (ou seja sem transferências para exploração entre 2018 e 2022), fazendo evoluir o consumo no cenário ERSE Central, enquanto o outro cenário considera a estagnação do consumo no nível considerado no ano inicial da análise (2017), mantendo as transferências para exploração previstas no cenário de investimentos ERSE Base. É patente que o efeito do consumo não é suficiente para anular o efeito do acréscimo de investimentos.

Figura A.9 - 20– Efeitos individualizados do investimento e do consumo na evolução dos proveitos unitários da atividade de TEE (Cenário ERSE Superior)



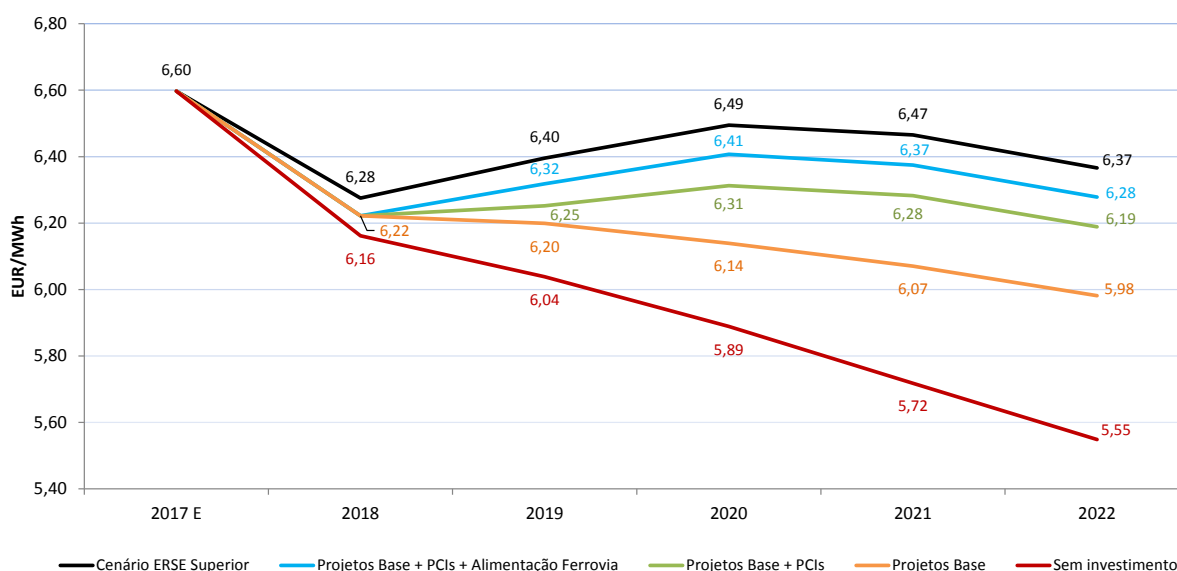
A Figura A.9 - 21 apresenta a evolução do proveito unitário da atividade de TEE para vários cenários de evolução das transferências para exploração, que correspondem a incrementar gradualmente os montantes de investimento realizados no horizonte 2018 a 2022, de acordo com a seguinte sequência:

1. Inexistência de investimento;
2. Transferência para exploração apenas dos Projetos Base, nas datas indicadas no PDIRT-E 2017;
3. Projetos do ponto anterior, acrescido dos Projetos Complementares que são PCI e que foram considerados no cenário ERSE Superior⁵⁸;
4. Projetos do ponto anterior, acrescido dos Projetos Complementares para os quais foi solicitada a antecipação da data de transferência para exploração em relação ao previsto no cenário intermédio do PDIRT-E 2017;
5. Cenário de investimentos ERSE Superior.

⁵⁸ Os PCI considerados no cenário de investimento ERSE Superior são a linha de 400kV de interligação Minho-Galiza, com transferência para exploração em 2019, e a linha de 400kV de ligação entre Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (1.ª e 2.ª fase), com transferência para exploração em 2020. No cenário de investimentos ERSE Superior considerou-se que o PCI designado por eixo Pedralva-Sobrado será transferido para exploração após 2022.

Para esta análise foi considerando o cenário central da Procura usado no PDIRT-E 2017 (cenário Inferior do RMSA-E 2016).

