

**PROPOSTA DE PDIRT-E 2015**  
**PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA**  
**REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE PARA O**  
**PERIODO 2016-2025**

Consulta pública

Novembro 2015

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	Legislação comunitária.....	1
1.2	Enquadramento legal nacional .....	4
1.3	Procedimentos .....	6
1.4	Principais recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRT-E2013.....	6
<b>2</b>	<b>BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELO OPERADOR DA RNT</b> .....	<b>9</b>
2.1	Evolução face à proposta de PDIRT-E 2013 .....	11
<b>3</b>	<b>QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA</b> .....	<b>13</b>
3.1	Pressupostos metodológicos.....	13
3.1.1	Previsões da procura .....	13
3.1.2	Previsões da oferta .....	15
3.1.3	Custos de Investimento e Impactes Tarifários .....	17
3.1.4	Planeamento .....	18
3.1.5	Valorização dos benefícios .....	20
3.2	Critérios e princípios para apoio à decisão de investimento .....	21
3.2.1	Desenvolvimento estratégico de rede.....	22
3.2.2	Apoio à rede de distribuição e coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND .....	27
3.2.3	Otimização territorial da rede .....	29
3.2.4	Gestão de fim de vida útil de ativos .....	30
3.2.5	DESENVOLVIMENTO DO MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE (INTERLIGAÇÕES, PCI) .....	31
<b>4</b>	<b>DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA</b> .....	<b>35</b>



## 1 INTRODUÇÃO E 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 2016-2025 (PDIRT-E 2015).

Por sua vez, a DGEG comunicou-nos a proposta de PDIRT-E 2015 recebida, competindo à ERSE, nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de 30 dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública a proposta do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025, elaborada pelo operador da RNT.

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 13 de janeiro de 2016, para o seguinte endereço de correio eletrónico [pdirt-e@erse.pt](mailto:pdirt-e@erse.pt).

Todos os comentários escritos recebidos pela ERSE no âmbito deste processo de consulta pública serão publicados na sua página de Internet, salvo indicação em contrário.

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 2015 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 procedimentos principais conducentes à sua aprovação pelo Governo. No capítulo seguinte, descreve-se sucintamente o documento da proposta de PDIRT-E 2015, para o período 2016-2025, elaborado pelo operador da RNT e submetido à ERSE pela DGEG. O terceiro capítulo lança 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. Por fim, são enumerados os documentos de suporte à presente consulta pública e, em anexo, encontram-se reunidas todas as questões submetidas a consulta pública.

### 1.1 LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

Os principais diplomas legais a nível europeu que enquadram a proposta de PDIRT-E 2015 são os seguintes:

**DIRETIVA 2009/72/CE DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO**

A 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, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras, no que concerne à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas. Esta Diretiva remete para o Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 de julho, alguns aspetos respeitantes à elaboração, acompanhamento e monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte e à sua coerência com o plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária referido nesse Regulamento europeu.

A Diretiva 2009/72/CE foi transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que alteram o Decreto-Lei n.º 29/2006 e o Decreto-Lei n.º 172/2006, respetivamente.

**REGULAMENTO (CE) N.º 714/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO**

O 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, estabelece o conceito de plano decenal, *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP), a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de energia europeias, incluindo uma perspetiva de adequação da capacidade de produção de eletricidade à escala europeia.

O plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009, deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em conta os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do artigo 12.º e, se for caso disso, os aspetos comunitários do planeamento das redes, designadamente as orientações para as redes transeuropeias de energia”. Os referidos planos de investimento regionais envolvem Portugal, Espanha e França, sendo desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da REORT para a eletricidade (Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de eletricidade, vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSO-E).

A consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária compete ao REORT. A Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o TYNDP, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 714/2009 e do artigo 37.º da Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho.

**REGULAMENTO (UE) N.º 347/2013 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 17 DE ABRIL**

Complementarmente à regulamentação comunitária acima referida, no âmbito da construção do mercado interno único na Europa, há ainda que considerar o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias. Este regulamento destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias, em particular os corredores prioritários para a integração de mercados, podendo, por isso, influenciar as decisões de investimento a nível nacional.

Com este enquadramento e de modo a desenvolver as áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, este regulamento estabelece critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum<sup>1</sup> (PCI) para União Europeia e contempla três objetivos principais:

- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços dos PCI;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF) – mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

A primeira lista de PCI da União foi adotada pela Comissão através do Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013 da Comissão, de 14 de outubro. De acordo com o n.º 4 do artigo 3.º do Regulamento (UE) n.º 347/2013, as listas de PCI serão estabelecidas de dois em dois anos. O processo de adoção da segunda lista de PCI encontra-se atualmente em fase de finalização.

**REGULAMENTO (UE) N.º 1316/2013 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 11 DE DEZEMBRO**

Os projetos de interesse comum no âmbito Regulamento (UE) n.º 347/2013 são elegíveis para se candidatarem ao mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital, designado de *Connecting Europe Facility* (CEF). Este mecanismo foi criado pelo Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, e determina as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União Europeia às redes transeuropeias, a fim de apoiar PCI nos setores da energia, transportes e telecomunicações.

---

<sup>1</sup> *Projects of Common Interest*

## 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.

Nas matérias que constituem o seu objeto, o Decreto-Lei n.º 215-A/2012 procedeu à quinta alteração ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, transpondo a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, dando também execução ao 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.

Assim, nos termos do artigo 36.º 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, o operador da RNT deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNT (PDIRT-E 2015), tendo em conta as disposições do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno da eletricidade. Nos termos do artigo 36.º-A do referido diploma, são expressas orientações relativas às seguintes matérias:

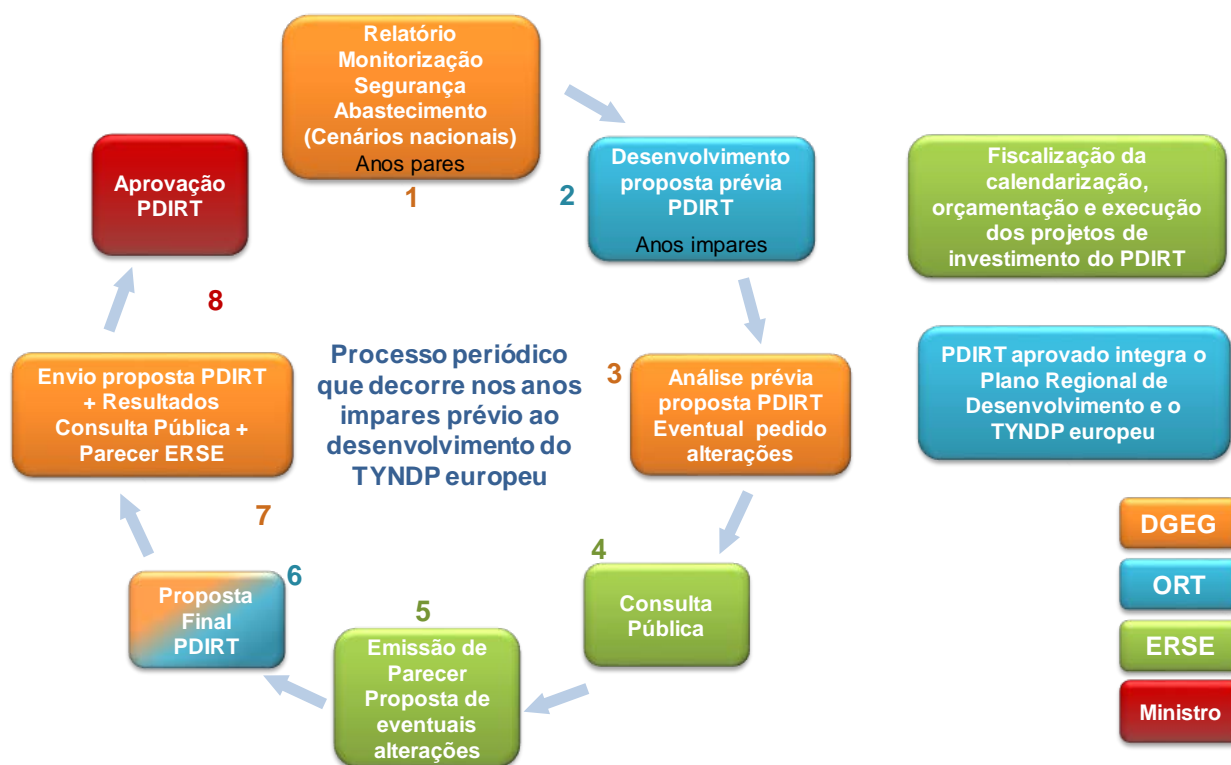
- Os objetivos do PDIRT-E 2015;
- Os critérios a adotar na elaboração e aprovação do PDIRT-E 2015;
- O procedimento a adotar na elaboração do PDIRT-E 2015, designadamente:
  - a responsabilidade pela sua execução;
  - a data limite para a submissão à DGEG da proposta inicial de PDIRT-E 2015;
  - a articulação entre o operador da RNT e a DGEG no que respeita à consolidação da proposta inicial de PDIRT-E 2015;
  - a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE;
  - a elaboração de um parecer por parte da ERSE integrando as necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública, bem como a coerência do PDIRT-E 2015 com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária e a salvaguarda e promoção da concorrência;



- a elaboração da proposta final de PDIRT-E 2015 por parte do operador da RNT;
- a aprovação do PDIRT-E 2015 que, nos termos do referido diploma, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia;
- acompanhamento, fiscalização da calendarização, da orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNT previstos no PDIRT-E, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte encontra-se descrito na figura seguinte.

