

# CONSULTA PÚBLICA

## 83

### ENQUADRAMENTO

#### PROPOSTA DE PDIRT-E 2019

Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período de 2020 a 2029



Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO.....</b>	<b>1</b>
1.1	Consulta pública e respetivo documento de enquadramento .....	1
1.2	Enquadramento legal nacional .....	2
1.3	Procedimentos da Consulta Pública .....	4
<b>2</b>	<b>BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA SUBMETIDA PELO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE .....</b>	<b>7</b>
2.1	Principais recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRT-E 2017.....	10
2.2	Proposta de PDIRT-E 2019 e sua evolução face à proposta de PDIRT-E 2017 .....	13
<b>3</b>	<b>QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA.....</b>	<b>17</b>
3.1	Pressupostos metodológicos .....	17
3.1.1	Análise da evolução da oferta de capacidade de produção .....	17
3.1.2	Análise da procura.....	19
3.2	Metodologia de seleção de investimentos e informação económica .....	21
3.2.1	Classificação e caracterização dos projetos de investimento .....	21
3.2.2	Análise multicritério/ Custo- Benefício.....	24
3.3	Critérios e princípios para fundamentação da Decisão Finais de Investimento .....	25
3.3.1	Projetos base .....	25
3.3.2	Projetos Complementares .....	27
3.4	Investimentos racionais nas redes no contexto da transição energética .....	31
	<b>ANEXO DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA .....</b>	<b>33</b>



## 1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

### 1.1 CONSULTA PÚBLICA E RESPECTIVO DOCUMENTO DE ENQUADRAMENTO

No âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a Consulta Pública a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019), elaborada pelo operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A..

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta Consulta Pública, os contributos que, sob a forma de resposta às questões, comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 26 de fevereiro de 2020, para o seguinte endereço de correio eletrónico [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt). Solicita-se ainda que, na resposta por correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão «Consulta Pública 83».

A ERSE terá em consideração os comentários recebidos no âmbito da Consulta Pública para efeitos do seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2019. Juntamente com a publicação do Parecer, a ERSE disponibilizará igualmente na sua página de internet cada um dos comentários recebidos e ainda um documento onde são resumidas e identificadas as principais matérias que suscitaram comentários.

No caso de pretender que o seu comentário não seja publicado deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que, no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Solicita-se ainda que, para proteção dos dados pessoais dos remetentes, os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo do email, da carta ou do fax.

O presente documento de enquadramento pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRT-E 2019 e, deste modo, apoiar a ERSE na elaboração de um parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões.

Neste capítulo introdutório contextualiza-se a elaboração do plano e os principais procedimentos até ao momento da apresentação ao Governo para decisão final. No capítulo seguinte descreve-se sucintamente o documento da proposta de PDIRT-E 2019, para o período 2020-2029, elaborado pelo operador da RNT e submetido à ERSE pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

O segundo capítulo descreve resumidamente os principais aspetos do conteúdo da proposta de PDIRT-E 2019, incluindo a sua estrutura organizativa e o respetivo montante de investimento. É ainda sintetizada a evolução ocorrida na proposta de PDIRT-E 2019 face ao PDIRT-E 2017, aprovado pelo Secretário de Estado de Energia, em 14 de fevereiro de 2019.

Finalmente, o terceiro capítulo aborda as principais motivações do investimento proposto e o modo como este é distribuído pelos principais vetores estratégicos e como é classificado. Nesse capítulo é ainda lançada a discussão sobre modelos de evolução da RNT em termos de capacidade de receção. As discussões sobre estes temas são acompanhadas por um conjunto de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE e que pretendem realçar e induzir a reflexão dos agentes sobre os pressupostos, metodologias, aspetos técnico-económicos e opções de investimento propostos pelo operador da RNT.

Finalmente, em Anexo são enumerados os documentos de suporte à presente Consulta Pública.

## **1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL**

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

Assim, nos termos do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro que altera a redação anterior dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar, de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento decenal da rede de transporte, tendo por base a caracterização técnica da rede e da oferta e procura atuais e previstas, após consulta aos interessados, nos termos do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

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

De seguida, a DGEG comunicou à ERSE a proposta, competindo à ERSE nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias<sup>1</sup>.

Com base nos resultados dessa consulta pública, a ERSE emitirá o seu parecer, incluindo a determinação de alterações à proposta do PDIRT-E 2019. Este parecer, não vinculativo, será enviado ao operador da RNT e à DGEG. Por sua vez, com base no parecer emitido pela ERSE, o operador da RNT elabora a proposta final do PDIRT-E 2019, a submeter à DGEG, devendo esta entidade, no prazo de 30 dias úteis, enviar essa proposta final ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhada do parecer da ERSE, bem como dos resultados da consulta pública.

A aprovação da proposta de PDIRT-E compete ao membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), de acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto<sup>2</sup>. O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano nacional quinquenal de investimento na rede de transporte encontra-se ilustrado na figura seguinte<sup>3</sup>.

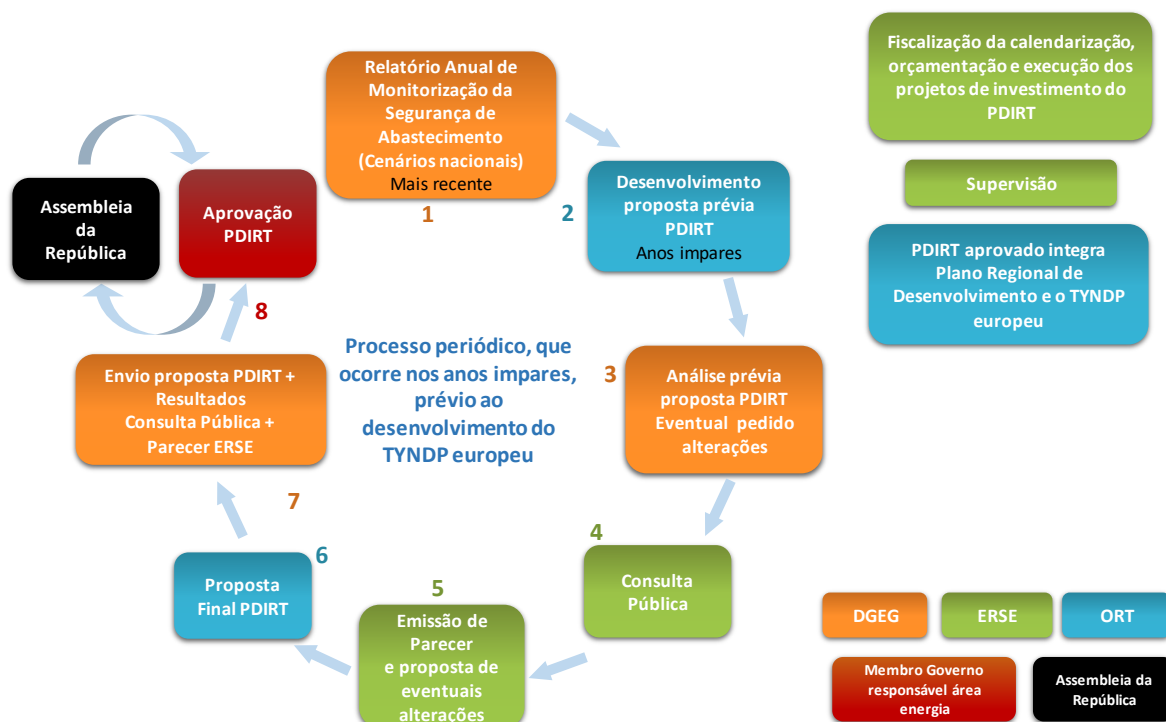
---

<sup>1</sup> A consulta pública promovida pela ERSE tem a duração de 30 dias úteis.

