

Síntese das contribuições das Entidades
que participaram na Consulta Pública à Proposta de
PDIRT-E 2017



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO.....	1
2	SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA.....	3
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	3
2.2	QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA	6
2.2.1	Análise da evolução da oferta de capacidade de produção	6
2.2.2	Análise da procura	9
2.2.3	Metodologia de seleção de investimentos e informação económica.....	11
2.2.3.1	Classificação e caracterização dos projetos de investimento.....	11
2.2.3.2	Custos de Investimento e Impactes Tarifários.....	12
2.2.3.3	Análise multicritério/ Custo-Benefício.....	13
2.2.4	Projetos base	14
2.2.4.1	Remodelação e modernização de ativos	14
2.2.4.2	Compromissos com a RND sobre segurança da alimentação à RND	15
2.2.5	Projetos complementares	16
2.2.5.1	Reforço da Capacidade de receção de nova Produção	16
2.2.5.2	Reforço da Capacidade de Interligação com Espanha.....	19
2.2.5.3	Ligação a polos de consumo e coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND.....	20
2.2.5.4	Outros Projetos Complementares.....	22

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 2018-2027 (PDIRT-E 2017).

Por sua vez, a DGEG enviou à ERSE a proposta de PDIRT-E 2017 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 fevereiro a 29 de março de 2018, a proposta de PDIRT-E 2017 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 2017. 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 entidades¹:

- Conselho Consultivo da ERSE
- Conselho Tarifário da ERSE
- Secretaria Regional da Energia, Ambiente e Turismo – Região Autónoma dos Açores
- Câmara Municipal de Águeda
- Câmara Municipal de Alandroal
- Câmara Municipal da Maia

¹ Não são indicadas as entidades que solicitaram confidencialidade relativamente aos seus contributos.

- APIEE - Associação Portuguesa dos Industriais da Engenharia Energética
- APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica
- APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- CIP Confederação Empresarial de Portugal
- Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.
- EDP – Energias de Portugal, S.A.
- EDP Comercial - Comercialização de Energia, S.A.
- EDP Distribuição - Energia, S.A.
- Endesa Generación Portugal, S.A.
- Iberdrola Generación, S.A.
- ISDC - International Solar Development Company, LDA
- LUZ.ON - Solar Energy, S.A.
- REN Trading, S.A.

2 SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA

No âmbito da consulta pública promovida pela ERSE à proposta de PDIRT-E 2017 enviada pela DGEG, foram recebidos contributos de 21 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 2017. 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

CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A QUALIDADE DA PROPOSTA

Seis comentários registam de forma muito positiva a qualidade da proposta de PDIRT-E 2017, salientando o nível de fundamentação das propostas apresentadas e a identificação e quantificação de benefícios associados aos investimentos propostos. Nesta linha, destacam a inclusão da análise multicritério/custo-benefício, a classificação dos investimentos em projetos Base e projetos Complementares, a identificação dos projetos para os quais é solicitada uma Decisão Final de Investimento (DFI) pelo Concedente, a inclusão de informação mais detalhada sobre capacidades de receção de nova geração e os pareceres de entidades externas sobre a proposta de PDIRT-E 2017. Também é referido que se trata de um importante exercício de planeamento do desenvolvimento da rede de transporte devidamente articulado com o planeamento da RND no que se refere às ligações entre a RNT e a RND.

Contudo, um dos comentários considera igualmente que alguns aspetos do documento colocado em consulta carecem de melhoria ou até de algum reenquadramento.

APROVAÇÃO DOS PDIRT-E

Dois comentários recebidos referem-se à aprovação dos PDIRT-E. Um contributo releva que este processo de elaboração do PDIRT-E 2017 é o 3.º exercício elaborado, salientando que para os 2 anteriores não se verificou a aprovação ou rejeição formal dos mesmos. Regista que as propostas de PDIRT-E apresentadas em 2013 e 2015 não foram aprovadas e, portanto, as comparações de valores indicadas, são apenas entre sucessivas propostas do ORT e não de planos efetivos, e que a situação atual, de planos que não são decididos, conduz a uma incerteza generalizada sobre a realização dos investimentos e à sua concretização pontual. As consequências da ausência de decisão são, no seu entender, contrárias à motivação da realização dos PDIRT-E, alegando que um plano deve permitir a identificação, justificação e discussão das necessidades de investimento, devendo conduzir a uma opção responsável e transparente da sua concretização.