**Figura 1-1 – Esquematização de desenvolvimento, aprovação e execução dos PDIRT-E**



Depois de um ciclo completo, de dois anos, de desenvolvimento dos procedimentos de preparação, avaliação e aprovação das propostas de PDIRT-E, a experiência da análise e avaliação das propostas apresentadas em edições anteriores, referentes às redes de transporte ou de distribuição, permite uma visão mais completa de como se deverá desenrolar o processo previsto na legislação.

Verifica-se que, sendo o período de abrangência das propostas de PDIRT-E correspondente a dez anos, em linha com o TYNDP a nível europeu, será natural que os projetos submetidos apresentem um nível muito diferenciado, nomeadamente quanto à necessidade inequívoca da sua concretização dentro dos prazos propostos ou quanto à maturidade da identificação dos custos e benefícios que os justificam.

Deste modo, a experiência adquirida permite concluir que é importante clarificar, nas propostas iniciais dos PDIRT-E, quais os projetos (ou blocos de projetos) de investimento relativamente aos quais o operador da respetiva rede identifica ser necessária uma tomada de decisão final quanto à sua aprovação, rejeição ou adiamento. Estes projetos deverão ser separados dos restantes projetos que são apresentados a título ainda indicativo, e cujas datas de concretização permitem a sua aprovação em edições posteriores dos PDIRT-E.

Estes últimos projetos, para os quais não seja clara a necessidade de avançar com a sua concretização, deverão ser retirados ou identificados como meramente indicativos (vendo a sua data de concretização adiada em conformidade).

Os projetos (ou blocos de projetos) de investimento para os quais é clara a necessidade de avançar com a sua concretização deverão merecer uma aprovação, prévia ao início da sua execução.

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.

### **1.3 PROCEDIMENTOS**

A proposta de PDIRT-E 2015, que agora é colocada em consulta pública, corresponde ao segundo exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNT, levado a cabo pelo operador da RNT, nos termos do preceituado 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, sendo, por isso, mais um passo no processo de planeamento iniciado em 2013 com a consulta pública à proposta de PDIRT-E 2013, e cujo Parecer foi emitido pela ERSE em Abril de 2014. Com efeito, as anteriores propostas de planos, propostas de PDIRT 2009-2014 e de PDIRT 2012-2017, sendo anteriores à transposição para o enquadramento legislativo nacional do terceiro pacote de legislação comunitária, não foram submetidos pela ERSE a consulta pública.

### **1.4 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRT-E2013**

No âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE emitiu em abril de 2014 um parecer sobre a proposta de PDIRT-E 2013 apresentada pelo operador da RNT. Previamente, a ERSE promoveu uma consulta pública do referido plano, cujos contributos e comentários beneficiaram a preparação do parecer emitido pelo regulador.

Uma vez que se tratava da primeira proposta de PDIRT-E a ser apresentado no âmbito do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, a ERSE procurou realçar no anterior parecer que o procedimento estabelecido

de apreciação e aprovação das propostas de PDIRT-E se assume como um processo de avaliação dos pressupostos para a elaboração destes planos e da oportunidade dos diferentes projetos de investimento apresentados. Ao ocorrer com uma periodicidade bianual, com o envolvimento das diversas entidades relevantes e incluindo uma consulta pública, este processo constitui-se como uma forma transparente e quase contínua de análise dos investimentos propostos pelo operador da RNT nos sucessivos planos.

Neste contexto, a ERSE propôs uma reavaliação do desenvolvimento dos projetos de investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2013, recomendando em particular a necessidade do operador da RNT:

- Rever o enquadramento macroeconómico da evolução da procura, e a adequação da ponta de consumo prevista no RMSA-E 2012 para níveis ajustados à realidade verificada em 2012 e 2013.
- Identificar alternativas aos projetos apresentados e quantificação dos respetivos custos e benefícios.
- Quantificar os custos de cada projeto proposto para o primeiro triénio do horizonte do plano.
- Procurar uma maior coordenação entre o operador da RNT e os promotores no sentido de maximizar cofinanciamentos aos projetos reduzindo o impacto tarifário dos mesmos.
- Estudar a possibilidade de adiamento de projetos de investimento face ao adiamento das datas de comissionamento de centros hidroelétricos, concentrando a proposta no triénio inicial do horizonte do plano.
- Rever o impacte tarifário, em virtude da contração do consumo, dos excelentes níveis de qualidade de serviço e devido à inexistência de constrangimentos estruturais da RNT.



## 2 BREVE DESCRIÇÃO DO DOCUMENTO SUBMETIDO PELO OPERADOR DA RNT

A proposta de PDIRT-E 2015, submetida à apreciação da presente consulta pública, encontra-se estruturada em 6 capítulos, para além do Sumário Executivo:

- Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;
- Capítulo 2 – Pressupostos do Plano;
- Capítulo 3 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;
- Capítulo 4 – Plano de Investimentos 2016-2025;
- Capítulo 5 – Principais Resultados e Indicadores;
- Capítulo 6 – Análise Global.

Do documento principal fazem parte igualmente 15 anexos:

**(A1)** “Padrões de Segurança de Planeamento da RNT”; **(A2)** RMSA-E 2014 / Cenários e Pressupostos; **(A3)** Repartição do investimento na RNT por vetor e estado dos projetos; **(A4)** Quadros de entradas em serviço de 2016 a 2018 e mapas da RNT em 2015, 2016 e 2018; **(A5)** Quadros de entradas em serviço de 2019 a 2025 e mapas da RNT em 2020 e 2025; **(A6)** Equipamento em serviço previsto nos finais de 2016, 2018, 2020, 2025; **(A7)** Fichas dos principais projetos de investimento; **(A8)** Discriminação dos projetos de desenvolvimento e modernização da RNT; **(A9)** Estudos e projetos inovadores; **(A10)** Projetos da RNT no TYNDP 2014; **(A11)** Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos horizontes 2016, 2018, 2020, 2025; **(A12)** Potência instalada de produção (excluindo grande hídrica e grande térmica); **(A13)** Planos de produção e mapas dos trânsitos de potência na RNT no horizonte 2025; **(A14)** Indicadores evolutivos de equipamento; **(A15)** Evolução das correntes de defeito.

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

No capítulo 1, a REN – Rede Eléctrica Nacional, na sua qualidade de operador da RNT, enquadra a proposta de PDIRT-E 2015 através da descrição dos objetivos estratégicos a alcançar e dos vetores de investimento. Menciona igualmente os documentos que serviram de base à elaboração da proposta apresentada, nomeadamente o Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento (RMSA 2014) referente ao período 2015-2030, publicado em fevereiro de 2015. No mesmo capítulo são ainda referidas as orientações decorrentes do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária TYNDP, incluindo a 1ª lista de PCI aprovada pela Comissão Europeia, e os compromissos decorrentes dos novos códigos de rede europeus, em desenvolvimento. Destaque para a secção em que o operador da RNT identifica as melhorias alcançadas com a presente proposta de PDIRT-E face à proposta anterior (PDIRT-E 2013), resultado do processo de consulta pública.

No capítulo 2, nos pontos 2.1 e 2.2 são descritos os cenários de evolução do consumo e das pontas, bem como a análise da adequação da RNT à procura. A previsão do consumo e das pontas tem por base o RMSA-E 2014. 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 (PdE). Relativamente às previsões de ponta síncrona de carga, o operador da RNT refere que a verificação foi efetuada com a previsão de cargas correspondentes ao cenário central, complementado com duas análises de sensibilidade: (i) cenário superior do RMSA-E 2014 agravado por efeito de temperatura e (ii) estagnação das pontas, com possível contribuição da produção embebida nas redes de distribuição (produção distribuída).

O capítulo 3 procede à caracterização da atual rede de transporte, identificando a dimensão da atual rede de transporte e capacidade de transformação instalada, que permite dar resposta aos consumos e pontas síncronas, os quais são caracterizados 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, e complementa a oferta com a evolução da capacidade de interligação. Por fim, apresenta a evolução das perdas a RNT e dos principais indicadores de qualidade de serviço.

O capítulo 4 traduz a essência da proposta de PDIRT-E 2015, quantificando o montante de investimentos e as transferências para exploração ao longo dos dois quinquénios que constituem a proposta, e descrevendo os principais projetos de investimento, por área geográfica, afetos ao desenvolvimento da rede de transporte, onde se incluem projetos para reforço da capacidade de receção da rede, 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). A proposta inclui ainda uma secção autónoma 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 futura rede, é descrita a metodologia adotada pelo operador da RNT para avaliar as necessidades de investimento e definir o respetivo plano de ação.

O Capítulo 5 apresenta 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, é incluída neste capítulo uma secção dedicada 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.

Por fim, no capítulo 6, é efetuada uma análise global da proposta de PDIRT-E 2015, através de uma secção afeta à análise de impacto ambiental, uma secção onde se efetuam análises de sensibilidade aos cenários de procura e de oferta e se identificam os respetivos impactos nas necessidades de investimento

e respetiva calendarização. 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 o ano 2025, 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 mesmo projetos e para os quais não é proposta a monetização.

Neste capítulo da proposta de PDIRT-E 2015 são também apresentados os impactes tarifários, para o primeiro quinquénio da sua aplicação, ao nível dos (i) 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 de 2015, sendo verificada a sensibilidade para os três cenários de consumo do RMSA-E 2014 (central, superior e inferior).

