ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Parecer sobre

"Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017). "

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário[1] (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei N.º 84/2013, de 25 de junho *"(...) órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços."* [2]

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

O Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a " *Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020*" [3] cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da elaboração do presente parecer foram efetuadas apresentações do PDIRT-E ao CT:

- Pela REN em 23/fevereiro/2018;
- Pela ERSE em 9/março/2018.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

[1] Doravante abreviado por CT.
[2] Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho
[3] Ref: E-Tecnicos/2018/221/VM/mm, de 15/fevereiro/2018

"Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)"

I

GENERALIDADE

A. Introdução

1. Em cumprimento do estabelecido no n.º 1, do artigo 36.º-A, do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a REN – Rede Elétrica Nacional, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), uma proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017).

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

B. Enquadramento

A elaboração do PDIRT-E 2018-2027 pela REN, enquanto ORT, encontra-se sujeita à seguinte legislação comunitária e nacional:

B.1 Legislação comunitária

1. **Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - estabelece as regras comuns para o mercado interno de eletricidade e 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 ordem jurídica interna 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, respetivamente, o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

2. **Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho** - consagra as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de eletricidade, estabelece o conceito de plano decenal, 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.

3. **Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril** - destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E).

   Este Regulamento dá prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelece os critérios para a identificação de Projetos de Interesse Comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia. Os três principais objetivos deste Regulamento são:

   a) Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;

   b) Estabelecer regras para a imputação dos custos transfronteiriços dos PCI;

   c) 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 lista de PCI da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2016/89, de 18 de novembro de 2015, será substituída pela terceira lista de PCI da União, publicada em 23 de novembro de 2017, que deverá ser fixada por um Regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento (UE) n.º 347/2013 e a publicar brevemente.

4. **Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro** - 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.

5. **Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, estabelece o código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (RfG)**

   a) O Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão estabelece um código de rede que define os requisitos para a ligação à rede interligada de instalações geradoras, nomeadamente módulos geradores síncronos, módulos de parque gerador e módulos de parque gerador ao largo. Contribui, por conseguinte, para assegurar condições equitativas de concorrência no mercado interno da eletricidade, para garantir a segurança das redes e a integração das fontes de eletricidade renováveis, e para facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia.

   b) As novas realidades de produção renovável exigem que essas tecnologias não deixem de ter capacidade técnica para acomodar perturbações de rede e assim contribuir para a segurança e estabilidade dos sistemas e redes, à semelhança dos restantes centros electroprodutores em condições de equidade, razão que torna imprescindível o enquadramento técnico destas características. Este esforço está a ser objeto de normalização ao nível europeu através do presente Regulamento que afeta as condições técnicas de ligação.

   c) Este Regulamento estabelece igualmente obrigações destinadas a garantir que os operadores de rede fazem uma utilização adequada das capacidades das

instalações geradoras, de forma transparente e não discriminatória, para proporcionar condições equitativas em toda a União Europeia.

B.2 Legislação nacional

1. **Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro** - procedeu à sexta alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que consagra 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.

2. **Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro** - constitui a quinta alteração do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, que estabelece os princípios gerais relativos à organização e ao 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.

De acordo com o artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, republicado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o operador da RNT deve elaborar um plano decenal do desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT), que inclua:

a. Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio seguinte;

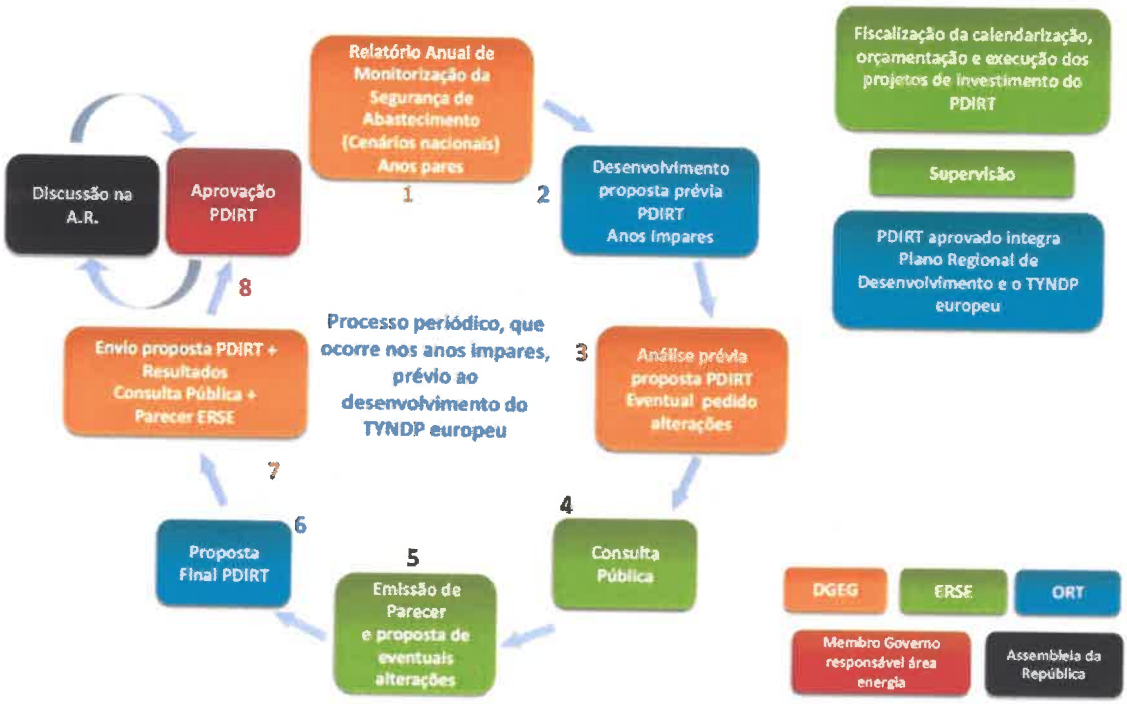
b. Indicação dos investimentos que o operador da RNT tenha já decidido efetuar e, de entre estes, os que preveem realizar nos três anos seguintes;

c. O calendário dos projetos de investimento.

C. Procedimentos

1. O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do Plano Nacional Decenal de Investimento na Rede de Transporte pode sintetizar-se no seguinte esquema:

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



Fonte: ERSE - Proposta de PDIRT-E 2018-2027

2. O planeamento da RNT deve estabelecer medidas que permitam assegurar a adequação da rede, a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade, de acordo com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço.

3. A REN, enquanto ORT, envia à DGEG para apreciação, a sua proposta de PDIRT-E, até 31 de março dos anos ímpares. A apreciação pela DGEG rege-se pelas necessidades de investimento com vista a assegurar níveis adequados do segurança de abastecimento e ainda o cumprimento de outras metas de política energética.

4. A proposta de PDIRT-E em apreço é submetida a consulta pública pela ERSE, nos termos do número 4, do art.º 36º-A do DL 172/2006, de 23 de agosto. Este documento, sujeito a consulta pública, já incorpora eventuais pedidos de alterações apresentados pela DGEG à proposta inicial da REN.

5. Posteriormente, o parecer da ERSE acompanhado dos resultados da consulta pública é enviado ao membro do Governo responsável pela área da energia, a quem cabe a decisão final relativamente à aprovação do PDIRT-E.

6. Esta consulta decorre do processo de apresentação e aprovação da proposta de PDIRT-E, para o período 2018-2027, que assenta no RMSA-E 2016, aprovado em janeiro de 2017, apresentada pela REN, enquanto entidade concessionária da RNT (Rede Nacional de Transporte) à ERSE.

7. O CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao calendário de aprovação do PDIRT-E. Atualmente, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto (na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro), estabelece que o Governo tem 30 dias para aprovação. Por seu turno a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2017, veio adicionar uma nova etapa ao processo de apreciação e aprovação do PDIRT traduzida na discussão da proposta por parte da Assembleia da República, após Parecer da ERSE decorrente da análise dos resultados da presente consulta pública.

8. Este processo terá o seu desfecho com a decisão pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Afigura-se, contudo, necessário clarificar a sequência do processo de decisão por cada um dos intervenientes, bem como os respetivos prazos associados a cada uma das etapas deste processo, salvaguardando a atempada decisão relativa aos projetos apresentados na proposta de PDIRT-E.

9. A este propósito o CT reitera a preocupação pelo facto de a proposta de PDIRT- E 2015, após Consulta Pública e Parecer da ERSE continuar sem decisão por parte do concedente.

D. Recomendações do CT à proposta de PDIRT-E 2018 – 2027

1. Globalmente, o CT considera esta proposta de PDIRT-E positiva, nomeadamente pelas diversas melhorias introduzidas pela REN face ao PDIRT-E anterior nomeadamente:

    a. **Previsão da evolução do consumo de eletricidade e ponta síncrona**: A atual proposta incorpora a evolução da procura prevista no RMSA-E 2016, que reflete as orientações de politica energética do Governo e é publicado pela DGEG, adotando, como cenário base para o exercício de planeamento, o cenário Inferior do RMSA-E 2016, e realizando uma análise de outros cenários de procura Central e Superior que são mais exigentes, nas opções de investimento. Na última proposta de PDIRT-E 2015, foi adotado como cenário base, o cenário central do RMSA-E 2014.

    b. **Caraterização dos custos e benefícios associados aos projetos de investimento**: À semelhança da proposta de PDIRT-E anterior, o operador da RNT utilizou uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) no seu processo de avaliação e seleção de projetos de investimento. Adotando esta metodologia, o operador da RNT apresenta na proposta de PDIRT-E 2017 as soluções técnico-económicas (projetos de investimento) que entende darem melhor resposta às diferentes necessidades, tendo:

        i. Aplicado esta metodologia individualmente a cada projeto complementar;

        ii. Introduzido algumas melhorias, como por exemplo a monetização da variação das perdas elétricas, mas também a disponibilização sobre dados relativos ao Índice de Estado dos ativos.

    c. **Identificação dos projetos que necessitem Decisão Final de Investimento (DFI)**: na atual proposta, o ORT adotou uma nova linha de orientação do plano e identifica claramente quais os projetos que considera fundamentais e para os quais é necessário DFI (respetivos montantes) no primeiro quinquénio do plano. Os projetos foram classificados em dois segmentos:

i. Projetos Base, que terão necessariamente de se realizar para garantir a segurança de pessoas e bens, os níveis de operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND, para os quais é necessária uma decisão de investimento;

ii. Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados à implementação de medidas de política energética.

d. **Projetos futuros**: a anterior proposta não indicava projetos para decisão futura. O PDIRT-E 2017 dedica o ponto 5.4 ao tema "energias renováveis de origem ou localização oceânica", concretamente ao aproveitamento de produção de energia eólica localizada ao largo de Viana do Castelo. O operador da RNT informa que "o projeto para receção de energia *offshore* ao largo de V. de Castelo será totalmente financiado com subsídios". Apresenta ainda o indutor "Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar", dando relevo à informação disponibilizada sobre o elevado volume de pedidos para ligação de projetos solares, totalizando mais de 3000 MW, distribuídos essencialmente pelo Alentejo e Algarve.

e. **Quantificação do custo total de cada projeto**: Face à proposta anterior, em que apenas era disponibilizada informação dos custos dos projetos a custos diretos externos (CDE), o ORT identifica agora os montantes relativos a encargos de estrutura e gestão e a encargos financeiros, permitindo quantificar de forma clara o custo total a incorporar no cálculo das tarifas.

f. **Análise do Impacto tarifário**

i. O operador da RNT disponibiliza informação sobre a estimativa do impacto tarifário, referindo os pressupostos considerados na determinação dos mesmos, para os Projetos Base e para o agregado de Projetos Base e Projetos Complementares.

ii. À semelhança da proposta de PDIRT-E 2015, a análise de impactos foi realizada em várias vertentes (preço médio do SEN, preço médio das tarifas de acesso, proveito unitário da atividade de TEE).