<sup>2</sup> Tendo em conta a data em que a proposta de PDIRT E 2019 foi submetida à DGEG (março de 2019), e a posição exercida por esta sobre o documento recebido ao abrigo da legislação então em vigor, o processo de tramitação da proposta de PDIRT-E 2019 na ERSE decorre de acordo com a legislação aplicável àquela data.

<sup>3</sup> A Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, alterou o n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, 15 de fevereiro, que passou a ter a seguinte redação: “O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRT, após parecer da ERSE, submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar.”

Figura 1-1 – Esquemática de desenvolvimento, aprovação e execução do PDIRT-E 2019



Deste modo, a ERSE promove, por um prazo de 30 dias úteis, a presente Consulta Pública ao conteúdo da proposta de PDIRT-E 2019, recebida da DGEG.

### 1.3 PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento nas redes elétricas, previstos legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do Sistema Elétrico Nacional. Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte temporal do PDIRT-E.

A 14 de fevereiro de 2019, foi aprovado pelo Secretário de Estado de Energia o PDIRT-E 2017 (2018-2027), com um montante total de 535 milhões de euros em projetos de investimento, dos quais 468 milhões de euros relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022) e 67 milhões de euros relativos a um projeto proposto



inicialmente para o segundo quinquénio que o concedente considerou ser necessário antecipar<sup>4</sup>. Em termos de classificação dos projetos aprovados, 240 milhões de euros são classificados pelo operador da RNT como Projetos Base e os restantes 295 milhões de euros como Projetos Complementares.

Na atual proposta de PDIRT-E 2019, que se submete a Consulta Pública, o operador da RNT propõe para o primeiro quinquénio (2020-2024) um montante de 196 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2025-2029), propõe um montante que ascende a 548 milhões de euros<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> O PDIRT-E 2017 aprovado inclui um montante de cerca de 470 milhões de euros propostos pelo ORT para o primeiro quinquénio (foram adiados 42 milhões de euros), a que acrescem 67 milhões de euros relativos à antecipação de um projeto, inicialmente agendado para o segundo quinquénio. Estão assim aprovados 535 milhões de euros, tendo sido adiados 42 milhões de euros para decisão em sede de PDIRT-E 2019.

<sup>5</sup> Todos os montantes de investimento referidos no presente documento são a custos totais, ou seja, incluindo já encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros.



## 2 BREVE DESCRIÇÃO DA PROPOSTA SUBMETIDA PELO OPERADOR DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A proposta de PDIRT-E 2019, submetida a apreciação na presente Consulta Pública, encontra-se estruturada em 6 capítulos, para além do Sumário Executivo:

- Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;
- Capítulo 2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;
- Capítulo 3 – Pressupostos do Plano;
- Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;
- Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;
- Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRT.

Do documento principal fazem parte igualmente 18 Anexos:

- Anexo 1 – Padrões de Segurança de Planeamento da RNT;
- Anexo 2 – RMSA-E 2018; Cenários e Pressupostos; PNEC 2030; Objetivos de FER para 2030;
- Anexo 3 – Lista de projetos de Investimento;
- Anexo 4 – Aprovação do PDIRT-E 2018-2027;
- Anexo 5 – Quadros de entradas em serviço 2020-2029 e Mapa da RNT (Projetos Base);
- Anexo 6 – Quadros de entradas em serviço 2020-2029 e Mapa da RNT (Projetos Complementares);
- Anexo 7 – Fichas dos Projetos Base;
- Anexo 8 – Fichas dos Projetos Complementares;
- Anexo 9 – Discriminação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares do PDIRT;
- Anexo 10 – Estudos e Metodologias;
- Anexo 11 – Ten Year Network Development Plan 2018;
- Anexo 12 – Valores previsionais da carga simultânea e ponta máxima nos horizontes 2020,2024,2029;
- Anexo 13 – Potência atribuída/cativa e Capacidades de Receção de nova geração na RNT;
- Anexo 14 – Mapas de trânsitos na RNT no horizonte 2029;
- Anexo 15 – Indicadores evolutivos de equipamento de rede;
- Anexo 16 – Evolução das correntes de defeito;
- Anexo 17 – Nota justificativa da não realização da AAE do PDIRT-E 2020-2024;
- Anexo 18 – Parecer da entidade externa relativo à proposta de PDIRT 2020-2029.

De um ponto de vista genérico, apresenta-se de seguida os temas desenvolvidos em cada capítulo.

No capítulo 1, a REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., na sua qualidade de operador da RNT, enquadra a proposta de PDIRT-E 2019 descrevendo os objetivos estratégicos a alcançar e os vetores de investimento associados, que suportam a motivação dos projetos propostos. São ainda identificados os documentos que serviram de base à elaboração da proposta, nomeadamente o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA-E 2018) referente ao período 2019-2040, publicado em novembro de 2018, e o Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030. No mesmo capítulo são ainda referidas as orientações decorrentes do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária TYNDP, incluindo informação sobre a candidatura de projetos à 4.ª lista de PCI (Projetos de Interesse Comum de índole europeia, a partir da sigla inglesa), posteriormente aprovada e publicada pela Comissão Europeia em outubro de 2019, e os compromissos decorrentes dos novos Códigos de Rede europeus.

O capítulo 2 procede à caracterização da atual rede de transporte e dos elementos que a constituem, a 31 de dezembro de 2018. É ainda caracterizada a evolução dos consumos e da ponta síncrona, e ainda da ponta da RNT, por zona geográfica e por sazonalidade. Do lado da oferta, a proposta de plano identifica a distribuição geográfica da capacidade instalada, desagregando-a por tecnologia. No final do capítulo é ainda apresentada a evolução da capacidade de interligação, das perdas a RNT e dos principais indicadores de qualidade de serviço.