## 2.1 EVOLUÇÃO FACE À PROPOSTA DE PDIRT-E 2013

Tal como referido, a proposta de PDIRT-E 2015 é a segunda a ser apresentada nos termos da legislação publicada em 2012, que reforça o papel da ERSE. Neste novo quadro, os planos de investimento assentam na monitorização bianual da evolução do SEN em geral, e da RNT em particular.

Comparando as duas propostas em termos de investimentos proposto para os primeiros cinco anos do plano, constata-se que o valor total de transferências para exploração passa de 1090 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2013, para cerca de 610 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2015.

Relativamente ao primeiro triénio, cujos projetos de investimento necessitam de uma tomada de decisão final, seja de aprovação, rejeição ou adiamento, a proposta de PDIRT-E 2015 propõe investimentos num total de cerca de 380 milhões de euros, enquanto na proposta de PDIRT-E 2013 ascendia a 624 milhões de euros.

Em termos de restante conteúdo, foram introduzidas nesta proposta um conjunto de alterações que refletem as recomendações e os comentários incluídos no Parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2013, designadamente nas seguintes matérias:

- **Previsão da evolução do consumo de eletricidade:** A proposta incorpora a evolução da procura mais recente, adotando, como cenário central a menor exigência prevista no RMSA-E 2014, e realizando uma análise de sensibilidade a outros cenários de evolução da procura.
- **Previsão para a ponta de carga da RNT:** Foi documentada a contribuição da produção distribuída na satisfação da 'carga natural', tanto ao nível do funcionamento global da RNT, como também da segurança de abastecimento em cada ponto de entrega.

- **Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento:** Foi adotada uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício aos projetos, assente numa análise multiatributo, para apoio à decisão no exercício de planeamento, numa ótica de custo e benefício.
- **Mérito dos projetos de investimento selecionados face às alternativas analisadas:** Foi incluída uma caraterização e justificação individual dos principais projetos de desenvolvimento da rede, sob a forma de ficha padrão integrando informação sobre enquadramento, benefícios esperados, descrição, alternativas e diagrama unifilar, com o objetivo de clarificar e fundamentar os projetos.
- **Informação económica para todo o período de abrangência do PDIRT:** Decomposição anual do valor de investimento específico na atividade de Transporte de Energia Elétrica e de Gestão Global do Sistema para o primeiro quinquénio do plano, dos montantes correspondentes a entradas em exploração para cada vetor de investimento (líquidos de participações de terceiros), permitindo uma perceção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas.
- **Adiamento de projetos de investimento na RNT para receção da nova produção:** A proposta não prevê a entrada de nenhuma nova grande central térmica até 2025, adotando um cenário de manutenção do atual parque térmico. No que se refere à grande hídrica, do conjunto de novos aproveitamentos previstos na proposta de PDIRT-E 2014 e que ainda não entraram em exploração, a presente proposta mantém todos os restantes, mas adiando-os no tempo e não incorpora os aproveitamentos que, de acordo com as mais recentes indicações da DGEG, não entrarão em exploração no horizonte temporal da proposta de PDIRT-E 2015.
- **Remodelações de instalações e equipamentos da RNT:** São descritas as necessidades de investimento a realizar na modernização da RNT, tendo por base uma análise quantitativa e qualitativa do estado dos respetivos ativos, ponderado pelo nível de risco associado
- **Impacte tarifário do volume de investimento proposto:** É apresentada uma estimativa do impacto tarifário.



### 3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

#### 3.1 PRESSUPOSTOS METODOLÓGICOS

##### 3.1.1 PREVISÕES DA PROCURA

As previsões para a evolução do consumo anual de eletricidade apresentados nesta proposta de PDIRT-E 2015 correspondem aos cenários central e superior do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN de 2014 (RMSA-E 2014). O cenário central apresenta um crescimento médio anual do consumo, entre 2016 e 2025, de 0,91% (0,8% na proposta de PDIRT-E 2013), constatando-se que as previsões de consumo foram revistas em alta na atual proposta de PDIRT-E, acomodando o diferencial observado entre a previsão da anterior proposta de PDIRT-E e os valores ocorridos. No entanto, como os cenários da proposta de PDIRT-E 2015 estão baseados em dados reais até ao ano de 2013, não incorporam a queda do consumo em 2014, com uma inversão de tendência face à ligeira recuperação no consumo de eletricidade observada em 2013.

#### **Questão 1**

Tendo em conta que a proposta de PDIRT-E está sujeita a uma revisão a cada dois anos e a evolução recente do consumo de eletricidade e da ponta de carga mostram uma incerteza na sua evolução, quais as análises de sensibilidade à procura que considera mais relevantes?

No Anexo 9, “Estudos e projetos Inovadores”, da proposta de PDIRT-E 2015 é apresentada a “Metodologia de previsão da evolução do consumo”. Neste subcapítulo são apresentados os modelos de previsão do consumo para os três setores considerados (“Sector da Indústria e Agricultura”, “Sector Terciário” e “Sector Residencial”), assim como as variáveis explicativas (“VAB da indústria”, PIB e “Rendimento Disponível Bruto das Famílias”). No entanto, não é fornecida informação da previsão das variáveis explicativas, para além das previsões do PIB constantes no cenário macroeconómico do RMSA-E 2014, nem os resultados dos modelos analisados e selecionados para as previsões.

#### **Questão 2**

Considera uma mais-valia para a avaliação da adequação das previsões da procura, a apresentação mais detalhada dos dados referentes às variáveis explicativas (históricos e previsões) e dos resultados dos modelos analisados e selecionados pelo operador da RNT no âmbito da atual proposta de PDIRT?

#### **Questão 3**

Que outro tipo de informação consideraria ser mais adequado disponibilizar para uma melhor avaliação das previsões da procura de eletricidade?

A previsão das pontas de carga por PdE é um dos principais aspetos considerados na definição das necessidades de reforço das redes e da capacidade de transformação MAT/AT, e conseqüentemente do nível de investimento a realizar. Nesta proposta de PDIRT-E 2015 são apresentados alguns dados históricos dos diagramas e pontas de carga sazonais verificados no Continente e em áreas metropolitanas consideradas relevantes no planeamento da rede. Em termos previsionais, são apresentados por época sazonal, para 2016, 2018, 2020 e 2025, os valores da carga simultânea por PdE, para efeitos de simulação das situações típicas de funcionamento da RNT, e da carga máxima por PdE, para efeitos de adequação da transformação MAT/AT de cada subestação. A metodologia de previsão destas cargas é sucintamente descrita, remetendo para o Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho).

#### **Questão 4**

Considera suficiente a explanação sobre a metodologia, tratamentos de dados ou outros procedimentos adotados pelo operador da RNT para a previsão das cargas simultâneas e máximas por PdE, com vista ao planeamento da rede e da adequação da capacidade de transformação por subestação?

O operador da RNT refere nesta proposta de PDIRT-E que “... enquanto o comportamento conjunto da produção embebida e da procura não puder assegurar a continuidade de serviço, o operador da RNT manterá ativas as iniciativas necessárias para o correto dimensionamento da adequação da transformação MAT/AT, no estrito cumprimento das obrigações regulamentares e da concessão no que respeita à segurança do abastecimento, continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica.”. Pelo facto da produção embebida na rede de distribuição (normalmente referida como produção distribuída) ter, atualmente, em algumas subestações um peso não desprezável face à carga natural ligada a essas subestações, a mesma deverá ser incorporada na análise de investimentos de reforço da capacidade da rede. No entanto, deverá ter-se em conta a intermitência e incontrolabilidade deste tipo de produção, quer na perspetiva do funcionamento global da RNT, quer na perspetiva da satisfação da carga natural da subestação a que a produção distribuída se encontra ligada.

#### **Questão 5**

Atendendo às características da produção distribuída, de que forma poderá o operador da RNT considerar o seu efeito no planeamento na RNT, quer numa perspetiva global da rede (satisfação da ponta síncrona da RNT e não da ponta de consumo do SEN), quer na adequação da capacidade de transformação de cada subestação?

Atualmente, é cada vez maior a preocupação a nível europeu de adequar o quadro legal e o funcionamento dos mercados e redes elétricas, de modo a que os consumidores passem a ser o fulcro dos mesmos. Esta visão, que é partilhada por instituições europeias (Comissão Europeia, ACER, CEER) leva à necessidade de equacionar a estrutura atual do setor elétrico e a forma como as redes são planeadas e operadas, quer a nível nacional quer a nível europeu. Neste contexto, é expectável que a participação ativa dos

consumidores nos mercados permita otimizar a capacidade atualmente instalada nas redes de transporte e de distribuição e evitar a necessidade de realizar novos investimentos, sem reduzir os níveis de segurança de abastecimento e de qualidade de serviço. Por outro lado, será também necessária uma maior coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND, de modo a que as decisões de investimento e os pressupostos a elas subjacentes sejam definidos numa perspetiva global, e não apenas focada nas redes que operam individualmente. Para que esta transição seja possível, será contudo necessário que os agentes tenham acesso a mais informação e que tenham capacidade de a processar com vista à otimização operacional e económica dos sistemas elétricos.

**Questão 6**

Com o progresso tecnológico, que poderá originar uma alteração do modelo de utilização dos sistemas elétricos, em que o consumidor passa a ter um comportamento ativo, de que forma o operador da RNT deverá adequar o planeamento de médio e longo prazo da sua rede, para considerar estas novas características dos consumidores futuro e deveria esse comportamento estar já considerado nos princípios de planeamento da rede de transporte na proposta de PDIRT-E 2015?