Outro comentário, mantendo a posição de recomendar, em cada momento, parcimónia na definição dos projetos a realizar, pelos potenciais impactos tarifários, considera, contudo, que não se poderá cair no extremo oposto, em que a ausência de confirmação da aprovação dos projetos prejudique a execução daqueles que se demonstram necessários. Deste modo, insta a ERSE a sensibilizar as entidades responsáveis para a relevância da conclusão dos processos de apreciação e aprovação dos PDIRT-E, pela acrescida transparência e criação de ambiente adequado ao investimento que tal acarretaria, solicitando à DGEG, à ERSE e às restantes entidades competentes envolvidas uma maior celeridade no processo de aprovação do PDIRT-E.

PRAZOS DA CONSULTA

Foram recebidos dois comentários relativos aos prazos em que decorre a consulta. Um comentário refere que, no futuro, seria desejável que as entidades pudessem fornecer os seus contributos num momento em que as diversas opções de investimento ainda estão em aberto e possam ser equacionadas/avaliadas ainda antes da sua inscrição no PDIRT-E.

Outro comentário manifesta preocupação face ao calendário de aprovação desta proposta de PDIRT-E. Atualmente, 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, não refletindo contudo as recentes disposições da Lei do Orçamento do Estado para 2017 que definiu que o PDIRT-E passasse a ser também objeto de discussão na Assembleia da República, para além da avaliação por parte da ERSE e aprovação por membro do Governo responsável pela área da energia. Alega que não se afigura assim claro

qual o prazo total previsto para aprovação da proposta de PDIRT-E, contemplando a fase de discussão e aprovação do mesmo pela Assembleia da República.

MONITORIZAÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DO PDIRT-E

De acordo com um comentário recebido, no âmbito da monitorização da implementação do PDIRT-E, efetuada pela ERSE nos termos previstos no artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, deverão ser considerados os ajustamentos que a realidade vier a impor, designadamente no que se refere a alterações de localização ou calendarização da execução dos projetos.

O comentário recomenda uma particular atenção para a necessária articulação dos diferentes instrumentos de planeamento no atual contexto de mudança de paradigma do abastecimento de energia. A alteração de um sistema elétrico assente em produção centralizada para produção distribuída, com menor grau de controlo, a par da eficiência energética e da mobilidade elétrica, obriga à identificação e decisão atempada sobre os meios de segurança do abastecimento, tipologias e grau de armazenagem.

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, embora não seja 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.

Nesse sentido o contributo considera que a presente proposta de PDIRT-E, com um custo previsto de 409 milhões de Euros, apenas nos primeiros 5 anos, deve ser ponderada numa tentativa de diminuir o nível de investimento previsto sem que tal prejudique, na sua essência, os vetores estratégicos traçados e garantia da qualidade do serviço. Entende que devem ser apenas assegurados os investimentos que, com os atuais níveis de procura, possam ser efetuados de forma a garantir um desagramento do custo unitário das

tarifas de acesso suportadas pelos utilizadores das redes de transporte, nomeadamente para assegurar a competitividade das indústrias electrointensivas.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL DO PDIRT-E

Um dos comentários considera que o procedimento seguido é adequado ao cumprimento das exigências legais aplicáveis e vai ao encontro das boas práticas existentes em matéria de Avaliação Ambiental Estratégica.

2.2 QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

2.2.1 ANÁLISE DA EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

Questão 1

Considera que é suficiente e adequada a informação utilizada na proposta de PDIRT-E 2017 sobre a evolução prevista da produção?