No capítulo 3, relativo a pressupostos do plano, é fundamentada a classificação dos projetos de investimento, em projetos base e projetos complementares. São descritos os cenários de evolução do consumo e das pontas, síncrona e da RNT, bem como a análise da adequação da RNT à procura prevista. Na análise da adequação da RNT à procura são descritas as previsões de ponta síncrona de carga e ponta de cargas por Ponto de Entrega. Relativamente às previsões de ponta síncrona de carga e a adequação da rede, o operador da RNT refere que a verificação foi efetuada com a previsão de cargas correspondentes ao cenário “Ambição central” do RMSA-E 2018, complementado com duas análises de sensibilidade: i) cenário “Ambição superior” e (ii) cenários de estagnação das pontas, com possível contribuição da produção embebida nas redes de distribuição (produção distribuída). Finalmente, é apresentada a evolução prevista no RMSA-E 2018 sobre a nova capacidade de produção renovável.

Os capítulos 4 e 5 traduzem a essência da proposta de PDIRT-E 2019, quantificando os montantes de investimento e transferências para exploração previstos ao longo dos dois quinquênios, descrevendo os principais projetos de investimento afetos ao desenvolvimento da RNT, classificados como Projetos Base (Cap. 4) e Projetos Complementares (Cap. 5).

No capítulo 4, o operador da RNT fundamenta os Projetos Base propostos, referindo ser aqueles que terão necessariamente de ser realizados para garantir a segurança e a operacionalidade da RNT, bem como para cumprir os compromissos assumidos com o operador da RND em matérias de segurança de alimentação. Incluído nesta classe de projetos, é ainda apresentado o investimento relativo à atividade de Gestão Global do Sistema (GGS). A primeira secção é dedicada à modernização da RNT, onde se aborda o tema da gestão do fim de vida útil dos ativos, e em que, para além de se enquadrar o tema e caracterizar a idade do equipamento que compõe a atual rede e a futura rede, é descrita a metodologia adotada pelo operador da RNT para avaliar as necessidades de investimento e definir o respetivo plano de ação. Já a 2.ª secção diz respeito ao tema dos compromissos com o operador da RND e segurança da alimentação, incluindo projetos de apoio à rede de distribuição em AT e outros projetos de investimento para desenvolvimento interno, abrangendo projetos dedicados ao controlo dos perfis de tensão da RNT (gestão do trânsito de reativa). O capítulo encerra com uma secção dedicada à GGS, com destaque para os investimentos em comunicação.

O capítulo 5, por sua vez, enquadra os projetos classificados pelo operador da RNT como “Complementares”, e cuja decisão final de investimento está condicionada a fatores externos ao operador da RNT, devendo por isso ser o concedente a tomar essa decisão sobre as soluções propostas.

Os projetos são agregados por indutores: i) integração de mercados e concorrência, em que se inserem todos os projetos de reforço da capacidade de receção de nova produção renovável e de reforço da capacidade de interligação; ii) ligação a polos de consumo, associado à alimentação de clientes industriais ligados em MAT; iii) gestão do sistema em ambiente de mercado, associado a projetos estruturantes da RNT decorrentes de desequilíbrios norte-sul no parque electroprodutor; iv) desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico, dedicado à criação de corredores para receção de nova produção eólica e solar, em linha com o PNAE 2021-2030, e o indutor final v) sustentabilidade, associado à reformulação da rede na região do Alto Douro Vinhateiro e nas regiões do Grande Porto e Grande Lisboa. O capítulo enquadra ainda o projeto dedicado à receção de produção eólica *offshore*, inscrito no tema das energias renováveis de origem ou localização oceânica, e termina com uma secção dedicada a outros projetos de apoio aos consumos da RND, que não os inscritos nos projetos Base.

Por fim, no capítulo 6 da proposta de PDIRT-E 2019 é apresentada a evolução do montante entrado em exploração para o horizonte do plano, com desagregação anual para o primeiro quinquénio, analisando três cenários temporais: antecipação, data intermédia e adiamento. Este capítulo apresenta igualmente os impactes tarifários, ao nível (i) dos preços médios do setor elétrico, (ii) dos preços médios das tarifas de

acesso e (iii) dos proveitos unitários da atividade de Transporte de Energia Elétrica. A análise efetuada tem como ponto de partida os valores do cálculo tarifário para 2019.

Destaque neste capítulo para a secção relativa à metodologia de apoio à decisão, denominada metodologia multicritério/custo-benefício, em que, para além de descrever a metodologia e o seu modo de aplicação, o operador da RNT quantifica os benefícios resultantes da execução do plano, tendo como referência os anos 2024 e 2029, sendo esta quantificação monetizada para um conjunto de atributos que permitem avaliar cada bloco de projetos, ou quantificada por grandezas físicas para outro conjunto de atributos associados aos mesmos projetos e para os quais não é proposta a monetização.

Ainda no Capítulo 6 é apresentada uma secção dedicada à evolução ao longo do horizonte do plano de um conjunto de indicadores que permitem caracterizar a rede de transporte, nomeadamente comprimento da rede por nível tensão, capacidade de transformação instalada, volume de equipamento instalado e evolução esperada de indicadores físicos de operação tais como perdas e correntes de defeito. Na secção seguinte, a proposta inclui uma descrição da evolução esperada da capacidade de interligação disponível para fins comerciais e a sua interação com os compromissos relativos à criação do Mercado Interno de Energia.

Finalmente, e uma das secções mais relevantes, diz respeito à quantificação da capacidade de receção da RNT, onde se descreve a metodologia adotada e se identifica as necessidades de reforço para os próximos anos e a correspondente desagregação geográfica, tendo por base os projetos complementares, quer os já aprovados em sede de PDIRT-E 2017, quer os propostos agora na edição do PDIRT-E 2019.

## **2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017**

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

Novos eixos para receção de capacidade em aproveitamentos solares: Na sequência dos comentários recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE recomendou que na proposta de PDIRT-E 2019 o operador da RNT analisasse a hipótese de rever a calendarização indicativa que constava na proposta de PDIRT-E

2017, ponderando antecipar a construção do “Eixo a 400 kV Ferreira Alentejo - Ourique – Tavira”, caso ficasse demonstrado o elevado interesse na concretização de projetos de tecnologia solar na região sul.

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

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

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

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

Cenários de Procura: Um dos pontos referidos na Consulta Pública foi a visão conservadora do operador da RNT, optando pelo cenário inferior de crescimento da procura previsto no RMSA-E 2016, que não se

verificou nos dados reais de 2017, apesar das análises de sensibilidade efetuadas que garantiam a adequação a rede a qualquer dos cenários. A ERSE recomendou ainda que o operador da RNT deva continuar a monitorizar os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura, produção distribuída e armazenamento de energia de modo a que, logo que possível, sejam incorporados nos exercícios de planeamento das redes.

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

Coordenação entre operadores da RNT e da RND: A alteração da matriz energética acarreta uma passagem gradual de um sistema elétrico centralizado ao nível da RNT, para um sistema descentralizado com maior exigência ao nível das redes de distribuição, alterando assim as solicitações que são dirigidas à rede de transporte. Neste contexto, a ERSE recomendou o reforço das exigências de interação e cooperação entre os operadores das redes de transporte e de distribuição, designadamente no planeamento de infraestruturas.