**Questão 7**

Neste novo paradigma, de que forma devem ser abordados os aspetos associados à segurança do abastecimento: (i) através de um planeamento central da capacidade de produção instalada e da correspondente adequação das redes de transporte e distribuição, (ii) requerendo a participação dos consumidores e a sua flexibilidade para a definição dos índices de cobertura de carga, (iii) outra (descreva a opção que tomaria)?

### 3.1.2 PREVISÕES DA OFERTA

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta no ponto 2.4, para efeitos do planeamento da rede, os cenários utilizados em termos de evolução da oferta traduzia em capacidade de produção elétrica instalada. Segundo a proposta, os cenários são baseados no RMSA 2014 e têm por base as licenças de produção atribuídas pela DGEG, bem como os pedidos de ligação à RNT de novos centros electroprodutores. Com base nesta evolução esperada, a proposta caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade total instalada, no horizonte 2025.

A proposta de PDIRT-E 2015 disponibiliza as previsões de datas de comissionamento das novas centrais hidroelétricas inscritas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), destacando-se para o triénio 2016-2018 a entrada em serviço das centrais de Venda Nova III e Foz Tua, num total de 1 GW reversíveis, e para as quais foram comissionados nos últimos anos diversos projetos

de investimento destinados a receber e escoar a respetiva produção. Em termos do horizonte 2019-2025, nomeadamente até final de 2022, a proposta de PDIRT-E 2015 prevê o comissionamento de cerca de 1,8 GW (dos quais 1,2 GW reversíveis).

Em termos de parque eletroprodutor térmico (grande térmica), a proposta de PDIRT-E 2015 não apresenta qualquer alteração da capacidade instalada, uma vez que adota o cenário base subjacente à elaboração da proposta, o qual prevê a manutenção em exploração quer das centrais térmicas a carvão de Sines e Pego, quer da central a gás natural da Tapada do Outeiro.

No que diz respeito à produção a partir de outros centros electroprodutores que não a grande térmica ou a grande hídrica, a proposta quantifica ao longo dos 10 anos de horizonte do plano os montantes esperados de nova capacidade, por tecnologia, num total de 9 GW, dos quais 8,5 GW até 2020. Em particular, e segundo a informação disponibilizada, nos próximos anos será ligado à RNT, em especial na região de Trás-os-Montes e na região da Beira Interior, um volume considerável de nova produção renovável de origem eólica, de cerca de 5,8 GW até 2025, ou seja um acréscimo de quase 1 GW face à capacidade instalada no final de 2014. Em termos de projetos de produção a partir de energia solar, a proposta de PDIRT-E 2015 destaca as regiões do Alentejo e do Algarve, onde o crescimento dos pedidos relacionados com novos projetos solares totaliza cerca de 2 GW.

Não obstante esta quantificação dos montantes globais a ligar à RNT até ao final de 2025, a proposta de PDIRT-E 2015 é omissa no que diz respeito ao volume de licenças de produção já atribuídas pela DGEG e que cujos projetos de produção não estão ainda ligados à RNT. Do mesmo modo, não é disponibilizada informação sobre a distribuição dessas licenças por área geográfica. A exceção diz respeito a um projeto de receção de energia eólica *offshore*, a instalar ao largo de Viana do Castelo, cujo aproveitamento eólico terá uma capacidade instalada de 25 MW, e para o qual o operador da RNT afirma ter sido instruído pelo concedente a realizar as infraestruturas da RNT necessárias para receção da referida produção.

**Questão 8**

Tendo por base os pressupostos anteriormente enunciados, nomeadamente em sede de RMSA-E 2014, considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015 é suficiente e adequada, e está suportada nas opções de política energética?

**Questão 9**

Face ao volume total de licenças atribuídas pela DGEG para novos centros electroprodutores referido na proposta de PDIRT-E 2015, considera que seria útil identificar qual a capacidade que ainda não se encontra ligada à RNT?

**Questão 10**

De entre as licenças atribuídas pela DGEG, considera que seria útil a proposta de PDIRT-E 2015 identificar quais são justificadas por motivos de segurança de abastecimento ou por motivos de concorrência em mercado organizado?

### 3.1.3 CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTES TARIFÁRIOS

O operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2015 os custos de investimento (transferências para exploração) para um período de 10 anos, desagregando os valores anualmente para o primeiro quinquénio, cujas obras estão em curso ou a sua realização tem um elevado grau de solidez quanto à decisão de investimento do operador da RNT, e apresentando um valor agregado para o segundo quinquénio, onde as obras assumem um carácter mais indicativo dependendo da evolução do SEN e das suas necessidades.

No que diz respeito à estimativa dos custos de investimento, a proposta de PDIRT-E 2015 indica que os mesmos são “*expressos em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos (CDE), com base nos preços de referência e respetivos fatores de eficiência fixados pela ERSE em 2014*” e são líquidos de participações. Adicionalmente é referido que os valores apresentados são líquidos de participações de promotores, não sendo referidas outros financiamentos ou subsídios externos. Dado que o operador da RNT tem como política contabilística proceder anualmente à imputação de encargos financeiros e de encargos de estrutura aos investimentos em curso, para a obtenção dos custos totais de investimentos é indicado no capítulo de análise do impacto tarifário (ponto 6.6 da proposta de PDIRT-E 2015) que é aplicado o mecanismo de custos de referência. O procedimento para este efeito previsto neste mecanismo corresponde à aplicação sobre os CDE de uma taxa de encargos de estrutura e gestão, inversamente proporcional ao nível de investimento, e de uma taxa de encargos financeiros, que está indexada à taxa média de financiamento da empresa.

#### Questão 11

Tendo em vista a determinação da base de ativos regulada no horizonte de aplicação da proposta de PDIRT-E 2015, considera que a descrição da metodologia adotada e a informação apresentada na proposta de plano, bem como a sua desagregação (custos unitários de referência, tipologias de investimento e respetivas quantidades em cada projeto, encargos de estrutura e gestão, encargos financeiros, participações, subsídios) são suficientes?

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta, para o primeiro quinquénio, os impactes tarifários ao nível dos preços médios do setor elétrico, dos preços médios das tarifas de acesso e dos proveitos unitários da atividade de Transporte de Energia Elétrica. Na determinação destes impactes, o operador da RNT considera como ponto de partida os valores de tarifas de 2015, designadamente as estruturas do preço médio nos clientes finais e do preço das tarifas de acesso, a base de ativos remunerados, a respetiva taxa

de remuneração e os custos com OPEX. No que respeita ao consumo, o operador da RNT assumiu para 2015 a sua previsão do consumo referido à emissão que inclui valores reais ocorridos até fevereiro de 2015, portanto diferente do valor considerado no cálculo tarifário de 2015. Na análise de impactos, apresentada é ainda testada a sensibilidade aos três cenários de consumo do RMSA-E 2014 (central, superior e inferior).

No caso particular da análise de impactos nos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, evidencia-se o efeito da evolução do CAPEX, considerando os investimentos apresentados na proposta de PDIRT-E 2015 e aplicando o mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos a custos totais. A taxa de remuneração e os custos de OPEX são mantidos constantes ao longo do período em análise e iguais aos valores de tarifas 2015, que foram considerados como referência.

#### **Questão 12**

Tendo em conta a análise de impactos apresentada, considera que a mesma é efetuada de forma clara e é suficiente para uma adequada perceção dos encargos adicionais com a rede de transporte a suportar no futuro?

### **3.1.4 PLANEAMENTO**

A proposta de PDIRT-E 2015 disponibiliza um conjunto de informação que permitiu o suporte à sua elaboração e que não estava disponível na anterior proposta de PDIRT-E 2013, nomeadamente desagregando a informação global do plano ao nível da informação por projeto de investimento, ou para efeitos de quantificação de benefícios, por blocos de projetos, quando os mesmos estejam diretamente relacionados.

Em particular, a proposta disponibiliza informação, individualizada uma ficha de caracterização de cada projeto de investimento (Anexo 8) onde é descrito o projeto, a sua motivação, a previsão de data de entrada em exploração bem como as alternativas estudadas. Esta informação é complementar à informação relativa a custos já referida, bem como à informação sobre a quantificação dos benefícios referida no ponto seguinte.

Em termos de desagregação da informação ao longo do horizonte de 10 anos, a proposta de PDIRT-E 2015 descreve com maior detalhe os 5 primeiros, entre 2016 e 2020, 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.

Em termos de prioridade dos projetos propostos associados a cenários de oferta, ao disponibilizar informação sobre as previsões das datas de comissionamento dos centros electroprodutores, o operador da RNT identifica quais os projetos que o operador considera como prioritários para o triénio 2016-2018.

**Questão 13**

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015, quer global, quer por projeto de investimento, é suficiente e que, as datas perspectivadas para a conclusão dos projetos (ou bloco de projetos) de investimento e consequente entrada em exploração dos mesmos são adequadas?

**Questão 14**

Em particular, e no que diz respeito ao triénio 2016-2018, considera que os projetos (ou blocos de projetos) de investimento programados são os prioritários e que a sua calendarização é a mais adequada?