Figura A.9 - 21 – Efeito incremental no proveito unitário da atividade de TEE resultante do aumento gradual do nível de investimento



3 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRT-E 2017 (ANO 2022)

A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2017 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:

3. ERSE Central: A partir do consumo real de 2017, assume-se uma evolução da procura idêntica à do cenário central de consumo da proposta de PDIRT-E 2017, que corresponde ao cenário inferior do RMSA-E 2016;
4. ERSE Inferior: Cenário mais pessimista, que corresponde a uma evolução da procura à taxa anual média ocorrida entre 2011 e 2017 (de -0,29%) a partir do consumo real de 2017;

5. ERSE Superior: Cenário mais otimista, em que a partir do consumo real de 2017, se assume uma evolução semelhante à do cenário superior do RMSA-E 2016.
6. No caso dos cenários de investimentos, os quatro cenários são identificados com as seguintes designações, complementadas com uma breve síntese:
7. ERSE Base: Evolução do nível de investimentos idêntica ao cenário intermédio da proposta de PDIRT-E 2017, isto é aos Projetos Base e Projetos Complementares, concretizados de acordo com as datas de entrada em exploração aí apresentadas;
8. ERSE Superior: Cenário com os mesmos projetos que os do cenário ERSE Base, em que são atualizadas as datas de entrada em exploração de determinados projetos, para os quais há informação mais recente do que a constante no PDIRT E 2017. Este cenário implica a antecipação de investimentos face ao cenário ERSE Base e, portanto, um maior nível de investimento até 2022.
9. ERSE Superior com participações: Cenário semelhante ao cenário ERSE Superior, em que se considera que há lugar à participação, em 50%, de investimentos em reforços de potência causados por novas ligações à RNT de geração renovável e de clientes, que vão entrando gradualmente durante um período de 10 anos. Este cenário implica uma redução do nível de investimento a suportar pelas tarifas face ao cenário ERSE Superior.
10. ERSE Superior com participações e CEF: Cenário semelhante ao cenário ERSE Superior, em que se considera que há lugar à participação de investimentos em reforços de potência das novas ligações à RNT (tal como no cenário referido anteriormente) e ainda ao recurso a subsídios ao abrigo do CEF no quadro dos projetos classificados como PCI. Este cenário implica um nível de investimento a suportar pelas tarifas inferior ao do cenário anterior.

Assim, são analisados doze 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.9 - 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:

1. Variação em preço médio: Esta análise avalia a evolução, entre 2017 (ano inicial do PDIRT-E 2017) e 2022 (último ano do primeiro quinquénio PDIRT-E 2017), 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 2017 é determinado com base na estimativa de consumo de 2017 efetuada no final de 2017 no âmbito da aprovação das tarifas para 2018.

2. Variação tarifária: Esta análise avalia a evolução, entre 2018 (ano mais recente de tarifas aprovadas pela ERSE) e 2022 (último ano do primeiro quinquénio do PDIRT-E 2017), da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada a clientes.

Estas análises têm subjacentes os seguintes pressupostos:

1. 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 2017;
2. 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;
3. Manutenção do nível de perdas nas redes de transporte e de distribuição ao longo do período em análise.

Quadro A.9 - 4 – Impactes tarifários associados aos vários cenários de procura e de investimento