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

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

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



## 2.2 PROPOSTA DE PDIRT-E 2019 E SUA EVOLUÇÃO FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2017

A proposta de PDIRT-E 2019, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de ser a primeira a ser submetida após um PDIRT-E ter sido aprovado e dá continuidade ao exercício de planeamento de 2017, concretizado na proposta de PDIRT-E 2017, aprovada em fevereiro de 2019, e cuja versão final está em linha com as principais recomendações contidas no parecer da ERSE, traduzindo muitas das contribuições recebidas durante a Consulta Pública. O PDIRT-E 2017 aprovado prevê investimento no total de 535 milhões de euros durante o período de 2018 a 2022.

Como metodologia propõe-se nesta Consulta Pública manter os mesmos pressupostos que nortearam anteriores consultas públicas e a aprovação do PDIRT-E 2017, i.e., apesar da proposta do PDIRT-E 2019 apresentar propostas de investimento para o seu período de abrangência, que é de 2020 a 2029, analisar-se-ão com maior profundidade e serão admitidos como passíveis de aprovação em sede da atual proposta de PDIRT-E 2019 unicamente os projetos de investimento que se verificarem ser necessários entrarem em exploração durante o primeiro quinquénio de abrangência do plano – período de 2020 a 2024.

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

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta projetos de investimentos que totalizam 196 milhões de euros, divididos por 142 milhões de euros para Projetos Base e 53 milhões de euros para Projetos Complementares (no caso concreto limitado a dois projetos) para o período de 2020 a 2024.

O quadro 2.1 apresenta a sequência temporal, para o período de 2018 a 2024, dos montantes já aprovados pelo PDIRT-E 2017 e aqueles que são agora apresentados pela proposta de PDIRT-E 2019.

Quadro 2-1 – Investimento aprovado (PDIRT-E 2017) e em apreciação (proposta de PDIRT-E2019)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL M€
PDIRT-E 2017 (já aprovado)	55	60	92	245	15	67*	-	535
PDIRT-E 2019 (proposta em CP)	-	-	6	19	32	68	70	196
<b>Total (milhões euros)</b>	<b>55</b>	<b>60</b>	<b>98</b>	<b>264</b>	<b>48</b>	<b>68</b>	<b>70</b>	<b>731</b>

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

Verifica-se assim que, no âmbito do PDIRT-E 2017, há 115 milhões de euros já aprovados para os anos de 2018 e 2019 e que estão aprovados mais 352 milhões de projetos de investimento que está previsto serem concretizados no triénio de 2020-2022.

A proposta de PDIRT-E 2019 acrescenta agora mais 58 milhões de euros em projetos de investimento para o triénio de 2020-2022 e introduz 138 milhões relativos ao período 2023-2024. Apesar de se dever ter em conta todos os montantes de investimento previstos para um mesmo período, dever-se-á realçar que, na atual Consulta Pública à proposta de PDIRT-E 2019, estão em apreciação, com maior detalhe, um total de 196 milhões de euros. Realce ainda para que, parte do montante de 58 milhões de euros relativos ao triénio 2020-2022 diz respeito a projetos que constavam na proposta inicial de PDIRT-E 2017 e para os quais foi adiada, para a proposta de PDIRT-E 2019, a respetiva Decisão Final de Investimento por parte do concedente.

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

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

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



### 3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

#### 3.1 PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

##### 3.1.1 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

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

Segundo a proposta, os cenários são baseados no RMSA-E 2018 (Cenário Ambição), a que acrescem as alterações significativas em termos de cenários de evolução da oferta em acordo com os objetivos da proposta de Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030. Na proposta, são ainda consideradas as licenças de produção já atribuídas pela DGEG até 31 de maio de 2019, bem como os pedidos de ligação à RNT de novos centros eletroprodutores até final de 2018. Com base nesta evolução esperada, a proposta de PDIRT-E 2019 caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade de produção total que se prevê venha a estar instalada em 2029.

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

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

Posteriormente à elaboração da proposta de PDIRT-E 2019, em outubro de 2019, o Governo anunciou a sua intenção de descomissionar ambas as centrais a carvão até 2023, designadamente, Pego em 2021 e Sines em 2023. Como fundamento para esta decisão, o governo aponta o facto de ser possível garantir a manutenção da segurança de abastecimento aos consumos do SEN devido à entrada das centrais hídricas

do Alto Tâmega, com data prevista em 2021, bem como a entrada em serviço de 2 GW de nova produção descentralizada renovável até 2022, que beneficiará da entrada em serviço do eixo a 400 kV “F.Alentejo-Ourique-Tavira”.

Mais próximo deste novo calendário, o mais recente RMSA (2020-2030), publicado em agosto de 2019 avalia no seu cenário “teste de stress” os impactos da saída da central de Sines em 2020, a saída da central do Pego em 2021 e a da tapada do outeiro em 2024, ou seja, num cenário próximo da nova calendarização proposta pelo Governo. Segundo este RMSA, com este calendário, apenas em 2025 o Índice de Cobertura da Ponta (ICP) poderá ser inferior a 1, o que implica um acompanhamento da evolução da oferta, designadamente da entrada em exploração dos vários grupos hídricos do Tâmega.

No que diz respeito à produção a partir de outros centros eletroprodutores renováveis excluindo a grande hídrica, a proposta de PDIRT-E 2019 prevê um aumento da capacidade instalada até 2029 da ordem de 10 GW<sup>6</sup>, para um total instalado final de quase 19 GW. Esse aumento de capacidade instalada corresponde a mais 7,4 GW de capacidade baseada em tecnologia solar fotovoltaica (que compara com os 680 MW instalados até 2019<sup>7</sup>) e 2,7 GW de nova capacidade baseada em tecnologia eólica (que compara com os 5260 MW instalados até 2019). No global, o operador da RNT assume que, em 2029, Portugal passará a ter uma capacidade total instalada superior a 29 GW, dos quais 24 GW renováveis (incluindo a grande hídrica), concretizando o previsto na proposta de PNEC 2030.

Apesar do documento disponibilizar informação sobre a oferta de capacidade de produção e a sua evolução esperada, não é identificado a que nível de tensão esta produção será ligada, se na RNT ou se na RND (produção descentralizada), nem identifica em que medida a injeção dessa nova capacidade poderá ser absorvida pela carga natural local da RND, ou se será escoada e transportada pela RNT para outros locais de consumo, ou para exportação.

---

<sup>6</sup> Não inclui 180 MW relativos a produção de energia eólica *offshore*, a instalar ao largo de Viana do Castelo.

<sup>7</sup> A proposta disponibiliza ainda informação sobre licenças de produção já atribuídas, por subestação, com capacidade de receção da RNT já reservada, bem como os pedidos de licença para aproveitamentos solares, essencialmente na região interior do centro e sul do país.

Importa também ter claramente em consideração que uma parte não desprezável da produção solar fotovoltaica que irá ser instalada ocorrerá em regime de produção para autoconsumo (com especial relevância em clientes industriais e não só em clientes domésticos) que utilizará uma rede interna para ligar a(s) unidade(s) de produção para autoconsumo à(s) instalação(ões) de consumo ou com uma utilização de rede pública bastante limitada.