No que diz respeito à incerteza dos cenários adotados, a proposta de PDIRT-E 2015 apresenta, no capítulo 6, as conclusões da análise de sensibilidade realizada aos cenários quer do lado do consumo quer do lado da oferta. Conclui o operador da RNT que o adiamento da data de comissionamento dos novos centros electroprodutores hídricos inscritos no PNBEPH permite adiar a data de entrada em exploração de alguns projetos de investimento na RNT. Em causa está o adiamento dos projetos “Ligação a 400 kV Penela-Seia”, associado à central hídrica de Girabolhos, e a “Ligação a 400 kV Vieira do Minho-Ribeira da Pena-Fridão-Feira”, associado ao reforço dos novos aproveitamentos da região do Alto Tâmega.

Em sentido oposto, a proposta refere que a simulação de um cenário de antecipação do descomissionamento das centrais a carvão, e de Sines<sup>2</sup> em particular (em serviço no cenário base do plano), tem como consequência a antecipação de alguns projetos, nomeadamente do eixo a 400 kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões previsto para 2018, com o objetivo de escoar o maior trânsito de energia de norte para sul devido a uma falta de produção na região Sul. Igualmente antecipados seriam os projetos “reforço da capacidade de transporte da linha a 400 kV Lavos-Rio Maior”, previsto para 2022 e a “ligação a 400 kV Rio Maior-Almargem do Bispo-Fanhões”, prevista para 2023.

No que se refere às análises de sensibilidade aos cenários de procura (redução da taxa de crescimento), conclui o operador da RNT que face ao cenário base, o impacto é menos significativo no que diz respeito à calendarização proposta para os projetos de investimento, conduzindo ao adiamento do reforço da capacidade de transformação em algumas subestações bem como ao adiamento do novo injetor de Vila Nova de Famalicão e Almargem do Bispo.

**Questão 15**

---

<sup>2</sup> As datas de descomissionamento das centrais de Sines, Pego e Tapada do outeiro está prevista respetivamente para 2017, 2021 e 2024

Considera que as análises de sensibilidade efetuadas são suficientes e adequadas, ou poderiam existir outras análises à incerteza dos cenários que poderiam ter sido realizadas?

### 3.1.5 VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Em termos gerais, a proposta de PDIRT-E não deve responder apenas à necessidade do cumprimento de um conjunto de critérios de planeamento, para dar resposta aos objetivos estratégicos e vetores de investimento definidos pelo operador da RNT, mas também à prossecução de uma racionalidade económica. 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 na elaboração dos TYNDP. Adicionalmente, o Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, estabeleceu que as decisões de seleção dos Projetos de Interesse Comum (PCI) se suportarão em análises custo-benefício dos projetos candidatos, o que reforça a necessidade de incluir a nível nacional práticas similares. Acresce-se que a metodologia CBA adotada pela ENTSO-E no âmbito do referido Regulamento adota como ano de referência o ano 2030, e adota cenários no TYNDP, que se constituem como visões extremas e que pretendem abranger todas as possibilidades de desenvolvimento no futuro. Estes cenários são distintos dos cenários do RMSA-E 2014 adotados na proposta de PDIRT-E 2015.

A proposta de PDIRT-E 2015 disponibiliza informação com vista a fundamentar as decisões tomadas sobre opções de investimento face às alternativas estudadas. Assim, no ponto 6.4 são apresentados os resultados da metodologia adotada pelo operador da RNT em termos de benefícios resultantes dessas opções.

O ponto 6.4 inclui uma descrição dos 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.

No que diz respeito ao ano de referência para efeitos da quantificação de benefícios, esta foi realizada tendo por referência o ano de 2025 e um cenário base em que todos os projetos estão implementados.

A rede de referência, incluindo todos os projetos propostos na proposta de PDIRT-E 2015, inclui aqueles que fazem parte do TYNDP 2014, designadamente para o projeto de interligação no Minho.

Posteriormente, a essa rede de referência, é retirado cada projeto (ou bloco de projetos) e comparados os valores de cada atributo antes e depois de retirado o projeto (ou bloco de projetos). Assim, são monetizados os benefícios decorrentes dos benefícios socioeconómicos decorrentes da redução dos custos com combustíveis fósseis devido a uma maior integração de produção renovável, com redução das emissões de CO<sub>2</sub> e ainda ganhos decorrentes da troca com as redes interligadas com a RNT. Outros



atributos como a redução de perdas, acréscimo de integração de renovável na rede, diminuição da carga natural em risco, ou redução do risco de perda de capacidade de transporte da rede ou da capacidade de ligação de produção à RNT são valorizados em termos energéticos sem qualquer indicador económico que permita a sua monetização.

**Questão 16**

Considera que a metodologia de valorização de benefícios, adotada na proposta de PDIRT-E 2015 é adequada?

**Questão 17**

Considera que deveriam ser adotados indicadores económicos que permitissem monetizar os atributos ainda não monetizados associados a cada projeto ou bloco de projetos de investimentos, como por exemplo a redução de perdas ou redução da carga natural em risco? De que forma?

**Questão 18**

Considera que a avaliação deve ser determinística tendo por base apenas o cenário central do RMSA-2014, ou deveria ser estocástica (probabilística)? Será que deveriam ser utilizados outros cenários alternativos ao cenário base?

**Questão 19**

Considera que os cenários adotados na proposta de plano deveriam ter como ano de referência não apenas 2025, mas igualmente 2030 (ano de referência do TYNDP)?

### **3.2 CRITÉRIOS E PRINCÍPIOS PARA APOIO À DECISÃO DE INVESTIMENTO**

A proposta de PDIRT-E 2015 apresenta-se como o resultado de um exercício de planeamento que pretende identificar necessidades de desenvolvimento e modernização da RNT, assegurando uma resposta adequada a necessidades futuras, tendo por base os seguintes objetivos estratégicos:

- a) Existência de capacidade de receção de nova produção e demais orientações de política energética;
- b) Garantia de uma adequada segurança de abastecimento dos consumos;
- c) Assegurar bons padrões de qualidade de serviço de acordo com as melhores práticas internacionais;
- d) Assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, promovendo uma maior integração europeia e uma maior competitividade na perspetiva da efetivação do Mercado Interno de Energia;
- e) Eficiência operacional associada à operação a RNT, com destaque para a gestão do final da vida útil de ativos;

- f) Valorização socioambiental, através de uma avaliação ambiental estratégica, efetuada ao desenvolvimento da RNT numa perspetiva da sua otimização em termos de energéticos, ambientais e de ordenamento do território.

Alinhados com estes objetivos, a proposta de PDIRT-E 2015 classifica os projetos de investimentos em função de vetores estratégicos, nomeadamente:

- a) Desenvolvimento Estratégico de Rede;
- b) Apoio à Rede de Distribuição;
- c) Interligações internacionais;
- d) Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos;
- e) Otimização territorial de Rede.

### 3.2.1 DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DE REDE

O vetor “Desenvolvimento Estratégico de Rede” pretende dar resposta aos objetivos estratégicos Política Energética, Segurança de Abastecimento, Qualidade de Serviço e Competitividade. Para tal, engloba três grandes grupos de projetos de investimento, com as seguintes finalidades: 1) responder às necessidades de capacidade de receção da rede para integração de nova produção de origem renovável, 2) garantir a segurança do abastecimento de consumos e garantir os adequados níveis de qualidade de serviço e segurança de operação da RNT, e finalmente 3) adequar a RNT em termos de perfis de tensão e otimizar a gestão dos trânsitos de reativa na RNT.

A proposta de PDIRT-E 2015 propõe um investimento global, ao longo dos cinco primeiros anos do horizonte do Plano, da ordem dos 260 milhões de euros, ou seja 45% do investimento total, repartido por projetos relativos à integração de renováveis (185 M€), reforço interno de rede (65 M€) e gestão de reativa (13 M€).

Em relação ao primeiro ponto, ter-se-á que considerar que o licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial processa-se nos termos da Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, que alterou a Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto. Nos termos desta Portaria, as licenças de produção são emitidas pela DGEG e dependem da prévia atribuição de um ponto de receção ao promotor.

O processo tem início com o pedido, por parte do promotor ao operador da rede onde se pretende ligar, com conhecimento da DGEG, da informação sobre as condições de ligação à rede, relativo ao ponto de receção ao qual se pretende ligar e de informação sobre a existência de capacidade de receção na zona de rede pretendida.

Em função do ponto de ligação, o operador da rede informa o promotor da existência de capacidade, bem como da necessidade de reforço da rede caso a rede atual não disponha dessa capacidade, informando-o das obras necessárias, a suportar por este.

A legislação e regulamentação aplicáveis preveem a existência de regras no âmbito da partilha, entre operadores das redes e produtores, dos encargos associados a esses reforços de rede, desde logo com vista a não repercutir exclusivamente nos consumidores de energia elétrica os custos respetivos.

#### **Questão 20**

Considera que a partilha de encargos de reforço de rede para integração de nova produção, implícita na proposta de PDIRT-E 2015, é a mais adequada?

#### **INTEGRAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO DE ORIGEM RENOVÁVEL**

A proposta de PDIRT-E 2015 propõe um conjunto de projetos de investimento, ao longo dos cinco primeiros anos do plano, no total de 185 milhões de euros, com o objetivo de dar resposta às orientações de política energética, nomeadamente criando condições para que exista suficiente capacidade de receção de nova capacidade de produção de origem renovável. Neste sentido, a proposta disponibiliza informação, por região, da evolução do défice de capacidade da RNT ao longo do horizonte do plano, em função da concretização dos projetos propostos.

