

# CONSULTA PÚBLICA

## 83

### SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

#### PROPOSTA PDIRT-E 2019

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





## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA .....</b>	<b>3</b>
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	3
2.2	QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA .....	5
2.2.1	Análise da evolução da oferta de capacidade de produção .....	5
2.2.2	Análise da procura.....	6
2.2.3	Metodologia de seleção de investimentos e informação económica.....	8
2.2.3.1	Classificação e caracterização dos projetos de investimento .....	8
2.2.3.2	Análise multicritério/ Custo-Benefício.....	9
2.2.4	Projetos base.....	11
2.2.4.1	Remodelação e modernização de ativos.....	11
2.2.4.2	Compromissos com a RND sobre segurança da alimentação à RND.....	12
2.2.5	Projetos complementares .....	13
2.2.5.1	Reforço da Capacidade de receção de nova Produção .....	13
2.2.5.2	Coordenação entre operador da RNT e operador da RND.....	14
2.2.5.3	Investimento racionais nas redes num contexto de transição energética.....	15



## 1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

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

Por sua vez, a DGEG enviou à ERSE a proposta de PDIRT-E 2019 recebida, competindo a esta entidade, nos termos do n.º 4 do referido artigo 36.º-A, promover uma consulta pública ao seu conteúdo, com a duração de trinta dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, de 15 de janeiro a 26 de fevereiro de 2019, a proposta de PDIRT-E 2019 elaborada pelo operador da RNT.

O presente documento sumariza e avalia as contribuições recebidas no âmbito do processo de consulta pública à proposta de PDIRT-E 2019. A metodologia adotada para avaliação das respostas baseia-se na organização do documento de enquadramento da consulta pública, ou seja, adota-se a mesma ordem dos assuntos e respetivas questões submetidas a consulta.

No decorrer desta consulta pública a ERSE recebeu contributos das seguintes entidades<sup>1</sup>:

- Conselho Consultivo da ERSE
- Conselho Tarifário da ERSE
- APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica
- APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- CIP Confederação Empresarial de Portugal
- EDP – Energias de Portugal, S.A.
- EDP Distribuição - Energia, S.A.

---

<sup>1</sup> Não são indicadas as entidades que solicitaram confidencialidade relativamente aos seus contributos.



## 2 SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA

No âmbito da consulta pública promovida pela ERSE à proposta de PDIRT-E 2019 enviada pela DGEG, foram recebidos contributos de 7 entidades, incluindo o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário da ERSE, que serão tidos em consideração na elaboração do Parecer da ERSE.

Do conjunto de contributos recebidos, algumas entidades optaram por não responder diretamente às questões colocadas no documento de enquadramento da consulta pública da ERSE, endereçando, no entanto, alguns dos temas que cobrem as questões submetidas à consulta. Para além disso, enviaram também contributos sobre questões de princípio e de carácter mais geral ou sobre temas e aspetos do plano que consideraram mais pertinentes.

Nos pontos seguintes sumarizam-se as contribuições recebidas dos diferentes participantes da consulta pública à proposta de PDIRT-E 2019. Para além de um sumário das contribuições relativas às questões submetidas a consulta pública incluem-se igualmente considerações de carácter mais geral e outros contributos tidos por relevantes pelas entidades que participaram na consulta pública.

### 2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

#### APROVAÇÃO DOS PDIRT-E

Foram recebidos dois contributos com referência ao processo de aprovação do PDIRT-E. Um dos contributos releva que a proposta de PDIRT-E 2019 em avaliação é a primeira a ser submetida após a aprovação de um plano de investimentos pelo Governo, em particular a aprovação do PDIRT-E 2017 em fevereiro de 2019, numa versão final que incorpora várias das recomendações da consulta pública. Este mesmo contributo realça igualmente o facto da proposta de PDIRT-E 2019 não incluir os projetos já aprovados. Refere esta entidade que sobre esses projetos, o documento de enquadramento à Consulta Pública elaborado pela ERSE contém informação relevante sobre a sobreposição do horizonte temporal, com projetos aprovados e outros ainda por aprovar.