Variações Preços médios (2017 a 2022) e Variações Tarifárias (Tarifas 2018 a 2022)	Tarifas 2018 (a)	2017 (b)	Análise dos cenários											
			2022 (c)											
			Cenário de procura ERSE Central				Cenário de procura ERSE Inferior				Cenário de procura ERSE Superior			
			Cenários de investimento				Cenários de investimento				Cenários de investimento			
Base	ERSE Base	ERSE Superior	ERSE Superior com participações	ERSE Superior com participações e CEF	ERSE Base	ERSE Superior	ERSE Superior com participações	ERSE Superior com participações e CEF	ERSE Base	ERSE Superior	ERSE Superior com participações	ERSE Superior com participações e CEF		
Energia (GWh)	45.297	44.760	45.354	45.354	45.354	45.354	44.188	44.188	44.188	44.188	46.674	46.674	46.674	46.674
Preço Médio URT (€/MWh)	6,48	6,79	6,48	6,55	6,48	6,27	6,65	6,73	6,66	6,44	6,29	6,37	6,30	6,09
Variações de preço médio (2017-2022) [c/b-1] %														
Uso Rede Transporte (URT) (%)			-4,6%	-3,5%	-4,5%	-7,7%	-2,1%	-0,9%	-2,0%	-5,2%	-7,3%	-6,2%	-7,2%	-10,3%
Acesso às Redes (%)			-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,6%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,4%	-0,6%	-0,5%	-0,6%	-0,8%
MAT (%)			-0,6%	-0,5%	-0,6%	-1,0%	-0,3%	-0,1%	-0,3%	-0,7%	-0,9%	-0,8%	-0,9%	-1,3%
AT (%)			-0,7%	-0,6%	-0,7%	-1,2%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,8%	-1,2%	-1,0%	-1,2%	-1,6%
MT (%)			-0,6%	-0,4%	-0,6%	-1,0%	-0,3%	-0,1%	-0,3%	-0,7%	-0,9%	-0,8%	-0,9%	-1,3%
BTE (%)			-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,6%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,4%	-0,6%	-0,5%	-0,6%	-0,8%
BTN (%)			-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,6%
BTN> (%)			-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,7%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,5%	-0,7%	-0,6%	-0,6%	-0,9%
BTN< (%)			-0,3%	-0,2%	-0,2%	-0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,6%
Preços Finais (%)			-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,4%
MAT (%)			-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,4%
AT (%)			-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,6%
MT (%)			-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,5%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,4%	-0,4%	-0,4%	-0,6%
BTE (%)			-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,3%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,3%	-0,3%	-0,5%
BTN (%)			-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,1%	0,0%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,4%
BTN> (%)			-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,4%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,3%	-0,4%	-0,3%	-0,4%	-0,5%
BTN< (%)			-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,2%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,4%
Variações Tarifárias (Tarifas 2018 a 2022) [c/a-1] %														
Uso Rede Transporte (URT) (%)			-0,1%	1,1%	0,0%	-3,3%	2,5%	3,8%	2,6%	-0,7%	-2,9%	-1,8%	-2,8%	-6,0%
Acesso às Redes (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,5%
MAT (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,4%	0,3%	0,5%	0,3%	-0,1%	-0,4%	-0,2%	-0,4%	-0,8%
AT (%)			0,0%	0,2%	0,0%	-0,5%	0,4%	0,6%	0,4%	-0,1%	-0,5%	-0,3%	-0,5%	-1,0%
MT (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,4%	0,3%	0,5%	0,3%	-0,1%	-0,4%	-0,2%	-0,4%	-0,8%
BTE (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,5%
BTN (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,0%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%
BTN> (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,3%	0,2%	0,3%	0,2%	-0,1%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	-0,5%
BTN< (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%
Preços Finais (%)			0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,3%
MAT (%)			0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,2%
AT (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	0,0%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,3%
MT (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,0%	-0,2%	-0,1%	-0,2%	-0,4%
BTE (%)			0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,3%
BTN (%)			0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,2%
BTN> (%)			0,0%	0,1%	0,0%	-0,2%	0,1%	0,2%	0,1%	0,0%	-0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,3%
BTN< (%)			0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,2%

As variações de preços médios entre 2022 e 2017 dos investimentos previstos na proposta de PDIRT-E 2017 para o seu cenário intermédio (cenário ERSE Base), incluindo uma evolução da procura análoga à do cenário inferior do RMSA (cenário ERSE Central), corresponde a uma redução de -4,6% ao longo de todo o período.

Integrando a antecipação das datas de entrada em exploração de determinados projetos, para os quais há informação mais recente (cenário ERSE Superior), estas reduções de preços médios são menores, resultando uma variação de -3,5% entre 2017 e 2022.

Considerando a redução tarifária das tarifas de uso das redes aprovada em 2018, importa que estas variações de preços médios sejam contextualizadas face às tarifas em vigor. Assim sendo, e para o cenário de investimentos intermédio da proposta de PDIRT-E 2017 já considerando a antecipação das datas de entrada em exploração de determinados projetos (cenário de investimentos ERSE Superior), a variação tarifária no período entre 2018 e 2022 será de um acréscimo de +1,1%, para o cenário ERSE Central de evolução da procura.

Estes impactes tarifários são totalmente mitigados no cenário Superior com comparticipações, em que, nas novas ligações à RNT de geração renovável e de clientes, os utilizadores são chamados a participar, em 50%, os investimentos necessários em reforços de potência. Esta opção permite assegurar um impacte tarifário nulo em 2022 face a 2018 dos investimentos da proposta de PDIRT-E já com a antecipação das datas de entrada em exploração de alguns dos projetos.

Da avaliação do impacte na variação tarifária da atribuição de subsídios ao abrigo do CEF aos projetos classificados como PCI complementarmente às comparticipações referidas (cenário ERSE com comparticipações e CEF), constata-se uma redução tarifária de -3,3% entre 2018 e 2022 para o cenário ERSE Central de evolução da procura.