De referir ainda que segundo o operador da RNT apenas foram contabilizados os novos pedidos feitos diretamente à RNT, não considerando por isso todos os eventuais pedidos de ligação que tenham sido feitos diretamente ao operador da RND, sem conhecimento do operador da RNT.

#### **Questão 1**

Considera que a proposta de PDIRT-E 2019 analisa devidamente a evolução previsível da produção descentralizada bem como o impacto da produção instalada em regime de autoconsumo, designadamente a correta desagregação entre nova potência a ligar à RND ou à RNT, e respetivo impacto nas necessidades de reforços da RNT (novos eixos vs. reforço capacidade MAT/AT)?

### **3.1.2 ANÁLISE DA PROCURA**

A previsão para a evolução do consumo anual de eletricidade adotada na preparação da proposta de PDIRT-E 2019 corresponde ao cenário Central Ambição do RMSA-E 2018, que tem por base perspectivas de crescimento económico moderado, mas reflete uma evolução ambiciosa no que respeita ao atingimento dos objetivos de política energética definidos pelo Governo Português. Este cenário de procura está alinhado com as metas da proposta do Plano Nacional de Energia-Clima (PNEC) 2030 submetido à Comissão Europeia em dezembro de 2018, designadamente nas metas para a eficiência energética, para a incorporação de veículos elétricos e para a evolução do autoconsumo, que contribuirão para a redução de gases com efeito de estufa entre 45% e 55%<sup>8</sup> constantes na proposta de PNEC 2030.

Este cenário para a evolução do consumo apresenta um crescimento médio anual no primeiro quinquénio do PDIRT-E 2019 (2020-2024) de 0,6%, constatando-se que neste exercício de planeamento foi utilizada uma previsão de consumo mais otimista que no PDIRT-E 2017 aprovado, o qual se baseava no cenário

---

<sup>8</sup> Em relação às emissões ocorridas no ano de 2005.

inferior do RMSA-E 2016. Para além de ter uma taxa média de variação superior em cerca 0,3 pontos percentuais, o cenário Central Ambição do RMSA-E 2018 utilizado na proposta de PDIRT-E 2019 situa-se num patamar superior ao do anterior PDIRT (1,5TWh acima em 2020 e 2,5TWh acima em 2024). Contudo, nos anos de 2019 e 2020, este cenário encontra-se alinhado com as últimas previsões do consumo referido à emissão efetuadas pela REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.<sup>9</sup>.

No entanto, importa assinalar que a intensidade eléctrica do PIB em Portugal tem observado desde 2012 uma tendência decrescente, que traduz uma maior eficiência da economia no que respeita ao consumo de eletricidade e que deverá ser internalizada na avaliação dos investimentos nas redes eléctricas, designadamente na avaliação dos impactos tarifários deles resultantes.

### Questão 2

Face à evolução da eficiência energética, do autoconsumo e da produção distribuída, considera que o operador da RNT deveria considerar na avaliação dos impactes tarifários um cenário da procura que internalize um maior impacte dos fatores que podem travar o crescimento do consumo de energia eléctrica veiculada pelas redes de transporte, isto é, deveria considerar um cenário de estagnação/diminuição da procura satisfeita através das redes de transporte na sua avaliação dos impactes tarifários da presente proposta de PDIRT-E?

De acordo com a metodologia descrita no Anexo 10 da proposta de PDIRT-E 2019, a previsão da ponta síncrona de carga do SEN é dependente do cenário de consumo adotado e das estratégias futuras para o carregamento de veículos eléctricos, que pode afetar significativamente as pontas de carga do SEN. Assim, o aumento do consumo considerado na proposta de PDIRT-E 2019, comparativamente com o PDIRT-E 2017, também se reflete na ponta de carga, situando-se 3,0% e 5,3% acima, respetivamente em 2020 e em 2024. À semelhança do que acontece para o consumo, verifica-se que a ponta síncrona de carga do SEN utilizada na proposta de PDIRT-E 2019 para 2020 está em linha com a ponta síncrona de carga do SEN ocorrida em 2019.

---

<sup>9</sup> Boletim “Previsão do consumo de energia eléctrica – dezembro 2019”.



A respeito das pontas de carga, importa assinalar que o comportamento da ponta de carga da RNT se alterou nos últimos anos, comparativamente com a ponta síncrona de carga do SEN, notando-se desde 2012 uma tendência de desacoplamento entre estas duas grandezas (vide Figura 2-7 da proposta de PDIRT-E 2019), com a ponta de carga da RNT a apresentar um crescimento mais significativo do que a ponta síncrona de carga do SEN.

Tal facto resulta da conjugação de vários fatores nos momentos em que estas pontas de carga ocorreram, como sejam o *mix* de produção e a proporção de produção embebida nas redes de distribuição, os trânsitos nas interligações com Espanha e a distribuição das cargas nas redes.

### Questão 3

Considera que o operador da RNT incorpora adequadamente no planeamento a médio e longo prazo, o desacoplamento entre a ponta de carga síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT<sup>10</sup>?

## 3.2 METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E INFORMAÇÃO ECONÓMICA

### 3.2.1 CLASSIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

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

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

O operador da RNT agrega os Projetos Base nas seguintes categorias: 1) Remodelações, por obsolescência de instalações da RNT; 2) Reforços para manutenção da segurança de abastecimento e garantia da continuidade e qualidade de serviços dos atuais pontos de entrega ao operador da RND; 3) Compromissos

---

<sup>10</sup> Vide definição de ponta de carga síncrona do SEN e de ponta de carga da RNT na página 41 da proposta de PDIRT-E 2019.

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.

Já 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 socioambiental, 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); 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 e eólico; 5) Sustentabilidade (alterações da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas de elevada densidade).

Para um total de investimento previsto da ordem dos 740 milhões de euros ao longo dos dez anos de abrangência da proposta de PDIRT-E 2019, no primeiro quinquénio (2020-2024) os Projetos Base propostos totalizam cerca de 142 milhões de euros, enquanto os Projetos Complementares ascendem a 53 milhões de euros <sup>11</sup>. Por sua vez, para o segundo quinquénio, os Projetos Base propostos totalizam cerca de 156 milhões de euros, enquanto os Projetos Complementares ascendem aos 391 milhões de euros. Face ao horizonte comum com PDIRT-E aprovado (triénio 2020-2022), a atual proposta de PDIRT-E 2019 introduz um acréscimo de 58 milhões de euros em Projetos Base, não existindo nenhum outro Projeto Complementar nesse período, até 2022.

Tal como no PDIRT-E 2017 aprovado, o operador da RNT identifica aqueles projetos para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI), a emitir pelo Concedente, e que para o primeiro quinquénio representa um montante de cerca de 90 milhões de euros em Projetos Base. Já no que diz respeito aos Projetos Complementares, cuja data de entrada em exploração será decidida pelo Concedente, o operador da RNT refere que a emissão de DFI deverá ocorrer pelo menos com 4 anos de antecedência, para os projetos que envolvam a construção de novos eixos de transporte.