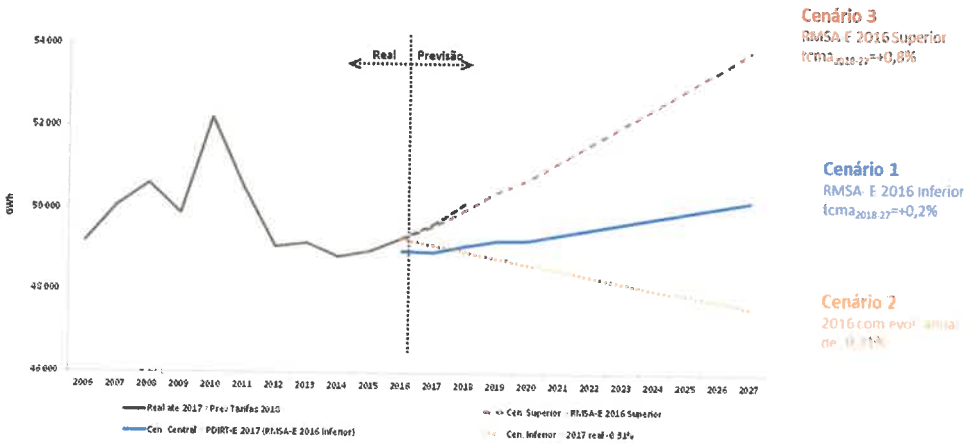
iii. Foi considerado um cenário de consumo conservador, (estagnação no nível previsto para Tarifas 2017) sendo assim o mais desfavorável para medir o impacte tarifário, enquanto na proposta de PDIRT-E 2015 foi apresentada a sensibilidade dos impactos em relação à variação do consumo.

iv. São também apresentados os impactos tarifários individualizados para cada Projeto Complementar.

v. Da informação apresentada ao CT, este regista positivamente o facto de em qualquer dos cenários de investimento futuro, o esforço tarifário ser consistentemente decrescente, resultante da diminuição da base de ativos líquidos a remunerar em qualquer dos cenários considerados pela ERSE.

vi. De acordo com os gráficos abaixo, constantes da apresentação ao CT pela ERSE:

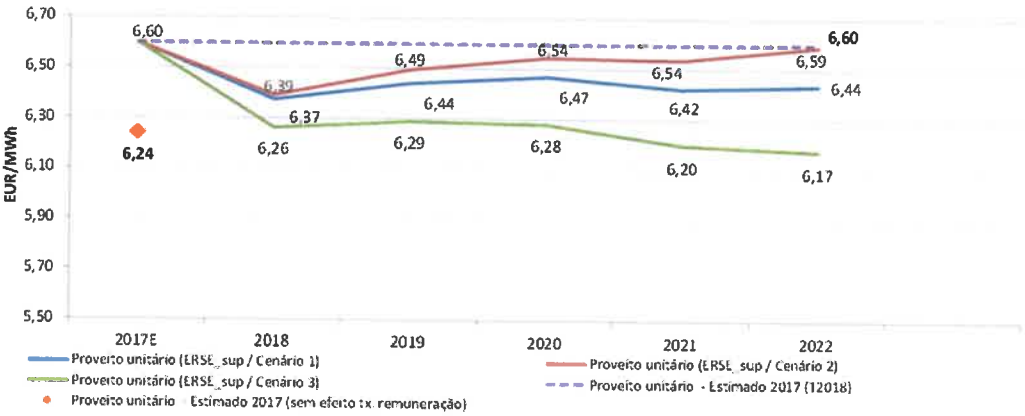
<u>Cenários de evolução da procura considerados na análise ERSE</u>



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

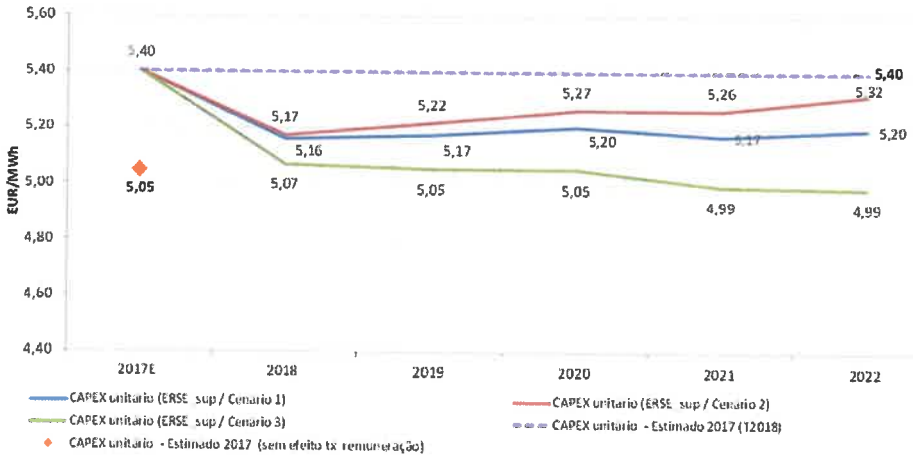
Evolução do proveito unitário e *capex* unitário com base nos diversos cenários de evolução da procura tendo por base o cenário superior de investimento[4] da análise ERSE

proveito unitário - cenário superior de investimento



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

capex unitário - cenário superior de investimento



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

g. **Cenários de Oferta de produção de energia elétrica:** O operador da RNT considerou como pressuposto a manutenção da central térmica de Sines até 2025, bem como o descomissionamento das centrais do Pego (carvão) em 2021 e da central a GN Tapada do Outeiro em 2024, de acordo com a Trajetória A do RMSA-E 2016. Por outro lado, a

[4] Projetos Base e Projetos Complementares transferidos para exploração até 2022, exceto Alimentação Cliente MAT como referido na apresentação da ERSE ao CT

atual proposta já não considera as centrais do Alvito e Girabolhos, e considera o adiamento da central do Fridão. Com este cenário de oferta, o operador da RNT ajustou a proposta de planeamento em consonância, com impacto no adiamento de alguns projetos.

h. O CT considera positivo que da comparação entre as duas propostas de PDIRT-E, anterior e a atual, em termos de investimentos proposto para os primeiros cinco anos do plano, se constate uma redução de cerca de 30% no valor total de transferências para exploração (a CDE), passando de mais de 600 milhões de euros, na proposta de PDIRT-E 2015, para cerca de 400 milhões de euros, na atual proposta de PDIRT-E 2017.

2. Face ao exposto, o CT considera igualmente que alguns aspetos desta consulta carecem de melhoria ou até de algum reenquadramento pelo que, sem prejuízo de análise mais aprofundada nos pontos abaixo, destacam-se sucintamente os seguintes temas:

a) A designação de alguns projetos como Complementares não deve induzir em erro quanto à prioridade dos mesmos. Esta designação inclui projetos essenciais para o sistema e cumprimento dos compromissos já estabelecidos.

b) No processo de consulta pública seria positivo que os pressupostos de procura incluíssem informação sobre: (1) eventual atualização de dados face ao RMSA-2016, (2) o PDIRT ficaria mais completo se incluísse sensibilidades a cenários de maior crescimento da procura, e (3) o conceito de utilização da rede fosse considerado com maior amplitude para além do consumo.

c) O descomissionamento da central de Sines cria potenciais limitações à operação do sistema, facto que tende a ser agravado com a eventual necessidade de antecipação do mesmo, pela recente eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adicionamento de CO_2 até 2022.

d) No âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hídrico (PNBEPH), e desta proposta de PDIRT-E deve ser garantida a entrada em serviço dos

aproveitamentos hidroelétricos, alguns dos quais em construção, com as respetivas ligações à rede, nos termos contratuais estabelecidos.

e) A proposta de PDIRT-E 2017 não considera outras ligações adicionais de geração provenientes de fontes renováveis, para o período 2020-2030, ainda em discussão, no âmbito das orientações europeias de política energética e ambiental (*Clean Energy for all Europeans*). Assim o CT considera prudente a abordagem do PDIRT-E.

f) O projeto *WindFloat* deve ser objeto de DFI, pelo vetor de importância estratégica para o País e pelos compromissos já assumidos, sendo que o início de operação tem de ocorrer até ao final de 2019 para cumprir com as obrigações do Programa de Financiamento da Comissão Europeia.

E. Recomendações do parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2015

a. No Parecer à proposta de PDIRT-E 2015, para o período 2016-2025, a ERSE efetuou as seguintes Recomendações:

i. Todos os projetos de investimento deverão ser reponderados, com a necessidade e urgência da sua concretização melhor justificada, para que possam merecer uma Decisão Final de Investimento em sede de aprovação de uma proposta de PDIRT-E;

ii. As previsões do consumo final de eletricidade deverão ter em conta as perspetivas de desenvolvimento económico e social do país, bem como as tendências e o enquadramento das mais recentes previsões para a economia portuguesa que afetarão as perspetivas de evolução do consumo de eletricidade;

iii. A especificação pelo operador da RNT de quais os projetos para os quais solicita uma DFI na edição de PDIRT-E em avaliação, permitirá ao decisor ter uma visão mais clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento de cada um dos projetos (ou conjunto de projetos) de investimento sujeitos a uma DFI, reduzindo o montante de investimento associado à aprovação de cada uma das edições de PDIRT-E.

b. Na proposta de PDIRT-E 2017 em apreço verifica-se que foram acolhidas as seguintes recomendações:

   i. Melhor adequação do investimento global;

   ii. Melhoria da informação sobre os custos totais;

   iii. RMSA-E 2016 atualizado;

   iv. Identificação de projetos que necessitam de DFI;

   v. Análise de impacto nos proveitos projeto a projeto.

c. No entanto a ERSE considera que ainda há espaço para melhoria dos seguintes aspetos:

   i. Análises de sensibilidade;

   ii. Análise Ponta RNT /Ponta Síncrona;

   iii. Coordenação entre ORT e ORD - Os operadores das redes devem procurar coordenar entre si a operação das redes, no sentido de minimizar o investimento necessário em equipamentos de rede e de melhor fundamentar decisões conjuntas de investimento, patentes em futuras propostas de PDIRT-E e PDIRD-E;

   iv. Análise Custo Benefício (CBA) - No que diz respeito à análise do vetor de investimento "gestão do fim de vida útil de ativos" e comparticipação de reforço de redes, a ERSE recomenda assim que seja melhorada a informação sobre os benefícios, monetizando, não apenas o valor não pago através do IMEEFVU (Incentivo à Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil), mas igualmente os ganhos com a ação em termos de fiabilidade.

Na valorização de benefícios a ERSE recomenda que a informação disponibilizada seja complementada com a descrição da metodologia adotada pelo operador da RNT:

i. Na agregação dos projetos num bloco;

ii. Na correspondência entre cada projeto e os seus beneficiários.

II

ESPECIALIDADE

A. Ponto Prévio

1. O CT releva que este PDIRT-E é o 3º exercício elaborado, salientando que para os 2 anteriores não se verificou a aprovação ou rejeição formal dos mesmos.

2. Acresce a este facto ter-se verificado a concretização pontual de projetos, sendo que não é evidenciado pela ERSE:

   a) O balanceamento entre os projetos já executados e os que se encontram em curso;

   b) As razões que determinaram a sua concretização.

3. O CT não pode deixar de manifestar a sua incompreensão pela manutenção reiterada desta situação de não decisão, que:

   a) Inviabiliza a comparação entre versões do PDIRT-E;

   b) Não contribui para a transparência e eficácia do processo.

B. Proposta de PDIRT-E 2017

A proposta de PDIRT-E 2017, submetida à apreciação da presente consulta pública, encontra-se estruturada em 6 capítulos, para além do Sumário Executivo:

1. Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;

2. Capítulo 2 – Caraterização Atual da Rede de Transporte;

3. Capítulo 3 – Pressupostos do Plano;

4. Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;

5. Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;

6. Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRT.