Importa contudo sublinhar que a proposta não disponibiliza informação que permita identificar qual o volume de nova capacidade de produção já licenciada a ligar a cada subestação da RNT, nem quais os projetos justificados por instalações de produção cujas licenças de produção ainda não foram atribuídas. Nesse particular, registre-se que existem licenças de produção atribuídas antes da publicação da legislação de 2012, e outras que ainda não foram atribuídas.

Segundo a proposta, existe um conjunto de áreas onde, face ao conjunto de licenças de produção já atribuídas em data anterior ao Decreto-Lei n.º 215-B/2012, se verifica um défice de capacidade de receção e, por isso, conclui o operador da RNT ser necessário reforçar a RNT em conformidade, permitindo a receção e o escoamento da nova produção. Em particular, a proposta refere que, na zona da Beira Interior, alguns empreendimentos (parques eólicos) estão ligados à RNT, mas estão sujeitos à restrição de operação até a rede ter capacidade suficiente, o que acontecerá em resultado da construção de um eixo a 400 kV Falagueira-Fundão, previsto que seja concluído em 2017.

A proposta de PDIRT-E 2015 destaca também a região Sul onde o crescimento dos pedidos relacionados com projetos de produção de energia elétrica a partir do sol, num total de cerca de 2 GW, leva à necessidade do reforço da RNT na região. Não estando ainda atribuídas licenças de produção a estes empreendimentos, o reforço de rede que eles provoquem deverá ter em consideração as já referidas

regras de partilha, entre operadores das redes e produtores, facto que não é referido na proposta de PDIRT-E 2015.

Por sua vez, a proposta de PDIRT-E 2015 é mais específica no que diz respeito à região a norte do Grande Porto, onde o operador da RNT propõe um projeto de investimento destinado a criar condições de rede para ligação de produção eólica *offshore* e escoamento da mesma. O projeto consiste em duas fases de investimentos até 2025, e uma terceira fase já fora do horizonte da proposta do PDIRT-E 2015. Na primeira fase, a concluir até 2017, está prevista a instalação de um cabo submarino de 17 km, a ligar a cabos de 60 kV dos promotores, e que terá a transição para linha aérea de 150 kV já em terra, numa extensão de mais de 11 km até à subestação de Vila Fria. Segunda a proposta, esta fase permitirá receber até 80 MVA e o montante de investimento previsto totaliza cerca de 48 M€.

Numa segunda fase, a concluir até 2022, e a desenvolver em conformidade com a demonstração de interesses dos promotores, está prevista a instalação de uma subestação *offshore* 150/60 kV, onde se ligarão outros promotores para além dos identificados na primeira fase. O projeto inclui ainda o desvio da linha de 150 kV para a nova subestação de Ponte de Lima numa extensão de mais 15 km. Esta fase em conjugação com a primeira fase permitirá uma capacidade de receção de cerca de 200 MW. Segundo a proposta de PDIRT-E 2015, o montante global associado a esta fase não está ainda contabilizado, sendo indicado apenas um total de 6 M€ afeto às infraestruturas *on-shore*.

Como referido, o projeto concluir-se-á numa terceira fase, a finalizar após 2025 com o reforço da capacidade de transformação e a instalação de novos troços de cabo submarino para receção de capacidade adicional, até um montante global de 400 MVA, que corresponde nesta fase a mais de 45 M€.

**Questão 21**

Considera que a atual informação disponibilizada pela proposta de PDIRT-E 2015 é suficiente para identificar e justificar as necessidades locais de reforço de rede para receção e transporte de nova produção renovável que são apresentadas?

**Questão 22**

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015 permite diferenciar os projetos de investimento na RNT, devido à integração de produção renovável, justificados por motivos de segurança de abastecimento dos restantes?

**Questão 23**

Sendo as novas infraestruturas submarinas um projeto de ligação de produção eólica *offshore* à RNT, e estando regulamentarmente estabelecido que as ligações às redes são da responsabilidade dos produtores, de que forma deveriam estas infraestruturas integrar a proposta de PDIRT-E 2015?

## REFORÇO INTERNO DA RNT

Totalizando cerca de 65 milhões de euros ao longo dos cinco primeiros anos do plano, os projetos associados ao reforço interno da RNT são complementares aos investimentos associados ao reforço da alimentação à RND, descritos no ponto 3.2.2, e aos investimentos motivados pela integração de produção renovável. São projetos mais abrangentes e têm carácter transversal, uma vez que pretendem ser eixos base da rede que deem resposta a variações da distribuição da oferta ao longo do ano, decorrentes dos diferentes regimes hidrológicos ou alterações estruturais do parque eletroprodutor, como por exemplo o descomissionamento de centrais em zonas de menor capacidade de produção instalada (Alentejo e Algarve).

São investimentos classificados como estratégicos pelo operador da RNT, que têm como principal objetivo garantir as melhores condições para escoar grandes trânsitos de energia, garantindo a segurança e qualidade do abastecimento de consumos, nomeadamente aqueles abastecidos pelos injetores da RNT à RND. Além disso, possuem a função de escoar a produção renovável, localizada em zonas específicas (por vezes de menor consumo) para zonas de onde o consumo é maior.

Assim, o operador da RNT identifica a necessidade de melhorar as condições de abastecimento de consumos, garantindo os níveis adequados de qualidade de serviço e a eficiência da operação da rede, em conformidade com os critérios de segurança de planeamento da RNT.

Em concreto, a proposta de PDIRT-E 2015 inclui um conjunto de projetos de investimentos na zona a norte do grande Porto articulando a zona do Grande Porto e a zona de Pedralva, onde é injetada forte produção a partir de recursos hídricos.

A proposta destaca ainda os investimentos no Interior Centro/Sul do país, na região Alto Alentejo, com destaque para o eixo a 400 kV Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões, em que uma das vantagens identificadas será o reforço do escoamento de trânsitos Norte-Sul, face à ausência de redundância da RNT para fazer face a situações de contingência, em especial em regimes de menor produção a sul, e tendo em consideração que, segundo a proposta, a rede de distribuição em AT não se constitui uma alternativa.

Este projeto, cuja 1ª fase do eixo, prevista para 2016, diz respeito apenas à nova linha a 400 kV Estremoz-Divor e à passagem a 400 kV da linha já em exploração Falagueira – Estremoz a 60 kV, tem assim um papel duplo, uma vez que associa um reforço interno em termos de capacidade de transporte da rede escoando energia de zonas de maior produção para zonas onde no futuro possa existir défice da mesma, mas também tem um papel de apoio à RND, a desenvolver no ponto 3.2.2. O operador da RNT refere que os investimentos propostos neste eixo permitem aumentar a flexibilidade da alimentação das redes de distribuição locais, garantindo assim a segurança N-1 e reduzindo a carga natural não garantida.

Em sede de Parecer à proposta de PDIRD-E 2014, a ERSE realçou a posição, assumida pelo operador da RND na proposta de PDIRD-E 2014, de poderem vir a ser adiados os novos pontos injetores da RNT

de Divor e Pegões, na sequência da alteração dos pressupostos que serviram de base à necessidade identificada no passado da sua instalação. No entanto, segundo a proposta de PDIRT-E 2015, no ponto 2.2.3, “a REN e a EDP Distribuição concluíram, com base nos estudos conjuntos realizados com o intuito de melhorar a qualidade de serviço na fronteira RNT/RND, que é tecnicamente inviável fechar uma malha a 60 kV entre os PdE de Estremoz, Évora e Falagueira. Dessa forma, a necessária bialimentação do PdE de Estremoz a curto/médio prazo só poderá ser realizada através da RNT”.

**Questão 24**

Tendo por base a coordenação do planeamento de redes entre o ORD e o ORT, e o PDIRD-E 2014, considera que a evolução observada nos consumos no SEN, e em particular na RND, ao longo dos últimos anos justifica a calendarização proposta?

**GESTÃO DOS PERFIS DE TENSÃO E TRÂNSITOS DE REATIVA**

A não compensação local de energia reativa traduz-se em custos para o sistema elétrico tais como o investimento em equipamentos para compensação centralizada (por exemplo, baterias de condensadores), o investimento nas redes para acomodar o trânsito de energia reativa (que limita a capacidade de transporte das linhas, cabos e transformadores), as perdas adicionais nas redes (em virtude do sobreaquecimento dos condutores por aumento da corrente elétrica associado à energia reativa) ou o sobrecusto de manutenção e operação, assim como a redução da vida útil dos equipamentos. Nesta medida, utilizadores e operadores das redes são incentivados, designadamente através de mecanismos de faturação da energia reativa, a proceder à compensação da energia reativa nas suas instalações e infraestruturas, contribuindo para a eficiência do sistema elétrico como um todo e evitando custos nas atividades de redes.

Com efeito, no que concerne particularmente à fronteira entre a rede de transporte e a rede de distribuição encontra-se estabelecida a faturação da energia reativa nas entregas do operador da RNT ao operador da rede de distribuição quando a energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio exceda 30% da energia ativa consumida no mesmo período, estando também prevista a possibilidade de faturação da energia reativa capacitiva medida nas horas de vazio. Precisamente no contexto do controlo do perfil de tensões na rede de transporte, e em cenários de excesso de reativa na rede, particularmente nas horas de vazio, o operador da RNT propõe para os cinco primeiros anos do plano cerca de 13 milhões de euros em investimento em reatâncias em paralelo, designadamente com vista à compensação da reativa capacitiva gerada por linhas de transporte sujeitas a regimes de carga baixos.