---

<sup>11</sup> Valores a custos totais (Custos Diretos Externos + Encargos de Estrutura e Gestão + Encargos Financeiros).

Para todos estes projetos de investimento, será necessário assim analisar aqueles que necessitam de uma DFI imediata (seja ela positiva ou negativa) e separá-los daqueles outros projetos cuja DFI possa ser tomada na próxima edição do PDIRT-E, de 2021, ou noutra posterior. Apesar de serem parte integrante desta proposta de PDIRT-E, assume-se que todos os restantes projetos de investimento a ocorrer durante o segundo quinquénio do período de abrangência desta proposta de PDIRT-E surgem como indicativos e, por isso, terão a oportunidade de ser analisados em propostas de PDIRT-E seguintes.

Em termos de desagregação temporal da informação ao longo do horizonte de 10 anos, a proposta de PDIRT-E 2019 descreve com maior detalhe o primeiro quinquénio, e em especial os 3 primeiros anos para os quais o operador da RNT inclui os projetos cujas obras já se iniciaram, bem como toda a informação ao nível dos cenários de evolução esperada da procura (consumo e ponta), da oferta (nova capacidade de produção), identificando ainda os principais compromissos assumidos com o operador da RND, e a calendarização anual para os Projetos Base.

Já no caso dos Projetos Complementares, o intervalo temporal para a sua concretização é alargado. A proposta mantém o detalhe na descrição técnica da grande maioria dos projetos, com dois anexos dedicados aos principais projetos, com a descrição das obras, a sua justificação, as alternativas estudadas, e a sua motivação<sup>12</sup>.

Em termos de Análises de Sensibilidade, para além das análises de sensibilidade aos cenários de procura, e respetivo impacto na calendarização dos projetos Base, o operador da RNT refere estarem previstos estudos adicionais para avaliar o impacto nas necessidades de rede face à ocorrência em simultâneo de um cenário de maior penetração renovável ao longo do país e da saída programada dos centros eletroprodutores Sines, Pego e Tapada do Outeiro.

#### Questão 4

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2019 ao nível dos projetos de investimento é suficiente e adequada, e permite identificar quais as necessidades da rede de transporte?

---

<sup>12</sup> O operador da RNT refere que para este tipo de projetos, apenas apresenta soluções para dar resposta às necessidades de rede identificadas, com destaque para o reforço e adequação reforço da RNT 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".

### 3.2.2 ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO- BENEFÍCIO

A apresentação dos custos de investimento e dos benefícios que possam 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.

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

A metodologia adotada pelo operador da RNT permite avaliar os projetos através do cálculo de um conjunto de atributos de modo a medir os custos e os benefícios associados a um projeto ou bloco de projetos de investimento. Alguns exemplos de atributos incluem: o benefício socioeconómico; a redução das perdas de energia; a redução das emissões de gases com efeito de estufa; a qualidade da onda de tensão; a manutenção ou criação de emprego externo; o CAPEX. Os atributos são na grande maioria de natureza qualitativa embora também se incluam alguns valores monetários<sup>13</sup>.

No capítulo 6.3 da proposta de PDIRT-E 2019 são apresentados a análise e os resultados da aplicação da análise MCB ao conjunto de opções propostas pelo operador da RNT<sup>14</sup> para dois horizontes temporais: 2024 e 2029 (com exceção dos projetos de “remodelação e modernização de ativos”, para os quais a análise é efetuada apenas até 2024, justificado pelo operador da RNT com a dificuldade de prever o Indicador de Estado dos ativos num horizonte temporal mais longo).

---

<sup>13</sup> O anexo 10 da proposta de PDIRT-E apresenta no capítulo 2.3. uma descrição de todos os atributos considerados na análise de MCB. No entanto, não são explicitados os pressupostos nem os valores unitários associados a cada atributo, com a exceção dos relacionados com perdas e energia não fornecida. É contudo apresentado um exemplo de aplicação da metodologia.

<sup>14</sup> Nas situações em que os projetos de investimento estão intrinsecamente relacionados entre si, o operador da RNT optou por agregar os projetos em blocos de projetos apresentando o racional subjacente.

Os resultados da aplicação da metodologia MCB são apresentados separadamente para os Projetos Base e para os Projetos Complementares. Apesar de não existir informação sobre a desagregação dos benefícios monetizados socioeconómicos por tipo de utilizador (consumidores ou produtores), esta proposta apresenta a monetização dos custos evitados para o SEN resultante da realização dos investimentos em remodelação de ativos.

Adicionalmente, e como novidade na atual proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT disponibiliza no Anexo 10, um exemplo de aplicação da metodologia de avaliação custo benefício a um projeto específico de investimento, designadamente ao novo eixo a 400 kV “Alqueva-Divor”.

#### **Questão 5**

Considera suficiente e adequada a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB para fundamentar os Projetos Base e os Projetos Complementares propostos?

#### **Questão 6**

Em que medida essa análise e metodologia MCB permite alocar os custos de investimento em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser recolhidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que motivaram e que beneficiam desses investimentos (i.e. separar os benefícios associados aos consumidores daqueles que irão ser recolhidos pelos produtores)?

### **3.3 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS PARA FUNDAMENTAÇÃO DA DECISÃO FINAIS DE INVESTIMENTO**

#### **3.3.1 PROJETOS BASE**

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

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

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

De acordo com a proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT solicita uma Decisão Final de Investimento para cerca de 90 milhões de euros, incluindo a totalidade dos projetos Base propostos para o triénio 2020-2022, já que, segundo o operador da RNT, para os anos seguintes, alguns investimentos estão condicionados por fatores a ser confirmados em data posterior à data de elaboração da atual proposta.

#### 3.3.1.1 REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Os projetos incluídos neste bloco, num total de 98 milhões de euros, 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.

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

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

#### **Questão 7**

Considera que a informação disponibilizada, baseada na caracterização da evolução do estado do ativo e criticidade do mesmo, é suficiente para avaliar a necessidade de remodelação ou substituição de equipamentos?

#### 3.3.1.2 COMPROMISSOS COM A RND SOBRE SEGURANÇA DA ALIMENTAÇÃO À RND

Neste bloco de projetos de investimento, igualmente classificado como Projetos Base, e que totalizam no primeiro quinquénio cerca de 36 milhões de euros, enquadram-se os projetos que visam dar resposta aos compromissos assumidos com o operador da RND em termos de manutenção dos níveis de segurança de abastecimento a consumos de instalações ligadas à RND, através do 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).

#### Questão 8

Considerando que o custo associado a estes investimentos é um benefício do ponto de vista das redes de distribuição, como assegurar que, no âmbito da coordenação entre operadores, o operador da RND participa no processo de tomada de decisão sobre a necessidade e calendarização de cada projeto?