Questão 2

Considera que a proposta de PDIRT-E 2017 analisa devidamente a evolução previsível da produção descentralizada ligada às redes de distribuição e o impacto que esta evolução tem na necessidade de reforços da RNT para escoar a produção não absorvida pela carga natural da RND?

Foram recebidos 10 comentários relativos à análise da evolução da oferta de capacidade de produção apresentada no PDIRT-E 2017. Um dos contributos refere que a cenarização do RMSA E 2016 é extremamente limitada pelas seguintes principais ordem de razões:

- 1) Considera uma agressiva desclassificação, até 2025, das duas centrais térmicas a carvão e da central a Gás Natural da Turbogás, sem avaliar o impacte destas desclassificações no balanço técnico económico dos fluxos de interligação e os seus reflexos no preço da energia em Portugal.
- 2) Considera que a evolução das centrais Solares PV fica estagnada a partir de 2022, condição que, num exercício de planeamento e de cenarização a longo prazo, não é a mais adequada, nem compatível com as orientações solicitadas a Portugal pela CE para 2030, no âmbito do pacote “Clean Energy”.

- 3) Considera uma limitada penetração de veículos elétricos, de apenas 2% da frota até 2027, o que está em total contradição com as políticas nacionais e europeias, que apontam para uma taxa de penetração da ordem de 1/3 em 2040.

Relativamente às centrais térmicas, foram recebidos comentários referindo que as centrais a carvão com entrada em serviço na década de oitenta, contribuíram para a segurança de fornecimento elétrico ao Continente, ao mesmo tempo que promoviam a diversificação de origem e natureza das fontes de abastecimento. Assim, recomendam que a data do fim de vida destes centrais seja devidamente ponderada, devendo este descomissionamento ser coordenado no âmbito do mercado Ibérico e europeu, evitando colocar em causa a competitividade do mix de produção nacional. Por outro lado, o aproveitamento hidroelétrico de Fridão também não foi considerado pois o Governo decidiu o seu protelamento por 3 anos, extravasando, portanto, o âmbito temporal do PDIRT-E 2017.

Acrescentam que a Lei do Orçamento do Estado para 2018 eliminou a isenção da Taxa de Adicionamento do CO₂ de que o carvão beneficiava, assim como deixou de isentar o carvão usado na produção de eletricidade de Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) fixando um valor de 10% da taxa a aplicarem 2018 e que atingirá em 2022 o valor máximo. Considerando que o próprio RMSA, no qual a proposta de PDIRT-E 2017 se apoia, sugere que após a desclassificação das centrais de carvão se deve avaliar a instalação de potência térmica adicional, consideram importante atualizar os pressupostos e confirmar se a calendarização dos investimentos identificados como necessários à manutenção da segurança do abastecimento se mantém eficaz no seu objetivo. Concorre para esta preocupação também o facto de se verificar já à data de hoje um atraso importante nos objetivos de entrada de nova potência solar fotovoltaica em Portugal.

Muito objetivamente, um dos contributos refere que, com efeito, e a manter-se o referido regime fiscal sobre a geração em Portugal (com dupla tributação do CO₂ pela aplicação do adicionamento de CO₂ às centrais abrangidas pelo CELE), cria-se um desequilíbrio competitivo entre Portugal-Espanha, que poderá eventualmente conduzir ao descomissionamento antecipado desta central, com o impacto que tal terá a nível de segurança de abastecimento e, conseqüentemente, na operação do sistema em condições de segurança e operação.

Consideram ainda estes comentários que o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) que está em preparação deverá proporcionar indicações complementares sobre esta matéria, nomeadamente sobre datas concretas de descomissionamento das centrais térmicas, essenciais a futuros exercícios de planeamento, quer do setor elétrico quer do setor do gás natural.

No tocante à previsão da evolução da Produção em Regime Especial pós 2020, vários contributos consideram desadequado o cenário adotado na proposta de PDIRT-E 2017 para a evolução da Produção em Regime Especial, atendendo a que o RMSA-E2016 refere que “Para o período 2021-2030, e atendendo a que não há instrumentos nacionais de política energética para além de 2020, considerou-se não haver instalação de mais centros electroprodutores para além dos já conhecidos por se encontrarem já com pedidos de licenciamento, nomeadamente para a tecnologia do solar fotovoltaico.”