Um segundo contributo realça como positivo a inclusão no ciclo de aprovação do PDIRT-E da etapa de audição à Assembleia da República, salientando igualmente os benefícios decorrentes da aprovação do PDIRT-E 2017, permitindo uma maior certeza quanto à calendarização dos projetos, quer por parte do operador da RNT, quer por parte dos restantes atuais e futuros utilizadores das redes.

Um contributo alerta para o facto de esta edição do PDIRT-E 2019 ser a última elaborada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, ainda na redação anterior à revisão de 3 de julho, e que, por isso, estamos na presença de um processo que atravessa uma alteração de regime, alteração que esta entidade considera importante, pois permitirá a aprovação do plano pelo Secretário de Estado da Energia antes do início do horizonte de execução do mesmo.

#### **MONITORIZAÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DO PDIRT-E**

No âmbito da monitorização da implementação do PDIRT-E, após aprovado, a realizar pela ERSE nos termos previstos no artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, há um comentário que refere a necessidade de ajustamentos aos investimentos propostos em função do que a realidade vier a impor, designadamente no que se refere aos cenários de oferta e procura, e à calendarização da execução dos projetos.

Outro comentário recomenda que a metodologia adotada para identificação de benefícios possa ser utilizada para monitorização *ex-post* dos benefícios efetivamente alcançados, podendo esta informação constituir um elemento importante na elaboração de futuros PDIRT-E e na monitorização da implementação do PDIRT-E, cuja responsabilidade está atribuída à ERSE.

#### **MODELO DE REGULAÇÃO**

Um dos comentários recebidos considera importante, apesar de não ser objeto do PDIRT-E, repensar o enquadramento regulatório em termos de remuneração de ativos, tendo em consideração a concretização dos investimentos e a entrada em serviço dos respetivos ativos, sendo fundamental encontrar um equilíbrio saudável em nome da economia e competitividade nacionais, entre a obtenção dos objetivos de políticas energéticas, com a sua dinâmica própria, e imposições de legislação e regulamentação e os custos a suportar pelos consumidores.

#### **AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRT-E**

Um contributo refere que considera aceitável o facto da atual proposta de PDIRT-E 2019 não incluir a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), referindo que o operador da RNT considera que no primeiro quinquénio não há alterações relevantes que tenham impacto na AAE já realizada no âmbito do PDIRT-E 2017 aprovado. Ainda assim, recomenda que esta AAE seja retomada no próximo PDIRT-E.

## 2.2 QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

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

#### Questão 1

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

Foram recebidos seis comentários relativos à análise da evolução da oferta de capacidade de produção apresentada no PDIRT-E 2019. Destes, dois comentários referem que a capacidade de produção associada aos pedidos de ligação efetuados junto do operador da RNT, da ordem dos 85 GW é manifestamente exagerada, representando cerca de 10 vezes a ponta nacional.

O mesmo comentário é crítico sobre a liberdade de escolha dos sítios pelos promotores aquando da realização de leilões de tecnologia solar fotovoltaica, originando elevados volumes de investimento para ligação desses novos centros eletroprodutores e consequentes encargos para os consumidores. Assim, esta entidade recomenda grande e atenta vigilância no que toca à escolha dos sítios aceites nos novos leilões. Finalmente este mesmo contributo chama a atenção para a importância da interligação Espanha-França e o impacto negativo desse atraso na necessidade de mais reforço de rede para integrar esta nova produção com consequências na fatura dos consumidores e na dívida tarifária.

Há um comentário refere que embora seja aceitável que o operador da RNT tenha adotado o cenário Ambição do RMSA-E 2018, entretanto atualizado com a edição do RMSA-E 2019 já alinhada com o PNEC, faria mais sentido que o ritmo de entrada de nova produção fosse ajustado e calendarizado de modo a cumprir o objetivo de 80% de penetração de renovável em 2030, ao invés de simplesmente se apontar para as metas de oferta de capacidade prevista no PNEC 2030.