Em qualquer caso, a minimização do trânsito de reativa no sistema deve considerar conjuntamente as redes de transporte e de distribuição e, assim, e tendo presente a existência das regras anteriormente referidas, que condicionam o comportamento do sistema de distribuição, importa esclarecer em que medida o investimento proposto beneficia ou não dessa consideração conjunta.

**Questão 25**

Considera que a instalação de reatâncias em paralelo é o único meio adequado para controlar o nível de tensão na rede em períodos de utilização reduzida de determinados elementos de rede?

**Questão 26**

Em que medida a proposta de PDIRT-E 2015 deveria refletir uma maior coordenação entre os operadores das redes de transporte e de distribuição em matérias de gestão de reativa na rede de transporte?

### 3.2.2 APOIO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COORDENAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RNT E O OPERADOR DA RND

#### **APOIO À RND**

O vetor “Apoio à rede de Distribuição” é complementar ao vetor “Desenvolvimento Estratégico de Rede” dando igualmente resposta aos objetivos estratégicos Segurança de Abastecimento e Qualidade de Serviço, mas procurando ainda responder a questões de eficiência da operação da RNT.

Na atual proposta de PDIRT-E 2015, na ausência de necessidades de rede associadas à alimentação de consumidores ligados diretamente à rede de transporte (MAT), são propostos investimentos que incidem principalmente na alimentação das redes de distribuição em AT, que por sua vez alimentam as restantes redes e consumidores a jusante (AT, MT e BT), acomodando solicitações do operador da Rede Nacional de Distribuição (RND).

Para além dos investimentos descritos no ponto 3.2.1, relativos ao reforço de alimentação à Subestação de Estremoz, as necessidades identificadas pelo operador da RND em coordenação com o operador da RNT, dizem respeito sobretudo à criação do novo ponto injetor de Alcochete.

Refere a proposta de PDIRT-E 2015 que, “justificado pelo crescimento urbano verificado na margem esquerda do rio Tejo, na zona do Montijo/Alcochete, motivou o estudo entre os operadores da RNT e da RND da possibilidade de abertura de um novo ponto injetor MAT/AT na zona”. Refere ainda que “com a abertura da subestação de Alcochete será possível ultrapassar constrangimentos verificados ao nível da RND em caso de falha de uma de várias linhas locais da RND (redução de ENF de 46,7 MWh/ano), permitindo, simultaneamente, uma redução significativa de perdas na RND (redução de 5 367 MWh/ano).”

Os restantes projetos dizem respeito ao reforço e adequação da capacidade de transformação MAT/AT nas subestações existentes, de modo a assegurar as condições de segurança do abastecimento e continuidade de serviço, em cumprimento dos padrões técnicos regulamentares.

No global, estes projetos, classificados como para benefício da RND, totalizam cerca de 125 milhões de euros ao longo dos cinco primeiros anos do plano.

**Questão 27**

Considera que as soluções de investimento apresentado na proposta de PDIRT-E 2015 para reforço da alimentação à rede de distribuição são as mais adequadas, e são consistentes com o PDIRD-E 2014?

**COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND**

Num contexto em que a proporção da capacidade de produção ligada às redes de distribuição está a crescer e emerge a tecnologia que permitirá uma participação efetiva da procura, as relações e cooperação entre o operador da RNT e os operadores 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, atendendo à diversidade de condições de exploração que surgirão no contexto acima referido. Refira-se que estas ideias estão patentes no documento de conclusões “The Future Role of DSOs”, publicado pelo CEER em julho de 2015.

Adicionalmente, observou-se no passado que o Operador da RNT tem sido responsável por decisões de planeamento num perspetiva global do SEN, designadamente associadas ao equilíbrio produção-consumo e, em grande medida, à garantia de perfis de tensão adequados 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<sup>3</sup> e da tensão da rede de distribuição, que implicará uma coordenação dos Operadores da RNT e da RND nestes temas.

Na proposta de PDIRT-E 2015 são apresentados casos de coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND, que visam uma adequação dos respetivos planos de investimentos e das condições de exploração das suas redes. Em particular, referem-se os estudos efetuados em conjunto para a melhoria da qualidade de serviço na fronteira RNT/RND (fecho de malhas) e também a recalendarização de novos pontos injetores, como por exemplo a antecipação da abertura da subestação de Alcochete ou o atraso da subestação de Vila Nova de Famalicão, de forma a coordenar o desenvolvimento das redes de transporte e distribuição.

**Questão 28**

---

<sup>3</sup> Este desenvolvimento será natural para a regulação secundária e terciária, mantendo-se a regulação primária (controlo frequência-potência) fora dos sistemas locais de equilíbrio produção-consumo.



Atendendo às ações de coordenação explicitadas na proposta de PDIRT-E 2015 em apreço, bem como às perspetivas europeias para o papel futuro dos operadores das redes de distribuição, considera que o atual nível de cooperação entre o operador da RNT e o operador da RND é adequado?

### 3.2.3 OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL DA REDE

A proposta de PDIRT-E 2015 propõe, ainda que só após 2020, melhorias ao nível da otimização da ocupação territorial de zonas urbanas consolidadas de elevada densidade populacional, acompanhadas do reforço da segurança de alimentação aos consumos nestas áreas metropolitanas. Estas melhorias deverão ser efetivadas através da reformulação de partes da estrutura existente, nomeadamente mediante a alteração de alguns troços de 220 kV atualmente em tipologia de circuito aéreo para circuito subterrâneo, cuja programação temporal foi já ajustada face à proposta de PDIRT-E 2013, e cujo prazo de realização, entre 2020 e 2025, mantém o seu carácter previsional. Deste modo, estes troços podem ser novamente ajustados em função dos respetivos estudos em curso.

#### Questão 29

Considera que a calendarização proposta para os projetos otimização da ocupação territorial é adequada?

Tendo presente o compromisso resultante da recente Declaração de Impacto Ambiental da linha Armamar – Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT na região do Alto Douro Vinhateiro (ADV), a presente proposta de PDIRT-E 2015 inclui um conjunto de intervenções na RNT. Estes projetos tinham sido já incluídos na proposta de PDIRT-E 2013, abrangendo a otimização de linhas da RNT, cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de realocação fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes.

A atual proposta refere, contudo, que o prazo previsto para a realização dos projetos, em 2020, depende ainda de uma avaliação de estudos já em curso.

#### Questão 30

Tendo em conta que a solução de investimento proposta para a otimização de corredores de linhas da RNT na área demarcada do Alto Douro Vinhateiro não apresenta outra alternativa que dê resposta ao problema identificado, considera que a calendarização do investimento é adequada?

### 3.2.4 GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

O vetor “Gestão de fim de vida útil de ativos” é complementar aos restantes vetores, em especial ao vetor “Desenvolvimento Estratégico de Rede”, dando igualmente resposta aos objetivos estratégicos Segurança de Abastecimento e Qualidade de Serviço, mas procurando ainda responder a questões de eficiência da operação da RNT.

A proposta de PDIRT-E 2015 descreve as necessidades de investimentos em remodelação de equipamentos da RNT, decorrente 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 Índice de Estado do Ativo (IE). A metodologia tem em conta não apenas a idade do ativo, mas outros fatores tais como o desempenho do mesmo, o seu grau de obsolescência, ou a incapacidade de manutenção do mesmo quer por falta de conhecimento tecnológico quer por falta de peças suplentes.

De acordo com a informação da proposta de PDIRT-E 2015, nos próximos 5 anos cerca de 850 km de linhas deverão alcançar 30 anos de operação, enquanto nos 5 anos seguintes, isto é no 2.º quinquénio do plano, mais 800 km deverão também atingir esta idade, face ao total de 6 900 km<sup>4</sup> atualmente em exploração, dos quais cerca de 2 000 km já em fim de vida útil contabilística.

No que respeita aos transformadores de potência, a caracterização da RNT atual mostra que mais de 30% dos autotransformadores e transformadores MAT/AT (entre 55 e 60 unidades) tem uma idade acima dos 25 anos, aumentando a probabilidade de substituição em função dos estudos de fiabilidade e dos crescentes custos de manutenção.

De acordo com a informação constante na proposta de PDIRT-E 2015, as linhas que no horizonte do plano atingem uma idade de 30 anos totalizam de cerca de 300 M€ caso fossem substituídas. Por outro lado, os equipamentos instalados em subestações com idade superior a 30 anos obrigariam a um investimento de quase 500 M€.

Os principais projetos referem-se a remodelações de sistemas de proteção e comando<sup>5</sup> (cerca de 31% do investimento total em remodelações entre 2016 e 2020) e remodelação de linhas (19%). Existem também casos em que está prevista a remodelação integral de subestações, designadamente as de Porto Alto e Carregado, ambas em final de vida útil, e sem qualquer remodelação profunda em mais de 40 anos.

---

<sup>4</sup> Comprimento dos corredores de linha.

<sup>5</sup> 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.

Assim, a proposta prevê um conjunto vasto de ações de modernização que podem consistir em remodelação parcial do ativo até à substituição do mesmo. O conjunto de investimentos propostos nos 3 primeiros anos do horizonte do plano, num total de cerca de 100 M€, subdivide-se em remodelação de linhas (*uprating* ou substituição de cadeias de isoladores) e equipamento de subestações, com destaque para as remodelações integrais das subestações de Porto Alto e Carregado, as quais representam cerca de 25 M€.

A proposta complementa o plano de investimentos com a quantificação dos benefícios decorrentes da poupança com o Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil (IMEEFVU), num total de 6 M€, mas não quantifica ou monetiza outros ganhos decorrentes do aumento da fiabilidade de operação da RNT.