### 3.3.2 PROJETOS COMPLEMENTARES

#### 3.3.2.1 REFORÇO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO

Os projetos de investimento dedicados ao aumento da capacidade de receção de nova potência renovável representam por si só cerca de 70% do investimento total em projetos complementares (essencialmente projetos de reforço e expansão da RNT), confirmando a tendência verificada nos últimos exercícios de planeamento orientados essencialmente para reforço da capacidade de receção da RNT, de modo a criar condições para responder ao aumento da capacidade de oferta renovável<sup>15</sup>. No global, ao longo do horizonte do plano, estes projetos ascendem a um montante de investimento próximo de 300 milhões de euros, cerca de 55% do investimento total proposto no horizonte da proposta de PDIRT-E 2019.

Para o primeiro quinquénio de abrangência do plano (2020 a 2024), está previsto um investimento de cerca de 53 milhões de euros referente a dois novos eixos de 400 kV (eixo Pedralva-Sobrado, no Minho, e eixo Alqueva-Divor, no Alentejo), representando 30% do total a investir até 2024.

Referir ainda que o primeiro triénio da proposta de PDIRT-E 2019, 2020-2022, coincide com os últimos três anos do PDIRT-E 2017 já aprovado, e, por isso, estão já aprovados vários projetos de investimento classificados como projetos complementares, num total de 228 milhões de euros<sup>16</sup>.

---

<sup>15</sup> Pelo seu carácter estratégico, o operador da RNT refere que a concretização de todos esses projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2019 “depende de decisões de política energética por parte do concedente, pelo que a decisão de realização (e quando) dos respetivos reforços de rede está dependente dessa confirmação por parte de produtores e do concedente”.

<sup>16</sup> Adicionalmente, foi igualmente aprovado um montante de 67 milhões de euros relativos ao eixo a 400kV “F.Alentejo-Ourique-Tavira, que estava calendarizado no PDIRT-E 2017 para 2024, mas que será antecipado para data ainda a confirmar.

Já para o segundo quinquénio o operador da RNT prevê a construção de sete novos eixos, com um montante da ordem de 250 milhões de euros. No entanto, ao contrário dos eixos propostos para o primeiro quinquénio, propõe que estes sete projetos a concretizar após 2024 não sejam agora analisados e não considerados para efeitos de Decisão Final de Investimento em sede do PDIRT-E 2019 em aprovação.

#### EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DISPONÍVEL

O operador da RNT caracteriza no ponto 6.7 da proposta de PDIRT-E 2019 a atual capacidade de receção disponível nas várias subestações da RNT, desagregando a informação por nível de tensão e zona de rede. Em linha com esta informação, no anexo 10, o operador da RNT quantifica ainda aquela capacidade de receção associada a licenças de produção já emitidas<sup>17</sup>, e que por isso já não está disponível, apesar dos centros eletroprodutores não estarem ainda ligados à rede.

Esta informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E é relativa a 31 de maio de 2019, e, por isso, não tem em consideração ainda o valor da capacidade atribuída/cativa resultante do leilão de capacidade solar realizado em julho de 2019, num total de aproximadamente 1,4 GW a ligar à RNT até 2022. Estas licenças beneficiarão igualmente dos novos eixos de transporte aprovados em sede de PDIRT-E 2017 com destaque para os dois eixos previstos para Alto Alentejo/Algarve.

Deste modo, o operador da RNT complementa a oferta de capacidade com os dois novos eixos propostos para aprovação no PDIRT-E 2019 até 2024, designadamente o eixo a 400 kV entre Pedralva e Sobrado (a norte do Porto) que servirá para aumentar a flexibilidade à receção a toda a produção hídrica da região do Cávado, e permitindo ligar mais 400 MVA de produção, e o eixo a 400 kV Alqueva-Divor que será o 3.º eixo na região do Alentejo/Algarve, oferecendo no conjunto dos três eixos mais 700 MVA<sup>18</sup>.

No global, com a aprovação deste investimento de 53 milhões de euros na construção destes 2 novos eixos planeados após 2022, a que acrescem os cerca de 295 milhões de euros de investimento já aprovado até

---

<sup>17</sup> O operador da RNT quantifica a capacidade atribuída, mas ainda não ligada à rede, bem como a capacidade cativa (em fase de atribuição), num total que a 31 de maio de 2019 representava cerca de 3 GW.

<sup>18</sup> Segundo o operador este valor de capacidade disponível fica ainda condicionado com o reforço adicional da capacidade de transporte dos circuitos Palmela-Sines 2,3 e Palmela-Alcochete/Alcochete-Fanhões.



2022, é expectável que a RNT aumente significativamente a sua capacidade de oferta de receção de nova capacidade renovável e possa deste modo responder ao recente aumento do interesse dos promotores em novos empreendimentos, sobretudo de tecnologia solar, no sul do país.

#### Questão 9

Considera que o montante total de capacidade de receção de produção até 2024 que é apresentada na proposta de PDIRT-E reflete adequadamente o conjunto de ativos já concretizados a nível nacional, os projetos já aprovados no PDIRT-E 2017 e os dois novos eixos propostos?

No entanto e tal como em edições anteriores do PDIRT-E, o operador da RNT refere que para esta nova capacidade anunciada existe uma limitação de disponibilidade que apenas será firme caso o agregado da nova produção ligada a nível nacional não ultrapasse os 400 MVA num horizonte de dois anos, remetendo para a realização de estudos de viabilidade caso a caso, outros montantes de potência superiores. Segundo o operador da RNT, em causa está o impacto da localização da nova produção quer na operação da RNT quer no valor da capacidade de interligação disponível para fins comerciais. Não são disponibilizados, contudo, quaisquer metodologias ou resultados de estudos anteriores levados a cabo pelo operador da RNT.

#### Questão 10

Que soluções poderão ser concretizadas nas propostas de PDIRT-E para ultrapassar o limite de 400 MVA de nova capacidade de receção firme do agregado da nova produção ligada a nível nacional? Em que medida a realização prévia dos referidos estudos com base em cenários de evolução do parque eletroprodutor poderia beneficiar a discussão da proposta de PDIRT-E?

#### 3.3.2.2 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND

Num contexto de crescimento da capacidade de nova produção renovável descentralizada ligada à RND que não seja acompanhado por um crescimento idêntico das cargas naturais da RND, há uma tendência clara para a ocorrência de situações em que o sentido de fluxos de energia se inverte, com uma crescente injeção de produção na RNT a partir da RND. Nestas situações, para além de uma eventual necessidade de reforço da capacidade de transformação MAT/AT, haverá uma necessidade crescente de investimento em novos eixos de transporte. Significa assim que com base na RND, e na exploração da RND, que se

identificarão as limitações na RNT. As decisões de planeamento de reforço da RNT são por isso objeto de coordenação entre os dois operadores de rede, resultando da análise de estudos e simulações.