Em termos de produção distribuída associada ao autoconsumo, há um comentário que refere ser necessário caracterizar geograficamente esta produção por zona de rede, uma vez que a localização da mesma tem impacto nas necessidades e na operação da RNT.

Relativamente às centrais térmicas a carvão, a maioria dos comentários refere o facto de PDIRT-E 2019 ter como base a edição do RMSA-E 2018, cujas datas de descomissionamento das centrais a carvão é 2025,

datas estas entretanto antecipadas pelo Governo, para 2021, e refletidas na edição do RMSA-E 2019. Em consequência, o operador da RNT informou os conselhos consultivo e tarifário de que será necessário antecipar um dos eixos de 400kV previstos para o segundo quinquênio, de modo a garantir a segurança da operação da RNT. Há um comentário a solicitar a avaliação do impacto da RNT caso esse projeto sofra atrasos ou no caso dessa antecipação não ser aprovada.

Já em termos de coordenação entre RNT e RND, há um comentário que refere o crescimento esperado da penetração da produção de origem renovável na RND, mas refere igualmente que esta produção distribuída não tem ainda um impacto significativo em termos de redução significativa do papel da RNT em termos de suporte à RND, devido à sua natureza volátil que não permite garantir a alimentação dos consumos com o grau de confiança necessário para o qual é dimensionada a RND.

Também a crescente penetração de Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC) pode conduzir à redução da própria carga natural dos consumidores na RND, potenciando a inversão de trânsitos nas redes. O operador da RNT e o operador da RND trocam regularmente informações sobre o estado das redes e sobre a previsão de evolução de trânsitos de potência, refletindo a presente proposta de PDIRT-E 2017 as posições acordadas entre estes.

Há 2 comentários que referem não existir na proposta de PDIRT-E sobre evolução da capacidade de receção na fronteira RNT/RND não permitindo planear novas ligações de novos centros eletroprodutores na RND, o que implica se traduzirá por uma maior dificuldade de cumprir os objetivos de crescimento da produção local e descentralizada a partir de fontes renováveis previstos no PNEC.

## 2.2.2 ANÁLISE DA PROCURA

### **Questão 2**

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

### Questão 3

Considera que o operador da RNT incorpora adequadamente no planeamento a médio e longo prazo, o desacoplamento entre a ponta de carga síncrona do SEN e a ponta de carga da RNT10?

No âmbito dos comentários recebidos sobre a análise da procura, é salientado que os pressupostos de procura foram atualizados em alta na proposta de PDIRT-E 2019, face ao PDIRT-E 2017 aprovado, e que o operador da RNT considera poder ser necessário efetuar nova atualização no exercício de 2021.

Sobre o impacto da flexibilidade da procura, um contributo aponta não existir evidência que o operador da RNT tenha considerado no cenário da procura o potencial impacto da evolução da eficiência energética, do autoconsumo, da produção distribuída, da produção de hidrogénio “verde” e da flexibilidade ativa do lado do consumo.

No mesmo sentido, outro contributo considera que ainda que a flexibilidade da procura possa ter um impacto menor nos primeiros anos do horizonte do plano, no final do 1.º quinquénio e em especial no 2.º quinquénio, poderá ter um papel relevante no SEN com impacto no planeamento das redes, recomendando por isso ao operador da RNT que em coordenação com o operador da RND, acompanhe e monitorize os aspetos relacionados com a flexibilidade da procura.

Igual recomendação é expressa num comentário no sentido do operador da RNT monitorizar e acompanhar a evolução da ponta da RNT, que tenderá a evoluir devido à injeção nas redes de uma crescente penetração da produção distribuída mais próxima dos consumos locais. Em particular, é realçada a necessidade de se manter as boas práticas de simular um conjunto alargado de cenários de padrões característicos do diagrama de cargas de cada região, cruzados com caracterização horária da carga ativa e reativa por subestação e respetiva produção distribuída na sua área de influência.

Estas recomendações de uma monitorização atenta e constante das tendências de evolução da resposta e da flexibilidade da procura são complementadas com a importância de se definir e implementar medidas coordenadas de gestão e de planeamento para que, quando estiverem consolidadas as condições de gestão inteligente dos consumos e das cargas locais, seja possível a participação eficiente da procura na prestação de serviços de sistema.