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 reduções tarifárias em qualquer dos cenários de investimento apresentados.

No cenário pessimista onde é prevista uma redução da procura até 2022 (cenário de procura ERSE Inferior), serão observados acréscimos tarifários entre 2018 e 2022 de +3,8% para o cenário intermédio de investimentos da proposta do PDIRT E 2017 considerando a antecipação das datas de entrada em exploração de determinados projetos (cenário ERSE Superior). A consideração simultânea de comparticipações de investimentos em reforços de potência das novas ligações à RNT e o recurso a

subsídios ao abrigo do CEF no quadro dos projetos classificados como PCI (cenário ERSE Superior com participações e CEF) permitirá acautelar estes acréscimos tarifários garantindo-se uma redução tarifária de -0,7% entre 2018 e 2022.

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.

A antecipação da entrada em exploração de investimentos, considerada no cenário Superior de investimento, corresponde a um aumento dos preços médios em 2022 face aos do cenário Base de investimento, de cerca de +1,2%, em todos os cenários de procura, conforme o Quadro A.9 - 5.

Quadro A.9 - 5 – Impactes Tarifários em 2022 do cenário de investimento ERSE Superior, face ao cenário base da proposta de PDIRT-E 2017

Impacte nos preços médios em 2022 entre cenários de investimento: ERSE Superior vs. ERSE Base		Cenários de Procura (2022)		
		ERSE Central	ERSE Inferior	ERSE Superior
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	1,2%	1,2%	1,2%
Acesso às Redes	(%)	0,1%	0,1%	0,1%
MAT	(%)	0,1%	0,2%	0,1%
AT	(%)	0,2%	0,2%	0,2%
MT	(%)	0,1%	0,2%	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%
Preços Finais	(%)	0,1%	0,1%	0,1%
MAT	(%)	0,0%	0,0%	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%	0,0%	0,0%
BTN>	(%)	0,1%	0,1%	0,1%
BTN<	(%)	0,0%	0,0%	0,0%

Em relação aos impactes tarifários decorrentes da consideração de outras fontes de financiamento dos investimentos do PDIRT-E 2017 distintos das tarifas, isto é, a consideração de participações de

investimentos em reforços de potência das novas ligações à RNT ou subsídios atribuídos a investimentos classificados como PCI através do mecanismo europeu CEF, os resultados apontam para preços médios em 2022 globalmente abaixo dos previstos no cenário Superior, em cerca de -1,1%, para o cenário Superior com participações, e -4,3%, no cenário Superior com participações e CEF, conforme se apresenta no Quadro A.9 - 6 e Quadro A.9 - 7, respetivamente.

Quadro A.9 - 6 – Impactes Tarifários em 2022 do cenário de investimento ERSE Superior com participações, face ao cenário de investimento ERSE Superior

Impacte nos preços médios em 2022 entre cenários de investimento: ERSE Superior com participações vs. ERSE Superior		Cenários de Procura (2022)		
		ERSE Central	ERSE Inferior	ERSE Superior
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	-1,1%	-1,1%	-1,1%
Acesso às Redes	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
MAT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
AT	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
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%
Preços Finais	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
MAT	(%)	0,0%	0,0%	0,0%
AT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
MT	(%)	-0,1%	-0,1%	-0,1%
BTE	(%)	0,0%	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%

Quadro A.9 - 7 – Impactes Tarifários em 2022 do cenário de investimento ERSE Superior com participações e CEF, face ao cenário de investimento ERSE Superior

Impacte nos preços médios em 2022 entre cenários de investimento: ERSE Superior com participações vs. ERSE Superior		Cenários de Procura (2022)		
		ERSE Central	ERSE Inferior	ERSE Superior
Uso Rede Transporte (URT)	(%)	-4,3%	-4,3%	-4,3%
Acesso às Redes	(%)	-0,3%	-0,4%	-0,3%
MAT	(%)	-0,5%	-0,6%	-0,5%
AT	(%)	-0,7%	-0,7%	-0,7%
MT	(%)	-0,5%	-0,5%	-0,5%
BTE	(%)	-0,3%	-0,3%	-0,3%
BTN	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN>	(%)	-0,4%	-0,4%	-0,4%
BTN<	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
Preços Finais	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
MAT	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
AT	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
MT	(%)	-0,3%	-0,3%	-0,2%
BTE	(%)	-0,2%	-0,2%	-0,2%
BTN	(%)	-0,2%	-0,2%	-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