C. Evolução face à proposta de PDIRT-E 2015

1. A proposta de PDIRT-E 2017 apresentada pela REN considera uma diminuição de 33% do valor proposto em relação à proposta de PDIRT-E 2015, sendo que, por sua vez, a proposta de PDIRT-E 2015 também apresentou uma diminuição de cerca de 30% do valor proposto na proposta de PDIRT-E 2013.

2. Registe-se, porém, que os PDIRT-E apresentados em 2013 e 2015 não foram aprovados e, portanto, as comparações de valores indicadas, são apenas entre sucessivas propostas do ORT e não de planos efetivos.

3. Apesar de não haver aprovação dos planos de 2013 e 2015, foram concretizados alguns investimentos que não são individualizados neste PDIRT-E, sendo, contudo, sinalizados na proposta de tarifas e preços apresentada anualmente, os volumes globais de investimento ocorrido.

4. Para facilitar a comparação entre PDIRT-E, o CT recomenda que, em futuras edições, seja feita pelo operador de rede uma avaliação diferencial do PDIRT-E face ao anterior, onde se identifiquem, para o período entretanto decorrido, a evolução dos principais investimentos efetivamente realizados e alterações que tenham ocorrido.

5. O CT reforça a importância e necessidade de haver uma decisão final sobre cada PDIRT-E, única forma de assegurar a coordenação e transparência das decisões, e assegurar um horizonte à organização e planeamento dos investimentos pelos concessionários e sua previsão tarifária pela ERSE.

6. A situação atual, de planos que não são decididos, conduz a uma incerteza generalizada sobre a realização dos investimentos e à sua concretização pontual.

7. As consequências da ausência de decisão são, no entender do CT, contrárias à motivação da realização dos PDIRT-E. Um plano permite a identificação justificação e discussão das necessidades de investimento, devendo conduzir a uma opção responsável e transparente da sua concretização.

D. Pressupostos metodológicos

A proposta prévia de PDIRT-E 2017 foi concluída em março de 2017 (há mais de um ano) e teve como informação de base o RMSA-E de 2016, pelo que parte de dados atualizados até 2015. Todo o ciclo de apresentação da proposta prévia do PDIRT apresentada à DGEG, da sua discussão e posterior tomada de decisão, tem tempos muito longos, com um desfasamento temporal que prejudica a análise de hoje já que os pressupostos perdem a atualidade. Entende o CT que seria desejável que este ciclo fosse mais curto para permitir uma maior proximidade entre os pressupostos e os valores reais verificados.

1. Análise da evolução da oferta de capacidade de produção

a. Os pressupostos da proposta de PDIRT-E 2017 assentam na Trajetória A do RMSA-E 2016, relativa à evolução do sistema electroprodutor, em particular para as grandes térmicas, considerando o descomissionamento da central de Sines no final de 2025, da central do Pego (a carvão) no final de 2021 e da central da Tapada do Outeiro (CCGT) no final de 2024.

b. O RMSA-E 2016 referia que com o descomissionamento da central de Sines em 2025, o Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) ficaria no limiar mínimo para o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento do Sistema Electroprodutor Nacional, em particular no contexto de um regime hidrológico seco e com a variabilidade da eólica e solar.

c. A proposta de PDIRT-E 2017 consubstancia esta preocupação ao referir que o descomissionamento da central de Sines cria uma potencial limitação na operação do sistema, em condições de segurança e operação.

d. A recente alteração do regime fiscal, determinada pela Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2018, que estabelece a eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adicionamento de CO_2, aplicável às centrais a carvão, até 2022 pode criar condições que levem à antecipação do descomissionamento das centrais a carvão e com isso conduzir à necessidade de rever os calendários de investimento na rede.

e. O CT recomenda que, no próximo exercício anual de RMSA, os cenários de descomissionamento antecipado das centrais a carvão sejam aprofundados. Sendo o RMSA o ponto de partida dos PDIRT-E, estes devem refletir tais cenários, e avaliar a necessidade de

medidas que permitam salvaguardar o equilíbrio da gestão de sistema, em condições de segurança e qualidade, de forma a permitir a sua incorporação nos próximos exercícios de planeamento de rede e com os respetivos impactos tarifários.

f. Apenas como breve nota de detalhe, e ainda sobre as trajetórias de descomissionamento das grandes térmicas, o CT assinala uma inconsistência no documento de enquadramento desta consulta, apresentando pela ERSE, sendo que o RMSA-E 2016 e a proposta de PDIRT-E referem como pressuposto o descomissionamento de Sines em 2025 (e não em 2024) e da CCGT da Tapada do Outeiro em 2024 (e não em 2021).

g. Ainda sobre a oferta, o CT não pode deixar de sublinhar a necessidade de serem asseguradas, em tempo útil, as decisões de aprovação dos projetos para ligação das centrais abrangidas no âmbito do PNBEPH, para as quais existem compromissos assumidos nomeadamente para datas de entrada em exploração.

h. A próxima proposta prévia de PDIRT-E, a concluir em março de 2019, ao ter em conta os pressupostos e resultados do RMSA 2018, deverá refletir as medidas de política energética que venham a ser decididas, entretanto, à luz de instrumentos específicos como o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), atualmente em elaboração, considerando as mais recentes orientações de política energética e ambiental, quer a nível nacional quer a nível comunitário.

i. Entre os projetos complementares de cariz urgente, o projeto *offshore* do *Windfloat* apresenta uma dimensão estratégica para Portugal, em termos de competitividade, desenvolvimento tecnológico e exportação na área das tecnologias renováveis, algo que é reconhecido pela própria Comissão Europeia e na legislação nacional. O CT alerta para o facto do projeto *Windfloat* ter de entrar em operação até ao final de 2019, de modo a cumprir as obrigações definidas no Programa de Financiamento da Comissão Europeia NER300.

j. O CT nota que a proposta de PDIRT-E 2017 considera os valores das potências reservadas para os grandes centros produtores em MVA, quando o RMSA-E-2016 considera a mesma informação expressa em MW, pelo que recomenda a harmonização de unidades já que tal pode originar diferenças na perceção dos valores da capacidade disponível da RNT.

2. Análise da procura

a. Os pressupostos de evolução de procura da proposta de PDIRT-E 2017 seguem apenas o cenário inferior do RMSA-E 2016, com uma TCMA de 0,24% entre 2018-2030.

b. Os valores de procura (e mesmo os de utilização da RNT) da proposta de PDIRT-E 2017 são inferiores aos valores reais de 2017, aproximando-se estes últimos do cenário superior do RMSA. O ORT considera que, até ao próximo PDIRT, esta trajetória não é condicionante de uma necessidade de alteração dos investimentos previstos.

c. A proposta de PDIRT-E indica não ser possível garantir necessidades não previstas que se materializem dentro de um período temporal de 3 anos, não obstante referir a necessidade de monitorizar os níveis de carga na rede e a possibilidade de antecipar projetos que se revelem necessários.

d. Para prevenir eventuais constrangimentos na operação da rede, entende o CT que se flexibilize aquele período temporal em função das situações específicas que possam vir a ocorrer.

e. A avaliação de sensibilidades a diferentes cenários de procura e a incorporação do conceito de utilização de rede (mais abrangente que o consumo per se) são aspetos fundamentais para garantir um melhor planeamento do desenvolvimento e investimento das infraestruturas da RNT. Como tal, o CT reforça a necessidade de serem tidos em conta no próximo PDIRT-E.

E. Metodologia de seleção de investimentos e informação económica

1. O CT considera o atual modelo de elaboração do PDIRT-E como globalmente adequado aos objetivos a que se propõe, independentemente das melhorias de análise de base e detalhe de informação que têm vindo a justificar-se e, consequentemente têm vindo a ser introduzidas, bem como outras anteriormente explicitadas que se revelam úteis introduzir.

2. Constata-se, no entanto que apesar do mencionado, as propostas de PDIRT-E de 2013 e 2015, foram objeto de apreciação e parecer de diversas entidades, não tendo no entanto sido decididas, verificando-se, no entanto, a concretização de algumas soluções pontuais.

3. A separação em projetos base e complementares pode induzir a aprovação apenas dos primeiros.

4. Sem prejuízo da aprovação dos projetos base pelo concedente, entende o CT que as dificuldades relativas aos restantes projetos deverão ser ultrapassadas através de uma profunda reflexão sobre as condições e pressupostos da sua aprovação.

a) Estrutura de repartição de custos

i. A atual organização do SEN, a crescente penetração de produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, o papel cada vez mais ativo dos consumidores e o próprio desenvolvimento tecnológico, conduziram ao surgimento doutro conjunto de outras utilizações das redes, para além da geração centralizada e dos consumidores *per se*: produtores descentralizados, consumidores em autoconsumo e outros negócios de energia, que devem assumir os custos da infraestrutura na justa proporção do que sobre eles implicam e dela beneficiam.

ii. A título de exemplo, afirma a ERSE na página 34 do documento de apresentação da presente consulta: *"com o aumento da produção local para autoconsumo (ou, numa perspetiva ainda mais futurista, para venda direta peer to peer dentro de uma comunidade local), tenderá a haver uma diminuição da procura do ponto de vista dos mercados tradicionais, no pressuposto de não virem a existir outros fatores que façam aumentar a procura de eletricidade."*

iii. O CT recomenda que exista uma reflexão sobre a justa repartição dos custos das infraestruturas entre todos os utilizadores, e proceder aos respetivos ajustamentos tendo em consideração os custos e benefícios que estas novas utilizações introduzem no SEN.

iv. Face à problemática da definição de comparticipação dos custos de ligação à RNT, o CT recomenda que a ERSE desenvolva as metodologias adequadas para estabelecer e valorizar critérios de partilha de custos e benefícios entre os diversos tipos de utilizações da rede, tendo em conta todas as vertentes em jogo.

F. Critérios e princípios para fundamentação da decisão final de investimento

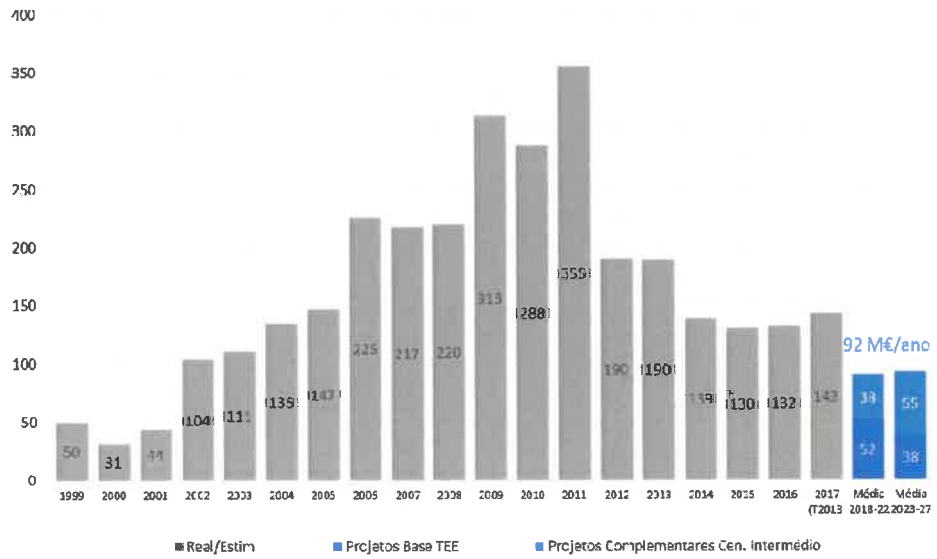
1. O CT tem presente que a periodicidade bienal de apresentação dos PDIRT-E permite seguir de perto os ciclos de investimento e avaliar, em momento próprio, o volume de investimento, associado às decisões que devem ser tomadas, até que o novo PDIRT-E esteja discutido e decidido. As restantes propostas de investimento, sendo indicativas nesta fase, serão objeto de reapreciação na discussão do futuro PDIRT-E, quando o nível de certeza sobre a sua oportunidade for adequado.

2. É também função de um PDIR avaliar os investimentos que se identificam no horizonte mais alargado, de modo a dar indicação previsional sobre os projetos que se perspetivam no médio e longo prazo e respetivos montantes.