## 2.2.3 METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E INFORMAÇÃO ECONÓMICA

### 2.2.3.1 CLASSIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

#### **Questão 4**

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

No âmbito desta questão, a generalidade dos comentários considera adequada a caracterização dos projetos, realçando a boa prática instituída no PDIRT-E 2017, de classificar os mesmos como projetos Base, quando a sua necessidade ser iniciativa do operador da RNT, e a sua prioridade estar associada à segurança e fiabilidade da rede, ou associada a compromissos com o operador da RND, ou classificar como projetos Complementares quando se trata de projetos associados ao cumprimento de metas de política energética, e cuja decisão sobre a sua prioridade e calendarização é da responsabilidade do concedente, ou seja é externa ao operador da RNT.

Igual nota positiva é dada em três comentários sobre a identificação dos projetos e montantes que necessitam de emissão de Decisão Final de Investimento, com destaque para os Projetos Base no 1.º triénio do horizonte do Plano. Também esta boa prática foi introduzida na proposta de PDIRT-E 2017, no seguimento de recomendações anteriores da ERSE.

Não obstante, há um contributo que refere que apesar de estarem adequadamente identificados os projetos base que se preveem passar para a exploração no período 2020-2024, não resulta claro quais os projetos em carteira que estão, efetivamente, a ser construídos. Por outro lado, o mesmo contributo questiona o acréscimo de investimento em projetos base no 1.º triénio 2020-2022, cuja necessidade se verificou posteriormente à aprovação do PDIRT-E 2017, não existindo uma razão de causalidade com a implementação de qualquer outro projeto complementar.

Já quanto à identificação das necessidades de rede, a generalidade dos comentários aponta para a necessidade de aprofundar a informação sobre necessidades de investimento ao nível da fronteira entre a rede de transporte MAT e a rede de distribuição AT, associada a um défice estrutural de capacidade de receção na fronteira MAT/AT, nomeadamente sobre a evolução esperada da mesma, em resultado de um eventual reforço da capacidade de transformação MAT/AT.

Já sobre as restantes necessidades de rede, designadamente 1) a criação de capacidade de receção de nova produção renovável; 2) a gestão de ativos em final de vida útil, com ações de remodelação ou substituição; 3) gestão do perfil de tensões da rede e gestão da energia reativa e 4) alteração dos perfis de geração em virtude da alteração do parque eletroprodutor;

Sobre o ponto 2) há 1 comentário que aponta para as boas práticas adotadas pelo Operador da RNT no que diz respeito à remodelação, renovação e substituição de ativos que por obsolescência o justifiquem, boas práticas que se traduzem num histórico de ausência de interrupções de serviço associadas a falhas na rede de transporte.

Já sobre o ponto 4), aponta esse comentário para a necessidade e um aprofundamento das análises de sensibilidade, incluindo análises holísticas do funcionamento do mercado ibérico e respetivos fluxos de energia, simulando a saída das centrais a carvão. Recomenda esse agente que seja analisado em particular o impacto na RNT de um atraso na concretização de eixos de transporte propostos pelo RNT para compensar essa saída de serviço e reforçar a fiabilidade e segurança de operação da rede, num cenário de forte penetração renovável, com possibilidade de deslastre dessa produção.

Finalmente, e em termos globais, um contributo regista que o investimento incremental previsto de 196 M€ no primeiro quinquénio, continua elevado face à dimensão da rede elétrica nacional por comparação com a rede elétrica de transporte espanhola (tipicamente cinco a seis vezes maior), recomendando que o operador da RNT proceda a um benchmarking com outros operadores de rede europeus tendo como indicadores o investimento proposto por estas entidades em função da dimensão da rede, energia transportada, etc..