Numa perspetiva mais global ao nível do SEN, observou-se no passado que o operador da RNT tem sido responsável por decisões de planeamento com vista ao equilíbrio entre produção e consumo, e manutenção dos adequados perfis de tensão nas redes. Num cenário futuro, o potencial oferecido pela flexibilidade das cargas e pelo armazenamento de energia poderá resultar no aparecimento de sistemas locais de regulação do equilíbrio produção-consumo e da tensão da rede de distribuição, o que implicará uma necessidade de reforçar a coordenação dos operadores da RNT e da RND nestes temas.

Neste contexto, as relações e cooperação entre o operador da RNT e o operador da RND afiguram-se como uma área fulcral para que seja possível um desenvolvimento das redes eficiente em termos económicos na perspetiva de toda a cadeia de valor. De igual modo, a operação estável e segura das redes de transporte e distribuição, com adequados níveis de qualidade de serviço, requererá uma elevada coordenação entre os respetivos operadores.

Na proposta de PDIRT-E 2019, o operador da RNT refere, mas não os apresenta, novos estudos efetuados em conjunto com o operador da RND que visam uma adequação dos respetivos planos de investimentos e das condições de exploração das suas redes.

#### **Questão 11**

Que metodologias e estudos se devem adotar para avaliar a incerteza nos regimes de produção e consumo da RND e os seus efeitos na fundamentação de projetos de investimento na fronteira RNT/RND?

#### GESTÃO DA REATIVA

Nas anteriores propostas de PDIRT-E, o operador da RNT referiu a alteração do paradigma na gestão de energia reativa na RNT ao nível da redução dos trânsitos de energia reativa da RNT para a RND, em resultado da correção do fator de potência verificado na RND, consequência da tendência verificada na última década e agravada com o aumento de novos circuitos na RNT a 400 kV, geradores de reativa. Como solução, de modo a reduzir o efeito de subida da tensão nos barramentos das subestações devido ao excesso de reativa na rede de transporte, o operador da RNT propôs, “a necessidade de instalar reactâncias para compensação de energia reativa e controlo de tensão”, num total de 8 milhões de euros até 2025, no caso concreto da proposta de PDIRT-E 2017.

No seu parecer à proposta de PDIRT-E 2017, a ERSE reiterou a posição já expressa em anteriores pareceres, sublinhando que a proposta era omissa em termos de alternativas associadas 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. Nesse âmbito, e não colocando de parte a necessidade de pontualmente se recorrer a equipamentos de gestão de reativa, que devem sempre ser justificados em situações pontuais onde seja demonstrada a otimização da rede em termos técnicos e económicos, a ERSE reforçou 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.

Na atual proposta de PDIRT-E 2019 são agora propostos projetos de investimento em gestão de reativa que, entre 2020 e 2025, correspondem a um total de 6 milhões de euros, sendo classificados como Projeto Base.

#### Questão 12

Considera que o recurso à instalação de reactâncias para compensação de energia reativa e controlo de tensão é a melhor solução e a mais eficiente para controlo e gestão dos trânsitos de reativa na RNT?

### 3.4 INVESTIMENTOS RACIONAIS NAS REDES NO CONTEXTO DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

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

A construção de mais rede elétrica surge como a primeira resposta para a proliferação de produção de origem renovável, em locais onde se verifique que a rede elétrica não tem efetivamente capacidade para a sua integração, e servirá também para responder à necessidade esporádica de maior potência disponível de ligação à rede para o carregamento “rápido” de veículos elétricos, caso não se opte por generalizar soluções “inteligentes” de ligação da produção ou do consumo ou de carregamento de veículos elétricos.

No mesmo sentido do desenvolvimento das atuais redes, surge a necessidade de mais interligações internacionais, na rede de transporte em muito alta tensão, para que se possa aproveitar e explorar

adequadamente o potencial que a diversidade geográfica europeia apresenta, em termos de disponibilidade de recursos renováveis endógenos.

Em contrapartida, é provável uma redução da utilização das redes elétricas, com especial incidência nas redes de tensões mais elevadas, como consequência de uma forte penetração da produção elétrica descentralizada e da produção para o autoconsumo, bem como do sucesso das medidas de eficiência energética no consumo.

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

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

### **Questão 13**

Tendo em atenção todo este contexto, existe alguma outra questão que considera relevante sobre a proposta de PDIRT-E 2019 que devesse ser discutida?

ANEXO  
DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA



Os documentos e diplomas legais que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

1. Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020-2029 (PDIRT-E 2019), de julho de 2019, preparado pela REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., como operador da RNT, após as alterações solicitadas pela Direção Geral de Energia e Geologia.
2. Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040, de novembro de 2018, emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia.
3. Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2020-2040, de julho de 2019, emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia.
4. Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação em vigor, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional (SEN), bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica nacional os princípios da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, alterada pela Diretiva n.º 2019/944/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho .
5. Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação em vigor, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades, no desenvolvimento dos princípios constantes do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação em vigor.
6. A Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, alterada pela Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, e pelo Despacho n.º 7875/2017, de 7 de setembro, que estabelece os termos condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida, respetivos prazos de duração, condições de manutenção e de alteração, concretizando o disposto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.
7. Decreto-lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que altera o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade.

8. Portaria n.º 62/2018, de 2 de março, que aprova o Regulamento para atribuição de licenças de produção ou aceitação de comunicação prévia para a produção de eletricidade em regime especial e no regime remuneratório geral.
9. Despacho n.º 5532-B/2019, de 6 de junho, que determina a abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para energia solar fotovoltaica, produzida em Centro Eletroprodutor.
10. Despacho n.º 3306/2018, de 3 de abril, que aprova o Regulamento que estabelece os requisitos transitórios aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV.
11. Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, que estabelece o regime jurídico de utilização dos bens do domínio público marítimo, incluindo a utilização das águas territoriais, para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas do mar na zona piloto, identificada no anexo I do Decreto-Lei, bem como o regime de gestão, acesso e exercício da atividade mencionada.
12. Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, que estabelece as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008.
13. Resolução do Conselho de Ministros n.º 15/2016, de 16 de março, relativo ao estabelecimento de um grupo de trabalho interministerial para apresentação e discussão pública de um modelo de desenvolvimento para potenciar o investimento em Investigação e Desenvolvimento (I&D), nomeadamente relativo a projetos de demonstração tecnológica e projetos pré-comerciais como o de receção de produção *offshore*.
14. Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro, relativo à implementação do projeto de receção de produção eólica *offshore* e atribuição do ponto de receção da RESP.
15. Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE.
16. Diretiva 2019/944/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que altera a Diretiva 2009/72/CE.
17. Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1228/2003.



18. Regulamento (CE) n.º 943/2019, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho, relativo ao mercado interno da eletricidade.
19. Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, procedendo à identificação dos projetos de interesse comum (PCI) necessários e à criação de especificidades para o licenciamento, a imputação de custos e financiamento destes projetos.
20. Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro, que altera o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, aditando-lhe um anexo com a Lista da União de projetos de interesse comum (PCI).
21. Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, que cria o mecanismo *Connecting Europe Facility* (CEF), determinando as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar projetos de interesse comum no setor das infraestruturas de transporte, telecomunicações e energia.

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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