**Questão 31**

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2015 é suficiente para avaliar a necessidade de substituição ou remodelação de equipamentos, tendo por base o risco associado à sua operação no estado atual?

**Questão 32**

Considera que existem outros benefícios decorrentes da modernização da RNT que deveriam ser quantificados?

Na perspetiva global do SEN e de modo a permitir a evolução do atual modelo do setor elétrico para o modelo descrito no ponto 3.1.1, que beneficiará de uma participação ativa dos consumidores, as estratégias de gestão de ativos que estão a ser seguidas pelo Operador da Rede de Transporte poderão vir a revelar-se um instrumento muito importante, que permitirá diferir ou mesmo evitar investimentos na rede de transporte, em particular os investimentos de reforço de capacidade que têm períodos de vida útil de 30 ou mais anos.

**Questão 33**

No que diz respeito à gestão de ativos e respetivos projetos de investimento, como avalia o equilíbrio entre os custos desses projetos e os impactos na qualidade de serviço da sua não concretização?

### **3.2.5 DESENVOLVIMENTO DO MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE (INTERLIGAÇÕES, PCI)**

No âmbito da política energética europeia, 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 Membro. 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 interno 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 e o Conselho Europeu consideram que este objetivo deverá ser essencialmente 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 em Estados Membros em que o mesmo se encontra abaixo de 10%.

A Península Ibérica está identificada como uma das regiões periféricas da Europa em que o nível de interligações é particularmente reduzido e não cumpre atualmente o objetivo dos 10% (em 2014, Portugal – 7% e Espanha – 3%). No caso de Portugal a implementação dos PCI de eletricidade da 1.ª lista da União (que elevarão a capacidade de interligação com Espanha para 3000MW para fins comerciais) permitirá alcançar em 2020 um nível de interligação entre 10% e 15%, o mesmo não acontecendo com Espanha, que deverá situar-se entre 5% e 10% mesmo após a implementação de todos os PCI da 1.ª lista relativos a interligações. Por este motivo, e com o objetivo de melhorar a cooperação regional, foi criado pela Comissão Europeia um Grupo de Alto Nível que terá como objetivo acelerar a implementação de projetos de eletricidade e gás natural que aumentem as capacidades de interligação da Península Ibérica com o resto da Europa, sujeitando os vários intervenientes a um Plano de Ação supervisionado pela Comissão Europeia.

Atualmente, e de acordo com a proposta de PDIRT-E 2015, para o ano 2015, o operador da RNT prevê valores mínimos expectáveis da ordem de 1600 MW e 1700 MW, respetivamente no sentido exportador e importador (com restrições de rede).

Para concretizar esse objetivo, a atual proposta de PDIRT-E 2015 dá continuação à estratégia de reforço da capacidade de interligação, nomeadamente na área a norte da região do Grande Porto, onde irá ser concluída a construção do eixo a 400 kV entre o Minho (Ponte Lima) e a região da Galiza (Fonte Fria), tal como já previsto no plano decenal “*Ten-Year Network Development Plan 2014 (TYNDP)*”. Prevê-se que as obras que compõem o projeto venham a ser concluídas até 2018, o que representa um adiamento face à data de 2016 na anterior proposta de PDIRT-E 2013. Deste modo, e segunda a proposta, já a partir de 2019 estarão garantidos os 3000 MW em ambos os sentidos, e 3200 MW em 2025, superior a 35% do valor anual da ponta síncrona nacional. A proposta de PDIRT-E 2015 refere ainda a importância da contribuição da linha de 400 kV Pedralva-Sobrado (Porto) e da linha Pego – Falagueira, as quais permitirão escoar o acréscimo de nova produção de origem renovável, nomeadamente os novos centros electroprodutores a instalar nas zonas Cávado/Alto Tâmega e Serra da estrela.

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, foi publicada no Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013, da Comissão, de 14 de outubro, a primeira lista de PCI, contendo 4 projetos incluídos na proposta de PDIRT-E 2013.

Tendo em conta o processo de interação entre o PDIRT-E e o TYNDP, a atual proposta de PDIRT-E 2015 inclui esses mesmos projetos, ainda que tenham existido algumas alterações de nomenclatura, decorrentes da alteração geográfica do traçado dos eixos de 400 kV.

Especificamente para o caso português, na 1.ª lista da União, publicada ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013, foram classificados como PCI as seguintes linhas de transporte a 400 kV:

**2.16** O *cluster* no Norte de Portugal, destinado a aumentar da capacidade de receção e integração de nova capacidade de produção de origem renovável:

**2.16.1** Linha interna em Portugal, entre Pedralva e Alfena<sup>6</sup>;

**2.16.2** Linha interna em Portugal, entre Pedralva e Vila Fria B<sup>7</sup>;

**2.16.3** Linha interna em Portugal, entre Frades B, Ribeira de Pena e Feira<sup>8</sup>;

**2.17.** O novo eixo a 400 kV, composto pela linha de interligação entre Portugal e Espanha, ligando as subestações de Vila Fria, Vila do Conde, Recarei, do lado português e a Subestação de Beariz/Fontefría, do lado espanhol<sup>9</sup>.

Estes projetos mantêm-se nas listas regionais de projetos de eletricidade candidatos a PCI, que darão origem à 2.ª lista da União, que se encontra atualmente em fase final de aprovação. De acordo com a informação prestada na proposta de PDIRT-E 2015, estes projetos deverão ser transferidos para exploração entre 2018 e 2022 e o custo de investimento previsto é de cerca de 150M€, num total de cerca de 1170M€ para os 10 anos abrangidos pelo plano.

Finalmente, para melhor entender o enquadramento da atribuição destes PCI, importará referir três pontos: (i) Espanha é o único país a que Portugal se encontra atualmente interligado; (ii) a percentagem de interligação requerida pela Comissão Europeia será atingida por Portugal com os projetos previstos na presente proposta de PDIRT-E; (iii) as metas de energia renovável estão próximas de serem atingidas por Portugal, não acontecendo o mesmo com vários países da Europa central.

---

<sup>6</sup>Na proposta de PDIRT-E2015, denomina-se “nova linha a 400kV entre Pedralva e Sobrado, ligando as subestações de Pedralva e Sobrado.

<sup>7</sup> Na proposta de PDIRT-E 2015, este projeto denomina-se “novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e Minho e ligando as subestações de Pedralva e a nova subestação de Ponte de Lima (por substituição de Viana do Castelo).

<sup>8</sup> Na proposta de PDIRT-E 2015, este projeto denomina-se “ligação a 400kV entre Ribeira da Pena-Feira” e liga as subestações de Vieira do Minho, Ribeira da Pena e Feira.

<sup>9</sup> Na proposta de PDIRT-E 2015, o projeto “nova interligação Minho-Galiza”, classificado como PCI na 1ª lista, liga a Subestação de Ponte de Lima (substituindo Viana do Castelo) e a fronteira de Espanha, em articulação com o projeto “novo eixo a 400kV entre a zona do Porto e o Minho”, que, por sua vez, liga a Subestação de Ponte de Lima à nova Subestação de Vila Nova de Famalicão (substituindo Vila do Conde).

**Questão 34**

Considera que os investimentos propostos no PDIRT-E 2015 são os indicados para garantir a Portugal o nível de capacidade de interligação definido no Pacote para a União da Energia?

**Questão 35**

As perspetivas de reforço da capacidade de interligações da Península Ibérica com o resto da Europa devem ser acauteladas de algum modo no planeamento da RNT, designadamente no segundo quinquénio?

Por outro lado, o Regulamento (UE) n.º 347/2013 prevê a possibilidade de partilha dos custos de investimento dos PCI pelos países que deles beneficiem, através de uma alocação dos mesmos na proporção dos benefícios líquidos que os projetos proporcionam a cada um dos países. Adicionalmente, os PCI, e em particular os PCI que aumentam a capacidade de interligação, poderão beneficiar de apoios financeiros instituídos a nível europeu, como por exemplo no âmbito do *Connecting Europe Facility* (CEF)<sup>10</sup> ou do *European Fund for Strategic Investment* (EFSI)<sup>11</sup>. Na presente proposta de PDIRT-E 2015, a possibilidade de recurso a fundos europeus é referida explicitamente para o caso do CEF.

**Questão 36**

Considera suficiente a informação apresentada na proposta de PDIRT-E 2015 relativamente à possibilidade de obtenção de fundos europeus e/ou instrumentos financeiros para os investimentos nela integrados, designadamente os que estão classificados como PCI, bem como o seu efeito em termos de impacto tarifário?

---

<sup>10</sup> Regulamento UE n.º 1316/2013, de 11 de dezembro, que prevê até 2020 a atribuição de fundos e instrumentos financeiros superior a 5 biliões de euros.

<sup>11</sup> O *European Fund for Strategic Investment* (EFSI) foi lançado pela Comissão Europeia em janeiro de 2015 e pretende mobilizar 315 biliões de euros para investimentos públicos e privados

#### 4 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 2016-2025 (PDIRT-E 2015), de julho de 2015, preparado pela REN – Rede Elétrica Nacional 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 2015-2030, de fevereiro de 2015, emitido pela Direção Geral de Energia e Geologia.
3. Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, 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.
4. Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, 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 dada 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.
5. Portaria n.º 133/2015, de 15 de maio, que altera a Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, 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.
6. 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.

7. Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, que estabelece as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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).
12. 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.