#### 2.2.3.2 ANÁLISE MULTICRITÉRIO/ CUSTO-BENEFÍCIO

##### **Questão 5**

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

##### **Questão 6**

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

A totalidade dos comentários recebidos considera, no geral, adequada a metodologia multicritérios custo-benefício adotada pelo operador da RNT, em linha com as melhores práticas sancionadas pela ENTSO-E e Comissão Europeia.

Apesar desta posição, dois comentários salientam a importância do mérito das propostas selecionadas pelo operador da RNT face às alternativas estudadas. Assim, estes comentários recomendam melhorar a proposta de PDIRT-E com a inclusão dos resultados das análises comparativas entre o projeto proposto e as alternativas estudadas, descrevendo os méritos da opção selecionada, ilustrando os resultados da comparação, nomeadamente a aplicação dos principais indicadores monetizados: o benefício socioeconómico em termos do custo evitado (i) na aquisição dos combustíveis fósseis, (ii) licenças de CO2 e (iii) das trocas comerciais com Espanha que os novos projetos da RNT permitem incorporar no Sistema Elétrico Nacional (SEN), e redução de energia de perdas.

Em termos de quantificação dos benefícios por tipo de utilizador da rede, produtor ou consumidor, há um comentário que não considera relevante alocar custos de investimento em função dos benefícios que cada agente recolhe em consequência da concretização desses projetos de investimento, uma vez que o objetivo do operador da RNT é garantir um desenvolvimento da RNT com o menor custo no longo prazo e que todos os agentes irão beneficiar desse investimento, ou em último caso o próprio SEN. Consideram por isso, esta alocação de custos e benefícios deve seguir um método simples e eficaz, que forneça os corretos sinais económicos.

O mesmo comentário refere que *“uma excessiva e muito detalhada preocupação na repartição de custos e benefícios é prejudicial a todo o sistema, em que a economia e o consumidor ficam sempre prejudicados, alegando que deve prevalecer um sistema de imputação de custos e benefícios simples e eficaz, que forneça os mais corretos sinais económicos e de incentivos, devendo continuar a caber ao sistema público a realização do investimento estruturante, ou seja, aquele que abrange as necessidades comuns de vários indutores/agentes, o qual deve ser concretizado da forma mais custo eficaz possível”*.

Em sentido diferente, um contributo recomenda que o operador da RNT, em articulação com a ERSE e a DGEG, monitorize atenta e continuamente os diferentes fatores que condicionam o desenvolvimento da RNT, evitando que sejam atingidos picos de produção e transporte de energia elétrica não compatíveis com as necessidades e possibilidades de consumo ou exportação, num contexto de MIBEL, evitando assim assumir custos irre recuperáveis. Refere ainda este contributo, suportado por outro em igual sentido, e que deve a ERSE acompanhar de perto a definição das participações dos custos de investimento em função dos benefícios que se esperam possam vir a ser auferidos pelos diferentes grupos económicos que os

motivaram e que deles beneficiaram (i.e. separar os benefícios associados aos consumidores daqueles que irão ser recolhidos pelos produtores). Pretende-se deste modo que as tarifas de acesso reflitam esta realocação de custos / benefícios entre consumidores e produtores

#### 2.2.4 PROJETOS BASE

##### 2.2.4.1 REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

###### **Questão 7**

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

Um dos comentários recebidos considera adequada a informação disponibilizada pelo operador da RNT acerca das ações de remodelação e substituição propostas, salientando como positivo a inclusão de informação sobre os custos evitados com a concretização de um projeto, na calendarização proposta, em detrimento da sua não realização nesse momento, mas num momento posterior, aquando de falha do equipamento, acrescido dos para repor o serviço após essa falha.

Outro comentário reconhece como positiva a abordagem metodológica do operador da RNT 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. No mesmo sentido, um outro contributo valoriza o esforço de investimento relacionado com remodelação, modernização, acondicionamento, substituição ou reconstrução de ativos em fim de vida útil, e valoriza as boas práticas adotadas, que se traduzem num histórico de ausência de interrupções de serviço associadas a falhas na rede de transporte em especial para consumidores com requisitos de qualidade elevados, como é o caso da indústria eletrointensiva.