3. A apresentação pelo operador de rede de um subconjunto de projetos com necessidade de DFI no quinquénio 2018-2022 permite identificar, de forma clara, os que, da responsabilidade exclusiva do promotor, devem ser assumidos nesse período, tendo em conta as datas de entrada em serviço requeridas, e o tempo necessário ao licenciamento, estudo e construção necessário.

4. O gráfico indica os montantes relativos às entradas em exploração na RNT desde 1999. Os valores médios propostos para entrada em exploração ao abrigo deste PDIRT-E são inferiores aos valores verificados em 2002 e aos valores praticados nos últimos anos, o que se regista positivamente no quadro de um esforço de reduzir os custos anuais das infraestruturas.

Entradas em exploração na RNT desde 1999



Fonte: ERSE- Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Apresentação ao CT

5. Os valores acima indicados para os dois quinquénios deste PDIRT-E refletem, além dos projetos base envolvidos, os projetos complementares considerados pela ERSE[5].

F.1. Projetos base

1. Os investimentos identificados no PDIRT-E como "base" decorrem de decisões cuja proposta depende exclusivamente do operador da rede de transporte e estão ligadas à continuidade e segurança do serviço prestado, no respeito das obrigações expressas no contrato de concessão, onde se inclui o abastecimento da rede de distribuição interligada com a RNT. Estão neste caso listados dois subgrupos essenciais, a remodelação e modernização de ativos e a satisfação de compromissos com a RND sobre a sua segurança de alimentação.

2. Para o quinquénio 2018-2022 os projetos base conduzem a transferências para exploração no valor de 258 M€ a custos totais, com uma média anual de cerca de 52 M€. Este valor é relativo apenas à atividade de transporte de energia elétrica (TEE), com cerca de 176M€ decorrentes das decisões de gestão de ativos e 82 M€ associados a compromissos com o ORD, no âmbito da segurança de alimentação da rede de distribuição. Complementarmente a estes valores,

[5] Proposta PDIRT-E 2017 (Projetos Base TEE + Projetos Complementares)

consideram-se ainda neste período 25 M€ associados à atividade de Gestão Global do Sistema (GGS).

3. O montante global de investimento que carece de DFI nesta proposta de PDIRT-E é de aproximadamente 193 M€ valor previsto a CDE, de acordo com o gráfico que consta da proposta e que se transcreve:

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Figura 4-5 pág. 97

4. A ERSE organizou a presente Consulta Pública centrada na necessidade de, com a aprovação da proposta *sub judice*, ser tomada uma DFI em relação a um conjunto de projetos de investimento identificados com entrada em exploração prevista no período 2018 a 2022. O CT concorda com esta abordagem, que permite decidir com maior certeza os investimentos necessários.

5. O CT regista positivamente a avaliação por metodologia Custo/Beneficio (MCB) quantificando os efeitos dos investimentos. No caso vertente dos projetos base, o balanço é positivo, em particular tendo em conta que se destinam fundamentalmente para apoio ao consumo.

6. Releva-se, nomeadamente, o contributo para a melhoria da qualidade de serviço nas suas diversas dimensões, na redução da profundidade, duração e frequência de cavas de tensão, entre outros benefícios, como mostra o quadro abaixo.

7. A proposta em apreço mostra os Benefícios e Custos associados à implementação dos projetos base:

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Base[1]

Benefícios e Custos esperados		2022
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)		**12,8**
Redução de custos para o SEN (M€/ano)		**6,7**
Redução das perdas de energia	(GWh/ano) | **(M€/ano)**	-3,7 | **-0,2**
Redução de energia distribuída em risco*	(GWh/ano) | (M€/ano)	178,3 | 4,3
Redução de carga natural em risco de interrupção a)*	(GW) | (M€)	5,1 | 30
Redução de carga sem recurso em risco corte a)*	(GW) | (M€)	0,9 |5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalente" (n)		3 537
SAIDI: degradação evitada (minutos)		0,13
SARI: degradação evitada (minutos)		5,0
Cavas de tensão: redução da frequência b) (%)		22
Cavas de tensão: redução da duração b) (%)		32
Cavas de tensão: redução da profundidade b) (%)		10
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)		228
Redução das emissões de CO_2 (kton/ano)		52
Redução de capacidade de transporte em risco a)* (MVA)		157 362
Redução de potência de produção em risco de corte a)* (MW)		10 099
Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo[2](0-10)		5
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)		**244**
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)		35,3

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 2 pág. XVi

a) Remodelação e modernização de ativos

1. A ponderação técnica entre a decisão de substituir ou manter em operação um determinado ativo tem evoluído no âmbito das novas filosofias de gestão de ativos, por integrarem mais conhecimento específico sobre o comportamento e criticidade das instalações e equipamentos.

2. O valor de remodelação de ativos é de 152 M€ (valor previsto a CDE) durante o primeiro quinquénio:

Orçamento do plano de remodelação de ativos

	Investimento (M€)				
Tipo de intervenção	2018	2019	2020	2021	2022
Remodelação de Sistemas PAC	11,1	12,0	11,0	8,5	4,7
Remodelação de Sistemas Alimentação	0,9	0,7	0,4	0,4	0,4
Recondicionamento de Transformadores	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Substituição de Transformadores	1,8	0,0	1,8	3,2	7,1
Reforço de Isolamento Instalações	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Remodelação de Aparelhagem	5,1	9,9	5,7	7,4	5,4
Remodelação Edifícios e Infraestruturas*	1,4	1,2	1,0	1,2	1,2
Monitorização de Ativos	2,2	2,2	2,2	0,0	0,0
Total Investimento Instalações não-lineares	**26,3**	**26,8**	**22,9**	**21,5**	**19,6**
Total Investimento Linhas	**12,3**	**7,9**	**6,6**	**5,3**	**2,8**
Total	**38,6**	**34,7**	**29,5**	**26,8**	**22,4**

*Esta rúbrica contempla os edifícios técnicos das subestações

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 4-8 pág. 111

3. O operador da RNT justifica, com a metodologia de gestão de ativos que já está a implementar, as decisões de substituição que propõe e que contrastam com os elevados valores dos ativos que, embora ainda em exploração, se encontram completamente amortizados por terem atingido o limite da sua vida contabilística.

4. O CT não pode deixar de reconhecer como positiva a abordagem metodológica do operador da RNT na proposta de PDIRT-E, nas decisões de remodelação e modernização de ativos, sublinhando a importância de assegurar de forma continuada o acompanhamento das melhores práticas internacionais nesta matéria, como base para decisões adequadas sobre os investimentos em ativos em exploração.

b) Compromissos da segurança de alimentação com a RND

1. Os projetos base que constam da proposta de PDIRT E-2017, e que têm interligação com a RND têm a sua calendarização coordenada com os correspondentes projetos na RND e respondem às suas necessidades de segurança de alimentação, o que resultou de informações trocadas e de reuniões havidas entre os órgãos de planeamento dos dois operadores.

2. A coordenação entre operadores é essencial e está instituída, sendo a única forma efetiva de assegurar a articulação dos projetos independentemente dos ciclos de planeamento, garantindo desta forma que a informação mais atualizada é a efetivamente usada.

3. O plano em aprovação para o desenvolvimento da RNT considera as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND e o planeamento da rede de distribuição em AT e MT.

4. No quadro de síntese abaixo identificam-se os custos (valores previstos a CDE) associados aos compromissos com o ORD e segurança de alimentação, em conjunto com os custos já referidos na alínea a) anterior de remodelação e modernização de ativos:

	Transferências para Exploração no período 2018-2027					
	2018	2019	2020	2021	2022	Média 2023-2027
Remodelação e Modern. de Ativos	38,6	34,7	29,5	26,8	22,4	30,4
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	4,2	12,9	12,1	27,8	13,7	1,8
Total a CDEs	**42,8**	**47,6**	**41,6**	**54,6**	**36,1**	**32,2**
Encargos de estrutura e gestão	5,4	6,0	5,2	6,8	4,5	4,0
Encargos financeiros	1,4	1,6	1,4	1,8	1,2	1,1
Total a Custos totais	**49,6**	**55,1**	**48,2**	**63,2**	**41,8**	**37,3**

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 4-1 pág. 90

F.2. Projetos complementares

1. Os projetos complementares são assim classificados pelo ORT na proposta de PDIRT-E, só pelo facto de dependerem de decisões externas ao ORT, nomeadamente no domínio da política energética e, por isso, implicarem orientações prévias fora da sua responsabilidade direta. De qualquer forma, os projetos complementares estão identificados e listados com indicação do conjunto de indutores de desenvolvimento a que visam responder e que o PDIRT-E identifica:

   i. Integração de mercados e concorrência (reforço das capacidades de interligação com Espanha, ao encontro dos objetivos MIBEL e integração de centrais do PNBEPH);

ii. Ligação a polos de consumo (novas alimentações em MAT e alimentação à RND no Alto-Alentejo);

iii. Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT face a alterações significativas ao parque produtor térmico);

iv. Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar;

v. Sustentabilidade (alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).

2. Os projetos complementares totalizam cerca de 165 Milhões de euros (valores previstos a CDE) no primeiro quinquénio, estando o seu calendário de execução dependente das decisões que vierem a ser tomadas pelo Concedente.

3. Os projetos complementares considerados no PDIRT-E estão sintetizados no quadro seguinte, que identifica os indutores que cada um dos projetos pretende acomodar:

Classificação dos Projetos Complementares por Indutores

Projeto Complementar	Datas Indicativas	Montante de investimento (M€)	Indutor de desenvolvimento				
			Integração de mercados e concorrência	Ligação a pólos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar	Sustentabilidade
Nova interligação a 400 kV Minho-Galiza	2019-2020	35,3	X				
Ligação a 400 kV Fundão-Falagueira	2017-2018	36,2	X				
Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena - Feira (3 fases)	2022-2024	97,3	X				
Eixo a 400 kV Pedralva - zona do Porto (Sobrado)	2022-2023		X				
Alimentação a Cliente em MAT	2020-2022	8,3		X			
Ligação a 400 kV Rio Maior - Zona norte da Grande Lisboa	2024-2025	33,3			X		
Passagem a 400 kV do eixo Falagueira - Estremoz - Divor - Pegões (3 fases)	2019-2021	32,4		X	X	X	
Nova subestação de Divor (2 fases)	2019-2021 2023-2024	16,3		X	X	X	
Criação do ponto injetor em Pegões	2026-2027	5,5		X			
Ligação a 400 kV Ferreira do Alentejo - Ourique - Tavira	2024-2026	58,0				X	
Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo	Em estudo	0*	X				
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2025-2026	9,8					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (3 fases)	2025-2027	50,5					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (3 fases)	2025-2027	43,3					X

* - Projeto a ser totalmente financiado com subsídios, por isso sem impacto económico na base de ativos da concessão.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 3 pág. XiX

4. No reforço de capacidade de receção de nova produção, incluída no indutor de desenvolvimento "integração de mercados e concorrência", está previsto um montante de cerca de 170 M€ (valores previstos a CDE) em projetos complementares. Este indutor, contudo, inclui também a ligação dos empreendimentos associados ao PNBEPH, que se encontram já licenciados.

5. No conjunto dos projetos complementares, até 2022, o PDIRT-E prevê um cenário de investimento de 165M€ (valores previstos a CDE) e, para o quinquénio seguinte, 235M€ (valores previstos a CDE). Estes valores são resultantes das datas consideradas pelo ORT, mas podem ser alterados em função das decisões que venham a ocorrer por parte do Concedente.