Sem colocar em causa os investimentos propostos, um dos comentários salienta que o crescimento das redes ocorre a uma taxa muito superior à do consumo (estagnação / crescimento muito reduzido) o que irá originar o decréscimo nos fatores de carga a que estão submetidos alguns equipamentos podendo aumentar a sua vida útil (modificação do indicador de estado), muito para além da sua vida contabilística, reduzindo a necessidade de substituição.

Finalmente um comentário considera que estes investimentos não terão impacto relevante nas tarifas uma vez que 80% dos investimentos nesta rubrica são de substituição e que representará no máximo 1% do ativo do operador da RNT.

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

##### **Questão 8**

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

Foram recebidos três comentários que abordam diretamente o tema da coordenação do planeamento da RNT e RND, lembrando que atualmente esta coordenação já existe e é realizado nos termos do Regulamento de Operação das Redes, baseado na troca regular de informação de planeamento entre ambos os operadores, incluindo a realização de estudos conjuntos e reuniões de coordenação. Como resultado desse trabalho conjunto, é proposta uma calendarização coordenada dos diferentes projetos, com destaque para as propostas de reforço da capacidade de transformação em termos de segurança de abastecimento nos consumos da RND (Ex. casos de Divor e Ourique).

Este mesmo comentário realça que, historicamente, a coordenação tem incidido apenas em questões de garantia da segurança de alimentação de consumos, e que as práticas instituídas se têm revelado eficazes e robustas. No entanto, no atual contexto em que a produção descentralizada tem crescido de forma muito acelerada, começam a surgir oportunidades de melhoria no que toca à gestão coordenada da capacidade de ambas as redes para integração de nova produção renovável nos vários níveis de tensão. Neste sentido, propõe esta entidade que sejam criados mecanismos que favoreçam um planeamento coordenado, de logo prazo, sobre a integração desta produção nos vários níveis de tensão e nas diferentes redes, envolvendo ambos os operadores de rede e ainda as entidades oficiais responsáveis pela política energética. Só assim será possível garantir a compatibilidade de ambos os planos de desenvolvimento e investimento nas redes com os objetivos da política energética e clima em vigor.

Embora nenhum comentário aborde explicitamente a questão dos benefícios associados aos reforços da fronteira RNT /RND, implicitamente há quatro contributos que abordam as necessidades da RND, e as vantagens das ligações de nova produção renovável na RND, e do reforço da capacidade de transformação na fronteira RNT /RND.

## 2.2.5 PROJETOS COMPLEMENTARES

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

#### **Questão 9**

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

#### **Questão 10**

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

Sendo a principal necessidade indutora dos investimentos na RNT, o reforço da capacidade de receção de nova produção a partir de fontes renováveis foi objeto de diferentes comentários. Em particular, um comentário sublinha a importância de uma calendarização adequada para a realização dos projetos, de forma a garantir a existência atempada de capacidade para a ligação de novos produtores, recomendando que, em caso de escolha, deve ser dada prioridade aos projetos com maior valor acrescentado de capacidade de receção, e em particular o eixo de 400kV localizado no Alentejo.

Um outro comentário considera que há projetos de rede estruturantes, necessários para a integração de renováveis, cuja data de conclusão, em 2027, 2028 ou 2029, poderá vir a revelar-se tardia para viabilizar a efetiva conclusão de construção de centrais de forma atempada para cumprir os objetivos do PNEC 2030.

Sobre a metodologia adotada pelo operador da RNT para determinar a capacidade de receção que anuncia como disponível na proposta de PDIRT-E 2019, há um comentário que a considera a metodologia adequada no que diz respeito aos valores publicados e ao racional subjacente, apontando melhorias apenas no que diz respeito à necessidade de incluir a evolução esperada na capacidade de receção na fronteira MAT/AT.

2.2.5.2 COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND

**Questão 11**

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

A esta questão, responderam cinco entidades, embora de modo distinto. No geral, todos os comentários referem que a proposta de PDIRT-E 2019 não apresenta informação suficiente sobre a fronteira entre a RNT e a RND, designadamente ao nível da evolução da capacidade de receção no nível 60 kV, e das respetivas necessidades de investimento, nomeadamente em capacidade de transformação MAT/AT.

Dois comentários referem a necessidade de existir uma maior coordenação entre os operadores das redes, na identificação destas necessidades, e um comentário em particular sugere um planeamento integrado de longo prazo envolvendo também as entidades públicas responsáveis pela política energética nacional, que permita definir a estratégia sobre ligação de nova produção (em que rede e em que nível de tensão).

Dois comentários referem a importância de garantir que existe capacidade de receção na fronteira MAT/AT, de modo a otimizar o uso da capacidade de receção já existente na RND, permitindo aos agentes a ligação às redes de distribuição com menores custos face à opção de ligação à RNT, não prejudicando assim os pequenos promotores nos leilões de capacidade.

Um outro tema abordado por quatro entidades é realização de estudos e a necessidade de aprofundar os estudos conjuntos já existentes, bem como disponibilizar na proposta de PDIRT-E os resultados e as conclusões dos mesmos.

Finalmente, um dos contributos refere que se afigura lógico e racional que o reforço da capacidade de receção no nível de 60 kV seja conseguido através do já referido planeamento integrado, mas que ao responder a este défice de capacidade tenha também em conta o impacto territorial associado um aumento de linhas elétricas e de subestações nas redes de distribuição. Termina o mesmo comentário lembrando que parte dos investimentos necessários, poderá até ser comparticipada financeiramente pelos promotores, num modelo que teria de ser definido em antecedência com o regulador e a tutela.

**Questão 12**

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

A esta questão, responderam 3 entidades, com posições distintas.

Duas destas entidades entendem haver espaço de oportunidade para que os operadores de ambas as redes otimizem a gestão da reativa e a troca de energia reativa entre redes, uma vez que a RND pode absorver o excesso de energia na RNT em algumas horas do dia, permitindo, deste modo, adiar algum investimento em equipamento, com benefício para os consumidores.

Uma destas entidades refere ainda que também do ponto de vista dos produtores, há já hoje em dia tecnologia moderna instalada nas instalações de produção que em muitos casos poderia fornecer o serviço de gestão da energia reativa, seja injetar, seja absorver, constituindo mais uma estratégia alternativa ao investimento proposto pelo operador da RNT. Esta entidade refere que, no momento de se decidir sobre os méritos propor ao investimento em novo equipamento, se devem ter em consideração as várias opções possíveis, sugerindo ainda um estudo sobre uma possível adoção do modelo do reino Unido ou Irlanda, onde existe um mercado e leilões dedicados à prestação do serviço de controlo de tensão.

Por outro lado, um terceiro comentário que refere que este é essencialmente um problema técnico, e que por isso, deve ser gerido centralizadamente pelo operador da RNT, a quem deve caber definir as regras que os “Módulos de Parques Geradores” e geradores síncronos deverão ter, em linha com o Código de Rede. Refere, no entanto, que esta gestão deve ser realizada em estreita colaboração com o operador da RND, definindo os perfis otimizados da gestão de reativa nas redes de distribuição (e dos seus consumidores e geradores ligados à RND). Conclui o comentário, defendendo o recurso ao investimento na instalação de reatâncias e bateria de condensadores como a forma mais custo-eficaz de gerir os trânsitos de energia reativa no SEN.

#### 2.2.5.3 INVESTIMENTO RACIONAIS NAS REDES NUM CONTEXTO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

##### **Questão 13**

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

Sobre este tema, foram recebidos quatro comentários. Comum a todos, a alteração de paradigma do funcionamento do setor elétrico.

Em particular, sobre a transição energética, há um contributo que sublinha esta ser um objetivo politicamente assumido pelo Governo, e que colocará desafios relevantes aos operadores das redes, devendo, por isso, o exercício de planeamento deverá procurar encontrar o balanço entre diferentes sinais,

por vezes com sinais antagónicos. Esta mesma entidade refere que a proposta de PDIRT-E 2019 já incorpora algumas questões relacionadas com a alteração do paradigma de funcionamento do setor, alinhando alguns cenários com as metas inscritas no PNEC 2030. É realçado a importância da eletrificação da economia, associada a uma descarbonização das sociedades, que se irá traduzir numa redução da intensidade elétrica no PIB ao mesmo tempo que uma maior eficiência na utilização dos recursos, com impactos na evolução da procura.