6. A avaliação MCB dos projetos complementares permite identificar e sinalizar o seu contributo nas diversas vertentes do investimento:

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2022	2027
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	**[143,2; 153,2]**	**217,0**
Redução das perdas de energia (GWh/ano) | (M€/ano)	**30,1 | 1,1**	**2,6 | 0,1**
Manutenção ou criação de emprego externo *FTE* "full-time equivalente" (n)	10 146	
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 544	2 711
Redução das emissões de CO_2 (kton/ano)	947	594
Melhoria do *Índice de Cobertura Probabilístico* (%)	2.5	
Cavas de tensão redução da profundidade (%)	15	
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km^2)	568.6	
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)	50,4	
Investimento[a] (líquido de comparticipações) (M€)	**400**	
Aumento de ocupação territorial superficial linear (km)	693	

[a] Valor de investimento no período 2018-2027, para o Cenário Intermédio.

Fonte: Proposta de PDIRT-E 2018-2027 / Quadro 5 pág. XXii

a) Receção de nova produção

1. Requisitos técnicos

i. Encontra-se em fase de implementação nacional o Regulamento (UE) n.º 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um Código de Rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (*RfG*), cujo objetivo é estabelecer regras harmonizadas relativas às características técnicas de ligação de geradores à rede por forma a: facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia; garantir a segurança das redes; facilitar a integração das fontes de eletricidade renováveis; aumentar a concorrência e permitir uma utilização mais eficiente da rede e dos recursos, em benefício dos consumidores.

ii. A implementação do *RfG* a nível nacional, conforme expresso pela DGEG no Despacho n.º 9, de 12 de fevereiro de 2018, irá proceder a uma aplicação dos critérios definidos a nível europeu, adequando-os às necessidades mais específicas do sistema elétrico português e ibérico, critérios esses que devem ser estabelecidos até 2019.

iii. Os operadores de rede têm sentido a necessidade de rever os requisitos técnicos de ligação à rede, previstos na Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho, onde se estabelecem o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD), nomeadamente o ORT que, nos termos do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, é responsável pela segurança global do Sistema Elétrico Nacional (SEN).

iv. Neste sentido, o CT regista positivamente o conteúdo do Despacho n.º 9 da DGEG, de 12 de fevereiro de 2018, referente aos *"Requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público (RESP) de geradores PV e CPV instalações de geração de energia elétrica de centrais fotovoltaicas (PV) e de centrais fotovoltaicas de concentração (CPV)"*, que permitirá colmatar o hiato de indefinição até 2019.

v. O referido Despacho vem introduzir melhorias nas regras para ligação de instalações de energia elétrica à RESP, com o objetivo de garantir que o SEN esteja dotado de robustez necessária que permita, hoje, apresentar elevados índices de integração de energia renovável, alterando e complementando o que se encontra estabelecido no RRT e no RRD, sobre o mesmo tema.

vi. Com a imposição dos referidos requisitos às instalações de geração, é entendimento do CT que importa também refletir:

- Sobre a adequação dos valores de receção de nova geração nas atuais redes, disponibilizados pelos operadores das redes;
- Quanto à oportunidade de discutir os atuais critérios de planeamento, também previstos no RRT e no RRD, os quais não mereceram ainda qualquer alteração.

Tal como têm sido aplicados ao longo do tempo, pelos operadores de rede, estes critérios têm como consequência a limitação do volume de nova produção que se pode ligar às atuais redes. Com os novos requisitos agora aprovados, será possível gerir o parque electroprodutor sem colocar em causa a operação do sistema elétrico, nem a segurança de abastecimento dos atuais consumos.

b) Dimensionamento das redes

i. Os projetos de investimento, que incluem a criação de capacidade de receção de nova produção renovável, totalizam 125 M€ no primeiro quinquénio, e quase 300 milhões de euros até 2027:

- Eixo Fundão – Falagueira: 42 M€;
- Eixo Vieira Minho – Ribeira Pena – Feira: 84 M€;
- Eixo Pedralva – Sobrado: 29 M€;
- Eixo Ferreira Alentejo – Ourique – Tavira: 67 M€;
- Eixo Falagueira - Estremoz – Divor – Pegões: 63 M€.

ii. Os projetos de ligação de nova produção, associados ao indutor "integração de mercados e concorrência", dão resposta a compromissos assumidos em termos de licenças, já atribuídas pela DGEG, de que são exemplo os projetos de investimento na zona da Beira Interior no eixo Falagueira – Fundão e a construção do eixo entre Ribeira de Pena-Vieira do Minho – Feira, no caso da cascata do Tâmega.

iii. É entendimento do CT que o impacto das disposições do Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, tem de ser refletido nos Regulamentos das Redes de Transporte e Distribuição.

F. **Reforço da capacidade de interligação com Espanha**

a. As interligações são um meio fundamental para a integração de mercado na União Europeia. O objetivo de ampliar a capacidade de interligação para fins comerciais até aos 3000 MW, em ambos os sentidos, teve já parecer positivo da ERSE, estando para o efeito considerada a designada interligação do Minho que se trata, inclusive, de um projeto de interesse comum europeu (PCI).

b. A presente proposta de PDIRT-E, entregue em março de 2017, considera que a linha Ponte de Lima - Vila Nova de Famalicão estaria operacional até final de 2017, o que não ocorreu. Por seu turno, a interligação Minho – Galiza, que estava prevista entrar em serviço entre os anos de

2019 e 2020, está agora programada para 2021/2022. Com base no exposto, o CT considera fundamental que seja assegurada a articulação em termos de prazo, desta interligação com os projetos que dela possam beneficiar.

G. Outros projetos complementares

a. O ORT explicita, na sua proposta de PDIRT, os projetos complementares que servem uma diversidade grande de indutores, cujas decisões de investimento são promovidas pelo Concedente.

b. Neste conjunto de projetos, está em apreciação a passagem a 400 kV dos atuais troços Falagueira-Estremoz e Estremoz–zona de Divor. Este último, com cerca de 50 km, foi inicialmente ligado a 60kV de forma coordenada com o ORD. Esta medida permitiu concretizar o reforço de abastecimento à região de Évora/Arraiolos e evitar a antecipação do investimento na nova subestação de Divor.

c. Como se refere no PDIRT-E, uma vez concluído, aquele eixo: serve a capacidade de receção de geração no Alto Alentejo; cria condições de alimentação do eixo ferroviário Évora-Elvas/Caia; flexibiliza a alimentação aos consumos da RND em particular em Estremoz, e reforça a segurança de abastecimento da região sul em caso de não produção termoelétrica em Sines.

d. O CT reconhece positivamente que os custos da receção da produção de energia eólica *offshore* são integralmente subsidiados, pelo que o ORT não previu nenhum valor para este efeito.

e. A transferência da capacidade de receção de 800 MW, disponível na zona de Sines, para o interior Sul, é a justificação do ORT para a instalação do eixo a 400kV desde Ferreira do Alentejo até Ourique e continuando mais para sul até Tavira.

III

CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

Em 29 de março de 2018, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Eng.º António Cavalheiro Representante de associações que tenham assocados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	Anexo 1	—	—
Eng.º Carlos Silva Representante de associações que tenham assocados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - (CIP)	Anexo 1	—	—
Dr.ª ~~Célia Marques~~ Carlos Chagas Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 2	—	—
Dr.ª Carolina Gouveia Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -DECO	Anexo 3	—	—
Dr. Eduardo Quinta Nova Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico -UGC	Anexo 2	—	—
Sr. Jorge Reis Representante dos consumidores da região autónoma dos Açores - (ACRA)	Anexo 4	—	—
Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira Representante das empresas do sistema elétrico da região dos Açores - (EDA)	Anexo 5	—	—
Dr. Ricardo Emílio Representante de comercializadores de eletricidade em regime livre (GoldEnergy)	Anexo 6	—	—
Eng.ª Joana Simões Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente - (EDP- Serviço Universal)	Anexo 7	—	—

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME E ENTIDADE REPRESENTADA	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
Representante de entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - (CEVE)	—	—	—
Eng.º Joaquim Correia Teixeira Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) - (EDP-Distribuição)	Anexo 8	—	—
Dr.ª Ingride Pereira Representante dos consumidores da região autónoma da Madeira – ACM representação assegurada pela - (DECO)	Anexo 3	—	—
Dra. Patrícia Carolino Representante da Direcção-Geral do Consumidor - (DGC)	P	—	—
Eng.º Demétrio Alves Representante da Associação Nacional de Municípios - (ANMP)	—	—	Anexo 9
Eng.º Pedro Furtado Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - (REN)	Anexo 10	—	—
Dr. Rui Miguel de Aveiro Vieira Representante das empresas do sistema elétrico da região Madeira - (EEM)	Anexo 11	—	—
Dr. Vítor Machado Representante de associações de defesa do consumidor de carater genérico - (DECO)	Anexo 3	—	—

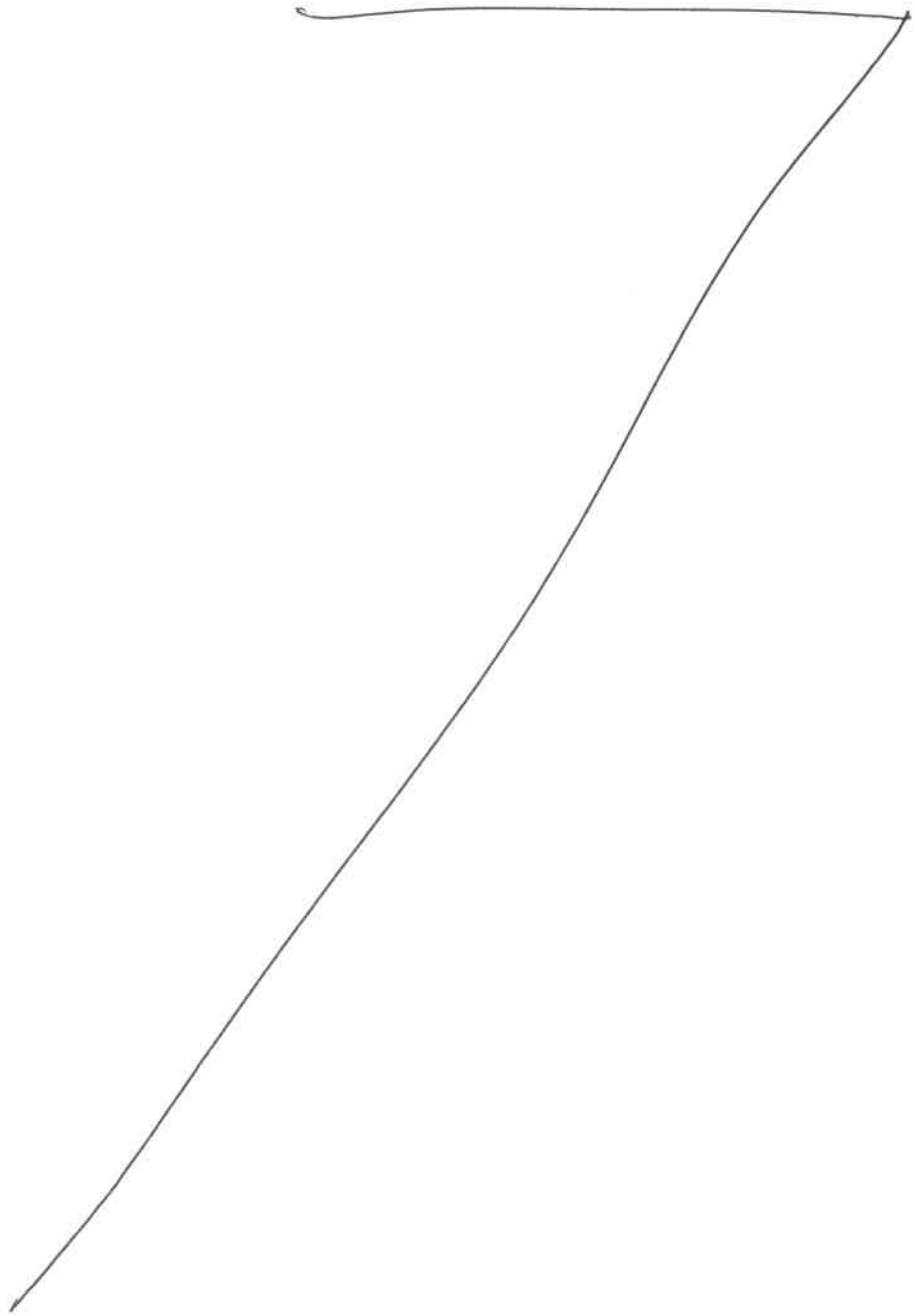
	FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO	VOTO DE QUALIDADE
Eng.ª Manuela Moniz Presidente do Conselho Tarifário nos termos do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho	Manuela Moniz	—	—	—

tendo sido APROVADO POR MAIORIA.

ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

O parecer que antecede tem 35 (trinta e cinco) folhas, incluindo as destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário e integra ainda 11 (onze) anexos, contendo sentidos de voto e declarações de voto.



Anexo I

Ex Ma Srª. Presidente do Conselho Tarifário

Engª Manuela Moniz

Parecer

Sobre a proposta de PDIRT E - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027

VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores de MAT, AT e MT, vimos pelo presente documento manifestar o nosso voto favorável na generalidade ao parecer do Conselho Tarifário, secção elétrica, relativo à proposta de PDIRT - Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2016-2025, com a apresentação da declaração de voto que anexo.

António Moreira Cavalheiro

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Lisboa, 29 de Março de 2018

Anexo I

ANEXO AO VOTO

Sobre a proposta de PDIRT E- Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027

Representantes dos consumidores de MAT, AT e MT

DECLARAÇÃO DE VOTO

As infraestruturas da RT cresceram nos últimos 10 anos, 2005-2016, cerca de, 33% em Km de redes, 84% em potência instalada de transformação e 85%, em potência Instalada de autotransformação, o que motivou, conforme dados da ERSE:

- A taxa média de crescimento dos proveitos no período 2009-2018 foi de +4,3%;
- A taxa média de crescimento da procura no período 2009-2018 foi de -0,1% (face à procura prevista para 2018.

Acresce ao mencionado que:

- Após 2013 verificou-se um desacoplamento entre o consumo de energia e o PIB, verificando-se que o consumo de energia elétrica teve variações abaixo das verificadas para o PIB. Esta evolução deve-se certamente à substituição de consumos veiculados pelo SEN por outros de auto-produção, por medidas de eficiência energética e efeitos da situação económica;
- existem planos de construção dum volume significativo de novas instalações de produção, nomeadamente renováveis, que motivam um aumento das redes e consequentes custos, relativamente aos quais importa assegurar a inexistência de subsidiações cruzadas, de modo a que não recaiam sobre os consumidores os custos adicionais que dizem apenas respeito a outros utilizadores das redes;
- os estudos de impactos apresentados sobre as tarifas tomam como ponto de partida não as tarifas atuais de 2018, mas as de 2017, quando se sabe que de 2017 para 2018 as tarifas baixaram em média 4,4% e desse modo se induz em erro a evolução que se perspetiva;
- o cálculo dos impactos tem de contemplar não só os projetos base mas também os que por efeito de licenças atribuídas exista o compromisso contratual de os construir,
- As tarifas de acesso à rede cresceram nas últimas duas décadas quase todos os anos, atingindo valores incomportáveis, que apenas em 2018 desceram 4,4%.
- Impõe-se assim que as tarifas de acesso continuem a descer nos próximos anos, uma vez que ainda permanecem muito elevadas, face ao verificado nos Países com quem temos de competir.
- Deste modo devem ser reavaliados os impactos do PEDIRT, tomando por base o valor atual das tarifas de acesso e o custo dos projetos que se pretende efetivamente concretizar, de modo a minimizar quanto possível o seu impacto.

Perante o mencionado a decisão sobre novos investimentos deverá ser efetuada com contenção e ponderação, quanto à incidência dos novos custos, por forma a não prejudicar a competitividade da economia portuguesa, muito especialmente a das empresas exportadoras que têm de competir em mercado aberto.

Lisboa 29 de Março 2016

António Moreira Cavalheiro

Carlos Alberto Fonseca da Silva

Anexo 2

UGC

UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE PROPOSTA DE PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA REDE DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDADE PARA O PERÍODO 2018-2027 (PDIRT-E 2017).

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário

Carlos Chagas e Eduardo Quinta-Nova, representantes da UGC na Secção de Electricidade do Conselho Tarifário da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o Parecer do CT sobre a ***"Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Electricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)".***

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 29 de Março de 2018

Carlos Chagas e

Eduardo Quinta-Nova

Anexo 3

Presidente Conselho Tarifário

De: Machado Vitor < *Dados Pessoais* >
Enviado: 29 de março de 2018 10:43
Para: Presidente Conselho Tarifário
Cc: *Dados Pessoais* ; Manuela Moniz
Assunto: Votação Parecer PDIRT-E 2018-2027
Anexos: draft parecer PDIRT-E 2017_ 28março 2018_revisão final.docx

Exma Sra. Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Exma. Sra Vice-Presidente,

A **DECO** - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, vota **favoravelmente** e **na generalidade** o parecer do Conselho Tarifário sobre a "*Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)* ", tal como consta da versão em anexo.

Vitor Machado
DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

Anexo 4

Presidente Conselho Tarifário

De: Informação ACRA <informacao.acra@gmail.com>
Enviado: 29 de março de 2018 11:43
Para: Presidente Conselho Tarifário
Assunto: Re: parecer PDIRT-E 2017_ 28 março 2018_versão final

Exma Sra Presidente

Conselho Tarifário

Na qualidade de representante da Acra no Conselho Tarifário voto favoravelmente o texto consensualizado para Parecer desta Conselho acerca do PDIR-E.

Melhores cumprimentos

Jorge Reis.

Anexo 5

Presidente Conselho Tarifário

De: Fernando Manuel Rodrigues Ferreira < >
Enviado: 29 de março de 2018 10:43
Para: Presidente Conselho Tarifário;
Assunto: RE: parecer PDIRT-E 2017_ 28 março 2018__versão final

Importância: Alta

Exma. Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,
Exma. Vice Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira, na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores, vem comunicar a V. Exa. que:

vota favoravelmente na Globalidade,

o Parecer do Conselho Tarifário relativo à ***"Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017). "***

Ponta Delgada, 29 de março de 2018

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira

Anexo 6

P

Presidente Conselho Tarifário

De: (DGC) Patricia Carolino < *Dados Pessoais* >
Enviado: 28 de março de 2018 12:51
Para: Presidente Conselho Tarifário
Assunto: Voto do Ricardo Emilio

De: Ricardo Emílio | Dourogás [*Dados Pessoais*]
Enviado: quarta-feira, 28 de Março de 2018 11:36
Para: (DGC) Patricia Carolino
Assunto:

Patricia,

Na qualidade de representante das Empresas Comercializadoras de Eletricidade em Regime Livre, informo que votamos a favor na globalidade, o ***Parecer sobre o Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transportes de Eletricidade para o Período 2018-2017 (PDIRT-E 2017).***

Aproveitar o ensejo para valorizar e enaltecer a forma cordata, produtiva e conciliadora como decorreram todas as reuniões.

Com os melhores cumprimentos,

Ricardo Emílio
Representante dos Comercializadores de Eletricidade em Regime Livre - 2018

Antes de imprimir este email pense no meio ambiente. *Before printing this email please considere your environmental responsability.*
A presente mensagem pode conter informação considerada confidencial. Se o receptor desta mensagem não for o destinatário indicado, fica expressamente proibido de copiar ou endereçar a mensagem a terceiros. Em tal situação, o receptor deverá destruir a presente mensagem e, por gentileza informar o emissor. *Privileged or confidential information may be contained in this message. If you are not the addressee indicated in this message, you shall not copy or deliver this message to anyone. In such case, you should destroy this message and kindly notify the sender by reply email.*

Anexo 7

Presidente Conselho Tarifário

De: Joana Simões <. *Dados Pessoais* >
Enviado: 29 de março de 2018 02:10
Para: Presidente Conselho Tarifário; Patricia Carolino
Cc: Rita Alexandra Mota
Assunto: Voto da representante do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente

Exª Presidente e Exª Vice Presidente do Conselho Tarifário da ERSE

Como representante do comercializador de último recurso de eletricidade que atua em todo o território do continente voto globalmente a **favor** o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta da RNT do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017), submetida a consulta pública pela ERSE.

Dados Pessoais
EDP Direção de Regulação e Concorrência
Diretora

Anexo 8

Presidente Conselho Tarifário

De: Joaquim Correia Teixeira < *Dados Pessoais* >
Enviado: 29 de março de 2018 10:46
Para: Presidente Conselho Tarifário; Patricia Carolino
Assunto: PDIRT-E 2017

Importância: Alta

Digníssimas Presidente e Vice Presidente do CT

Na qualidade de representante do Operador da Rede de Distribuição em AT e MT, a EDP Distribuição, voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário sobre a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017), elaborada pelo Operador da Rede de Transporte e submetida a consulta pública pela ERSE.

Joaquim Correia Teixeira

Esta mensagem e os ficheiros anexos podem conter informação confidencial ou reservada. Se, por engano, receber esta mensagem, solicita-se que informe de imediato o remetente e que elimine a mensagem e ficheiros anexos sem os reproduzir.

This message and any files herewith attached may contain confidential or privileged information. If you receive this message in error, please notify us immediately and delete this message and any files attached without copying them in any way.

Este mensaje, asi como los archivos anexos, pueden contener informacion reservada o confidencial. Si Usted recibe este mensaje por error, le rogamos que informe de inmediato al remitente y elimine el mensaje y los ficheros anexos, sin reproducirlos en modo alguno.

Anexo 9

ASSOCIAÇÃO NACIONAL
MUNICÍPIOS
PORTUGUESES

VOTO acerca do Parecer do CT sobre o PDIRT-E 2017

O vote do representante da ANMP no CT da ERSE é de abstenção.

29 de março de 2018

Dados Pessoais

Demétrio Alves

Anexo 9

MUNICÍPIOS PORTUGUESES

Declaração de Voto

Parecer CT sobre o PDIRT-E 2017

Esclarecendo o sentido do voto do representante da ANMP no CT da ERSE quanto ao Parecer emitido acerca de proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade (RTE) para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017), dizer que a abstenção se deve, no essencial, a dúvidas jurídico-institucionais quanto a algumas das opções de enquadramento de base adotadas na elaboração do plano em análise.

Em relação a essas dúvidas registar que, atempadamente, a propósito de exercício semelhante feito quanto ao Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da Rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017)", já tinham sido explicitadas por escrito, sendo agora trazidas de novo à colação, porque isso se necessário e afigura pertinente e, também, porque devido a vicissitudes processuais, não foi, então, possível depositar formalmente a respetiva Declaração de voto.

Agora, a propósito do PDIRT-E 2017, repete-se o enquadramento metodológico que tinha sido empregue na elaboração do PDIRGN 2017, ou seja, identificam-se os projetos que necessitariam de uma "Decisão Final de Investimento (DFI)", ou seja, os projetos considerados fundamentais no primeiro quinquénio do plano e, sobretudo, nos próximos dois/três anos, ficando para um tempo futuro não determinado, todos os outros, de acordo com uma classificação em dois níveis:

- Projetos Base, classificados de realização imprescindível para, diz-se "garantir a segurança de pessoas e bens, os níveis de operacionalidade da RNT, bem como para responder às necessidades de reforço de alimentação à RND", e relativamente aos quais é necessária "já" uma decisão de investimento;

- Projetos Complementares[1], que, e passa a citar-se os autores, "decorrem de novas necessidades de origem externa à RNT, nomeadamente de fatores associados à implementação de medidas de política energética" e que totalizam cerca de 165 milhões de € (previstos a CDE) no primeiro quinquénio.

Como oportunamente foi explicitado, afigura-se que a mencionada solução, adotada pelo ORT, saudada pela ERSE e, agora, também pelo CT, não tem, s.m.o, respaldo nas normas jurídicas que constituem referencial a seguir, conforme se registaram aquando da análise do PDIRGN 2017, e que, com as devidas adaptações são perfeitamente pertinentes para o PDIRT E 2017, pelo que a esta Declaração se anexa texto então realizado, evitando, assim, repeti-los agora.