Outro aspeto desta mudança de paradigma, também referido por 3 contributos está relacionado com o desacoplamento entre ponta síncrona e ponta da RNT, com um aumento da ponta da RNT associado à injeção na rede por parte da produção distribuída de origem renovável, e que irá condicionar grande parte do investimento na RNT. A gestão “*smart*” das redes poderá ter impacto na vida útil dos equipamentos, complexificando as decisões relativas à necessidade da sua substituição.

Comum a quatro comentários, o impacto que a forte penetração da produção distribuída a partir de fontes renováveis, ligada a vários níveis de tensão, poderá ter nas redes, resultando em certas horas do dia na inversão do sentido do trânsito de energia, da RND para a RNT, obrigando a uma operação das redes de forma mais coordenada.

Para duas destas entidades, apesar do crescimento expectável a nível local, ainda não justificará, por si só, uma redução acentuada da utilização das infraestruturas de rede, o que só deverá ocorrer como resultado de uma implementação generalizada de soluções de flexibilidade ao nível do uso das redes, como por exemplo o armazenamento. Ainda assim, três contributos são claros quanto à importância do crescimento da produção junto dos consumos locais, associada ao autoconsumo e comunidades locais, e o seu papel na eletrificação da sociedade, recomendando uma monitorização quanto a estes fatores e seu impacto no planeamento futuro das redes.

Um contributo é explícito quanto às exigências que serão impostas às redes, em termos de manter elevados níveis de fiabilidade, necessários a que as novas tecnologias de digitalização e informatização operem com eficácia, permitindo que soluções de flexibilidade como o armazenamento e a mobilidade elétrica possam ser uma realidade.

Sobre a alteração das metodologias de planeamento das redes, há um comentário que suporta a ideia de que no futuro estas não ser planeadas de modo a dar resposta a picos de utilização ao longo de todo o ano, uma vez que haverá soluções de flexibilidade, quer ao nível da oferta, quer da procura, o que permitirá dar resposta aqueles períodos de tempo reduzidos em que a rede não seja capaz de dar resposta aos fluxos de

energia. Deste modo, com recurso a estas soluções evitar-se-á reforços injustificados de rede, e o aumento do custo a suportar pelos consumidores.

Em termos de integração europeia, há um comentário que salienta a importância da integração entre as redes a nível regional e europeu, recordando a necessidade de garantir o reforço das interligações internacionais para que existam condições para um bom funcionamento do MIBEL, e para seja possível alcançar as metas propostas a nível ibérico e europeu, permitindo deste modo uma maior flexibilidade e um maior segurança na operação das redes, face a um volume crescente de produção intermitente.

É ainda referido que, no médio prazo, é expectável que venha a ocorrer uma maior interdependência entre os setores elétrico e de gás natural, o denominado *sector coupling*, em que a eletricidade e o gás se complementarão no abastecimento das necessidades de procura térmica e elétrica. Este contributo refere que, para que tal seja viável, será necessário um planeamento mais integrado entre os diferentes operadores de redes e de infraestruturas, desenvolvendo cenários conjuntos com vista a maximizar os benefícios de integração de ambos os setores. No entanto, uma entidade salienta que, face á incerteza sobre o futuro, e face às diferentes opções possíveis, tais como o papel da utilização do hidrogénio, “para reduzir o risco de investimento ocioso, é necessário que o Governo consiga traçar com a máxima clareza e objetividade os objetivos que pretende. Por ex: quando e a que ritmo se irão instalar ou desativar produtores? Qual o “*mix*” e a velocidade da implementação de novas tecnologias? Qual o ritmo da eletrificação, do desenvolvimento do hidrogénio ou outros biocombustíveis? e qual o nível de segurança e de autossuficiência que se quer para o país.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