[1] Até a própria designação "Projetos Complementares" induz em erro porque leva a supor que estamos perante investimentos facultativos, quando eles são, em geral, imprescindíveis. Embora dependentes, isso sim, de opções de política energética no domínio do mix produtivo. Mas, esse, como está "liberalizado", não é discutido institucionalmente!

Anexo 9

Será, aliás, de perguntar que problemas visa a novel solução resolver. De facto, esta forma de abordagem, que apareceu neste ciclo de planeamento pela primeira vez, parece ser uma maneira pragmática de ultrapassar problemas estruturais na cadeia decisional.

Vejamos as expressões encontradas pelo próprio CT, registadas na pág. 7 do seu presente Parecer, quando refere que *"O CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao calendário de aprovação do PDIRT-E. Atualmente, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto (na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro), estabelece que o Governo tem 30 dias para aprovação. Por seu turno a Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para 2017, veio adicionar uma nova etapa ao processo de apreciação e aprovação do PDIRT traduzida na discussão da proposta por parte da Assembleia da República, após Parecer da ERSE decorrente da análise dos resultados da presente consulta pública"*, para depois referir que *"Este processo terá o seu desfecho com a decisão pelo membro do Governo responsável pela área da energia"*, para terminar dizendo que *"A este propósito o CT reitera a preocupação pelo facto de a proposta de PDIRT- E 2015, após Consulta Pública e Parecer da ERSE continuar sem decisão por parte do concedente"*.

Então, dir-se-á, se o problema está identificado, por que razão, de forma acrítica, se alinha numa metodologia acomodatícia para (não) resolver o problema de fundo?

Tendo em conta o que está definido na referida Lei 42/2016, de 28 de dezembro, (LOE) , poder-se-ia questionar a pertinência de tal passo, a ida à Assembleia da República, se estivéssemos apenas perante instrumentos de planeamento técnicos indicativos e com pouco valor normativo. Parece não fazer sentido que o órgão legislativo nacional, ou qualquer das suas Comissões, se limitasse a dar um "parecer "sobre tal matéria.

Acresce que, s.m.o, deixa de ser credível e compaginável com o quadro jurídico-constitucional vigente, a hipótese do membro do governo com atribuições e competências na matéria não se pronunciar, através de adequada e atempada decisão, tanto acerca PDIRGN 2017, como do PDIRT-E 2017. Como, infelizmente, aconteceu nos Planos similares transatos.

O plano aqui em apreciação, e os seus similares, pela sua importância estratégica vital para o país, não deveria, s.m.o., continuar a fazer-se de forma parcelar, sob impulso do ORT, que é, relembra-se, uma empresa privada dominada por capitais externos, e, que, embora com monitorização regulatória, têm sido resolvidos sem a explicitação de vontade formal e clara pelos órgãos com poderes constitucionais e democraticamente legitimados, sobretudo pelo órgão executivo nacional.

Aliás, como ponto prévio, dizer que este representante tomou a iniciativa de propor, há já bastante tempo atrás, em sede de um outro Parecer elaborado no âmbito da sua atividade nos órgãos da ERSE, que fosse retomado, com carácter de urgência, o exercício, fundamental para o Sistema Energético Nacional, que passa pela elaboração, no âmbito administração central do Estado, de um Plano Energético onde se integrem todas as vertentes socioeconómicas, técnicas, financeiras, ambientais, e que inclua todas as fontes primárias endógenas e exógenas economicamente disponíveis, bem como todos vetores energéticos em condições técnicas para disponibilizar a todos os tipos de consumos e consumidores a energia final de que carecem, de forma segura e sustentável, e, fundamental, a preços acessíveis e competitivos.

E que não se argumente que se trata de uma metodologia pesada e do passado, porque existem hoje técnicas de planeamento iterativo que, permitindo a permanente monitorização e correção, tornando-o eficaz e, simultaneamente, tão rigoroso quanto é possível em exercícios prospetivos.

Anexo 9

Aliás, é conhecido que diversas grandes corporações privadas desenvolvem planeamento a vários anos de horizonte.

Quer isto significar que, fazer planeamento energético através da apresentação separada e desfasada no tempo (de dois em dois anos) através de documentos onde se alinham uns quantos investimentos e respetivas justificações, um para a RNTIAT e, agora, outro para a RTE, se afigura metodologia desadequada e insuficiente, desde logo porque, em Portugal, existe uma grande interação entre o gás natural e a eletricidade, nomeadamente na fase de produção desta última.

Mas, não só: a importante vertente da produção de eletricidade, que é bastas vezes mencionada no atual PDIRT-E 2017, não é sujeita a qualquer exercício formal de planeamento escrutinado por entidade publica competente, e isto porque esta relevantíssima vertente está liberalizada e, portanto, os operadores que, apesar de tudo têm que ser licenciados, fariam, supostamente, apenas o que o mercado justificasse e determinasse.

Sabe-se o quanto esta visão está desfasada da realidade porque as decisões sobre os grandes, médios e redes de pequenos centros produtores têm passado, todas, por grandes concatenações e concertações prévias com as entidades públicas, particularmente com os governos, nas quais obviamente se planeia o futuro. Até porque os montantes financeiros que têm que ser atempadamente mobilizados para os investimentos em novos centros produtores, e, por outro lado, a grande e inelástica correlação com certos sítios concretos do território onde, só lá, podem ocorrer os investimentos, determinam, na realidade, a ausência de um referencial que permita, de facto, a existência de um mercado liberalizado.

Conhece-se bem, desde há tempo suficiente, os impactes que tal situação, ficticiamente de mercado, mas, de facto, sustentada em decisões políticas e na subsidiação suportada pelos cidadãos em geral, trouxe por exemplo, aos preços/tarifas que os consumidores têm que, em crescendo, suportar em Portugal.

Fará sentido que, por exemplo, o preço médio verificado no mercado grossista de eletricidade tivesse, no segundo semestre de 2017, e pela primeira vez , ultrapassado o preço de referência determinado pela ERSE para aquele ano, isto no âmbito de um mix de produção nacional e ibérico largamente marcado por tipologias produtivas em que os custo variáveis tendem a ser nulos (renováveis e nuclear)?

E fará sentido que, quando esse valor médio de mercado ficou abaixo da previsão da ERSE[2], haja lugar a uma acerto só no ano subsequente, e, repare-se, em que são lançados/compensados na fatura, através da cadeia de aditividade tarifária, os valores diferenciais. Isto é, em que os consumidores são colocados perante a situação inaceitável de terem que pagar duas vezes sobrecustos ditos políticos mas que, de facto, servem os fluxos contabilísticos privados?

Dito isto, e a contragosto, até porque se respeita o larguíssimo esforço feito pelos membros do CT, tem que se referir que parecem ser um pouco vãs tantas e pormenorizadas considerações técnicas registadas no Parecer, relacionadas direta e indiretamente com as opções do futuro mix produtivo, quando não há, nem poderia haver no atual contexto, nenhuma análise de fundo quanto a essas opções que parece estarem a perfilar-se, sem verdadeira discussão e avaliação por entidade pública competente, seja ela de nível regulatório, seja de natureza técnico-

[2] O que aconteceu em variadíssimos períodos sem que que os consumidores ganhem alguma coisa com a situação, ao contrario dos comercializadores e, designadamente, daqueles que têm integração vertical corporativa, podendo, assim, beneficiar nas várias frentes conjugadas.

Anexo 9

ANEXO À DECLARAÇÃO DE VOTO

Em relação às dúvidas jurídico-institucionais registar que, atempadamente, foram suscitadas por escrito em sede do debate havido.

Esclarecer que há concordância com a necessidade de que o governo se pronuncie, através de adequada resolução, acerca do PDIRGN 2017 proposto, tanto mais que ele deverá ser sujeito a apreciação formal da Assembleia da República (e não, como se referiu no ponto 1, parte I, a uma mera "audição", porque, obviamente, a AR não dá pareceres). É isso que está plasmado na norma jurídica e é essa a óbvia necessidade de política.

Em relação ao caminho seguido no presente PDIRGN 2017, que poderá ser visto como atalho pragmático necessário à ultrapassagem das circunstâncias criadas pelos anteriores exercícios de elaboração de PDIR's, dizer que, salvo melhor opinião, trata-se de solução imprópria como seguidamente se procurará fundamentar:

a) Na Proposta de "Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017)", agora em consulta pública e em apreciação no CT, a ERSE diz, e bem, que "O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, (...), estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de gás natural europeias".

b) Mais afirma que o designado plano decenal que, aliás, tem um carater não vinculativo, visa o desenvolvimento da rede de gás à escala comunitária, devendo, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, fundamentarse nos planos de investimento nacionais, tendo em consideração os planos de investimento regionais, estes últimos referidos no n.º 1 do Artigo 12.º" do já Regulamento (CE).

c) Compulsando o Regulamento(CE) em referência pode constatar-se que, na elaboração dos planos de investimento regionais, se devem envolver, no nosso caso concreto, para além de Portugal, a Espanha e a França, sendo o exercício feito no âmbito da REORT/ENTSOG, numa perspetiva de cooperação regional europeia(ver ponto 2, do Artigo 12º e nºs 1 a 3 do artigo 8º)

d) Diz-se expressamente que os operadores das redes de transporte a podem tomar decisões de investimento baseadas no plano de investimento regional.

e) Do que acima se regista resulta, salvo melhor entendimento, a existência clara de três níveis distintos de planeamento correlacionados com as redes de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de gás natural:

- Plano Decenal de Desenvolvimento à Escala Europeia (não vinculativo);
- Plano de Investimento Regional e
- Plano de Investimento Nacional

f) No caso dos planos referidos nas alíneas b) e c), embora não contendo a expressão

Anexo 9

decenal, será pacífico considerar que, até por coerência operativa, os seus horizontes são referenciáveis à década homóloga.

g) O plano decenal comunitário, que não é vinculativo, deve "basear-se nos planos de investimento nacionais" (n.º 10, do artigo 8.º, do Regulamento (CE) n.º 715/2009), e, por outro lado, terá em consideração os planos de investimento regionais (n.º 1 do Artigo 12.º).

h) Resulta da análise dos textos normativos que a consolidação dos planos nacionais no plano decenal comunitário compete à REORT/ENTSOG, e que este é elaborado em fase posterior aqueles.

i) Os planos de investimento nacionais, construídos e aprovados nos órgãos competentes de cada país, embora com eventual intervenção dos respetivos concessionários que, no nosso país, é muito intensa , deverão ter em conta os planos de investimento regionais.

j) À ERSE, no contexto da ACER-Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia compete garantir a conformidade entre os planos nacionais e o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, esfoço que, como veremos, tem vertentes de grande complexidade formal.

k) O Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho, que revogou o Regulamento (CE) n.º 1775/2005, de 28 de setembro, foi transposto para o ordenamento jurídico nacional através do DL n.º 231/2012, de 26 de outubro, que procedeu à terceira alteração do DL n.º 140/2006, de 26 de julho, que tinha, entretanto, sido modificado por legislação intercalar.

l) No DL 140/2006 caracterizava-se o Planeamento da RNTIAT (Rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL) como sendo da responsabilidade da DGEG e tendo como obrigações (art.º 12º), entre outras:

- Proceder à caracterização da RNTIAT (informação técnica que permitisse conhecer a situação das redes e infraestruturas, designadamente as capacidades nos vários pontos da rede, a capacidade de armazenamento e dos terminais de GNL, assim como o seu grau de utilização)
- Fazer a integração e harmonização das propostas de plano de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIR) elaboradas pelos operadores da RNTIAT e da RNDGN, observando, para além de critérios de racionalidade económica, as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e tipo das infraestruturas de entrada de gás natural no sistema, as perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo, as conclusões e recomendações contidas nos relatórios de monitorização, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares.
  O PDIR- Plano de desenvolvimento e investimento da RNTIAT deveria ser elaborado pela DGGE e submetido ao ministro responsável pela área da energia, para aprovação, acompanhado do parecer da ERSE.

m) O DL n.º 231/2012, de 26 de outubro, foi muito além do que a simples transcrição do Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho, até porque foi elaborado e

Anexo 9
(P)

aprovado na sequência e em função do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica entre o Estado Português, a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional, e, por essa razão, teve que se submeter aos compromissos assumidos no sentido da conclusão do processo de liberalização dos setores da eletricidade e do gás natural.

n) Assim, entre outros diversos aspetos, veio, no seu Artigo 12.º, a propósito do planeamento da RNTIAT, e invocando as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, introduzir a obrigatoriedade de o operador da RNTGN elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRGN). Confirmando o que vinha do passado, mas em diferentes termos.

o) Ou seja, o plano de investimento nacional, até então designado por plano de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIR), passou a incluir a expressão "decenal", igual à dos planos europeus, e, além disso, passou a ser "indicativo", talvez para o equiparar à natureza "não vinculativa" do instrumento europeu.

p) Salvo melhor opinião estes novos termos e a diferente designação não promovem a transparência, a legibilidade e a eficiência procedimental operativa.

q) Aliás, sublinhar a confusão desde logo patente na própria Proposta em análise, que menciona existir como primeiro Anexo uma proposta de "Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2018-2027 (PDIRGN 2017)", plano elaborado pela REN Gasodutos, mas, na Introdução do documento ERSE, já se lhe chama "decenal" e "indicativo".

r) Tendo em conta o que está definido na Lei 42/2016, de 28 de dezembro, (LOE)[3], que tem valor reforçado, o PDIRGN 2017, deverá ser sujeito a oportuna análise e veredicto da Assembleia da República[4]. Poder-se-ia questionar a pertinência de tal passo se estivéssemos apenas perante um instrumento técnico indicativo sem quase nenhum valor substancial e normativo. Parece não fazer sentido que a AR, ou qualquer das suas Comissões, se limitasse a dar um "parecer "sobre tal matéria. Acresce que, s.m.o, deixa de ser credível e compaginável com o quadro jurídico-constitucional vigente, a hipótese do membro do governo com atribuições e competências na matéria não se pronunciar, através de adequada e atempada decisão, acerca do PDIRGN 2017. Como, infelizmente, aconteceu nos PDIRGN transatos.

s) É interessante e necessário sublinhar que o PDIRGN- Plano Decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT, não obstante a critica feita quanto à designação e enquadramento, deve ter em consideração, de acordo com o quadro legal em vigor, diversos elementos fundamentais:

i. O relatório anual atualizado de monitorização da segurança do

---

[3] Alterou o n.º 4 do artigo n.º 26.º do Decreto-Lei n.º 30/2006, que passou a ter a seguinte redação: "O membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRGN, após parecer da ERSE e submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar."

[4] Não se conhece a formula deliberativa/legislativa exata segundo a qual a AR se irá pronunciar.

Anexo 9

abastecimento;
ii. Uma caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTGN, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;
iii. E deve observar na sua globalidade, para além de critérios de racionalidade económica, todas as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e tipo das infraestruturas de entrada de gás natural no sistema, as perspetivas de desenvolvimento dos setores de maior e mais intenso consumo, as conclusões e recomendações contidas nos relatórios anuais de monitorização da segurança do abastecimento, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares, a par das exigências de utilização eficiente das infraestruturas e de sua sustentabilidade económico - financeira a prazo.
iv. A elaboração do PDIRGN, no que diz respeito às interligações internacionais, parece dever ser feita em estreita cooperação com todos os operadores de rede e, também, acrescenta-se, em estreita articulação com o plano de investimento regional elaborado no contexto da REORT/ENTSOG.

t) Ao nível nacional, no âmbito do planeamento com características territoriais e setoriais, como é o caso vertente, existem, s.m.o., princípios jurídicos a respeitar para que o todo faça algum sentido e tenha eficiência e eficácia operativa:

i. Princípio da hierarquia: compatibilidade, conformidade e admissão da sua flexibilidade. Coordenação de intervenções aos diferentes níveis.
ii. Princípio da contracorrente: obrigação do plano hierarquicamente superior e/ou com maior amplitude tomar em consideração as disposições do plano hierarquicamente inferior focado num território mais restrito;
iii. Princípio da articulação: compatibilidade reciproca entre planos que não estão ligados por hierarquia, traduzindo-se em normas que evitem a coexistência de planos com disposições contraditórias

u) Parece ser claro que, no caso de um PDIRGN, sendo um "plano de investimentos", ele se deve concatenar com o Plano de Investimentos Regional, e estar em sintonia com posterior o Plano Decenal não vinculativo de Desenvolvimento da Rede à escala Comunitária.
Por aquilo que está regulamentado, parece evidente que deveria existir um plano de investimento regional estabelecido previamente ao plano de investimentos nacional.
O Plano Decenal não vinculativo de Desenvolvimento da Rede à escala Comunitária, embora sendo "hierarquicamente" superior tem, no presente contexto europeu, até porque meramente indicativo, um caracter de instrumento de consolidação dos planos nacionais previamente elaborados e aprovados.

v) O PDIRGN 2017 é, como a legislação refere e a proposta presente regista, um plano com um horizonte temporal de 10 anos.
Sabe-se bem quão difícil e insensato seria querer ter planos decenais com elevado grau de perenidade e imutabilidade. Também se conhece a evolução para um planeamento crescentemente iterativo, participado, em permanente monitorização e

Anexo 9

com vertentes estratégicas acrescidas, que ganhou foros de paradigma necessário. Mas, o PDIRGN 2017 é, de facto, um plano a dez anos.
Não é um conjunto de dois planos quinquenais, nem sequer uma coleção de cinco planos bienais. Muito menos é meramente indicativo, embora se conheça e reconheça que deverá ter acertos e alterações à posteriori, inclusivamente para fazer a adaptação às realidades socioeconómica e financeira futuras. É isto que está na lei e é nesses termos que o PDIRGN 2017 pode e deve ser analisado com vista às deliberações pertinentes dos Órgãos do Estado (regulatório, executivo e deliberativo).
Se uma maioria considerar difícil, impossível ou desadequado proceder de acordo com as normas vigentes , haverá que alterar o enquadramento legal. Mas, nunca, torcer ou tresler a lei, recorrendo, por exemplo, a um revisionismo pragmático baseado em expedientes semânticos de duvidoso enquadramento legal.

w) O que se regista no ponto anterior é trazido á colação tendo em conta que, na Proposta de PDIRGN 2017 veiculada pela ERSE, se afirma que o documento inicial apresentado pela REN Gasodutos evidencia "algumas melhorias e incorpora algumas das recomendações que a ERSE fez no seu Parecer à proposta de PDIRGN anterior".

x) Como primeiro exemplo, entende a ERSE destacar "a separação do conjunto de projetos de investimento que o operador da RNTGN assume necessitarem de uma Decisão Final de Investimento (DFI) na presente edição de PDIRGN, separando-os dos restantes que poderão vir a ser avaliados e eventual tomada a respetiva DFI em edições de PDIRGN futuras". E, acrescenta, "este procedimento permite ao decisor ter uma visão muito clara das consequências decorrentes da aprovação, reprovação ou adiamento da decisão".

y) Sem pôr em causa a evolução qualitativa do trabalho de planeamento da REN Gasodutos, não se alcança onde está o respaldo normativo para a apresentação de um PDIRGN dividido em dois conjuntos diferentes, um integrado por projetos que carecem "já" de decisão e outro com "ideias" para as quais não seria, por enquanto, necessário implicar visão e decisão política. Poderia parecer, embora estejamos certos que não será esse o objetivo, que o "decisor" era apoucado nas suas capacidades potenciais, talvez porque anteriormente não decidiu em tempo oportuno como lhe caberia fazer.

z) Na proposta de PDIRGN 2017 são, então, apresentados, de acordo com a supracitada filosofia, dois conjuntos de projetos:

i. Projetos Base de Investimento, que são designados como "projetos de remodelação e modernização", bem como outros que vêm de anos anteriores, embora nesse conjunto se integrem importantes ações na RNTGN, no terminal de GNL e no Armazenamento Subterrâneo, e que resultariam de uma avaliação "meramente técnica e interna que a REN Gasodutos fez dos ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições de segurança e operacionalidade da rede existente;
ii. Projetos Complementares do PDIRGN, que estariam num outro escalão decisional dos pontos de vista do grau de viabilidade/maturidade e da avaliação custo-benefício, que, na perspetiva do operador e da ERSE, já careceriam de "decisões do foro da política energética e em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente".

Anexo 9

aa) A REN Gasodutos só incluiu nos primeiros cinco anos do PDIRGN 2017 os Projetos Base, passando para o "segundo quinquénio" os Projetos Complementares, justificando essa opção pela elevada incerteza associada à concretização dos Projetos Complementares.

bb) O valor global para os três primeiros anos do Plano (que incluem os projetos que deverão ter DFI) é de cerca de 34,5 M€, que compara com o valor de investimento de 34,1 M€ proposto nos três primeiros anos da proposta de PDIRGN 2015 avaliados a Custos Diretos Externos (CDE). Sobre os investimentos registados em concreto não há objeções de monta a fazer.

cc) Entre os Projetos Complementares, com valores de investimento estimados num nível cinco vezes superior, estão a primeira fase da terceira interligação entre Portugal e Espanha, a estação de compressão do Carregado e projetos de ligação de novos pontos de entrega à RNDGN.

dd) É obvio que os dois primeiros projetos complementares têm um enquadramento incerto, com entradas em exploração muito dependentes de análises e decisões difíceis, não apenas no plano nacional (por exemplo a DIA do troço no Douro vinhateiro) mas, também, de âmbito internacional, particularmente europeu. Mas, pergunta-se, qual seria a dificuldade formal em aprovar o PDIRGN 2017 numa formatação global, embora justificadamente condicionada naquilo que o tivesse que ser? E, acrescenta-se, como poderão o Governo e a Assembleia da República, que não dão meros pareceres, deliberar com base num plano indicativo e parcial na forma em que está apresentado?

Finalmente, e aqui chegados, importará referir que não se afigura adequado continuar a supor que não é necessário haver, de facto, planeamento e planos energéticos formais e concretos, porque, supostamente, isso seria coisa em desuso ultrapassada pela ação do "mercado e as empresas". Será interessante notar que as grandes corporações privadas não planeiam "à vista", ano a ano, e sem uma visão integrada. Infelizmente, em Portugal, a função pública de planeamento, bem como de outras frentes essenciais para a defesa dos interesses comuns, foram sendo esvaziadas até ao nível mínimo em que hoje se encontram, o que põe em risco os interesses vitais e a segurança do país. Estamos num período de transição económica que aponta para um referencial energético muito exigente já no médio prazo que inclui a necessidade de haver VISÃO e ESTRATÈGIA e não apenas meras decisões caso a caso.

O que acontece na rede e demais infraestruras relacionadas com o gás natural está intimamente ligado com a produção, o transporte e a distribuição de eletricidade, afigurando-se insensato e, até, ser um perigoso equívoco, não estarmos já a analisar o PDIRT-E 2017 em articulação e simultaneidade com o PDIRGN 2017.

Anexo 10

Voto do representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade à "Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)"

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade **vota favoravelmente e na globalidade** o Parecer sobre a "Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)".

Lisboa, 29 de março de 2018

Dados Pessoais

Representante da entidade concessionária da RNT

Anexo II

Electricidade da Madeira

Declaração de voto do representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a *"Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)"*

Na qualidade de representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, voto favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Tarifário sobre a *"Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2018-2027 (PDIRT-E 2017)"*.

Funchal, 28 de março de 2018

Dados Pessoais
Ru Miguel Aveiro Vieira

(Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira.)