Ou seja, alegam que a proposta de PDIRT-E ignora no seu planeamento a evolução da Produção em Regime Especial na década de 2020-2030 não existindo no documento nenhum comentário nem análise de sensibilidade relativamente a este assunto, referindo ainda que, para além deste pressuposto estar desalinhado com as metas europeias e com os compromissos nacionais existentes, está atualmente em discussão, entre a Comissão Europeia, Conselho e Parlamento Europeu, o pacote legislativo Clean Energy for all Europeans, sendo um dos pontos de maior discussão a revisão do objetivo mínimo de 27% para metas ainda mais ambiciosas.

Outo comentário salienta que, embora compreenda a abordagem efetuada pelo ORT para a integração de renováveis variáveis e a clareza de avaliação das capacidades futuras de ligação, não pode deixar de referir a limitada abrangência das análises efetuadas certamente devido à ausência de previsão de desenvolvimento dos centros eletroprodutores renováveis após 2022, recomendando que em futuras edições do PDIRT-E sejam consideradas as indicações resultantes do PNEC e do Regional Investment Plan (RinvPlan), para além do RMSA, por forma a que os Planos de Investimento acompanhem consistentemente a evolução do setor energético.

Nos comentários recebidos referentes ao Sistema Electroprodutor do Tâmega, é referido que as datas indicadas no PDIRT-E 2017 não são compatíveis com as datas dos ensaios dos grupos dos aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Alto Tâmega e Daivões, tendo em conta os prazos estabelecidos no contrato de concessão assinado com o Estado Português, e que as infraestruturas de transporte necessárias ao funcionamento da cascata de aproveitamentos hidroelétricos deverão ser construídas e custeadas pelo ORT.

Nos comentários recebidos relativos ao relacionamento com a RND, é referido que na RND afeta a cada subestação da RNT, a dimensão da produção descentralizada, pela sua natureza volátil, não garante 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.

2.2.2 ANÁLISE DA PROCURA

Questão 3

Tendo em conta que a evolução recente do consumo de eletricidade, da ponta síncrona do SEN (referencial do consumo) e da ponta de carga da RNT mostram alguma incerteza na sua evolução, quais as análises de sensibilidade à procura (consumo e pontas de carga) que considera mais relevantes para o exercício de planeamento da rede de transporte?

Questão 4

Que outro tipo de informação consideraria ser mais adequado disponibilizar para uma melhor avaliação das previsões de consumo de eletricidade e da ponta síncrona de carga do SEN?

Questão 5

Considera que operador da RNT deverá, desde já prever uma adequação do planeamento de médio e longo prazo da sua rede, para considerar estas novas características dos consumidores do futuro e antecipar o seu impacto?

Questão 6

Num modelo de utilização dos sistemas eléctrico tendencialmente mais distribuído, ao invés de centralizado, e bidirecional, de que forma devem ser abordados os aspetos associados à segurança do abastecimento, qualidade de serviço e coordenação entre operadores de redes de transporte e de distribuição?

No âmbito dos comentários recebidos sobre a análise da procura, é salientado que os pressupostos de procura devem considerar: (1) a atualização de dados e pressupostos face ao RMSA-2016, (2) sensibilidades a cenários de maior crescimento da procura, e (3) o conceito de utilização da rede que tem cada vez maior amplitude do que apenas as trajetórias de procura.

É também referido que os pressupostos de evolução de procura da proposta de PDIRT-E 2017 seguem uma abordagem muito conservadora ao considerarem apenas um dos três cenários apresentados no RMSA-E 2016, relativo às estimativas de consumo para o período 2017-2030, e que este conservadorismo é exacerbado pelo facto do cenário considerado ser o cenário inferior (com uma TCMA de 0,24% entre 2018-2030), sobretudo num contexto de crescente eletrificação do consumo, e sem considerar a atualização de dados e pressupostos. Na sequência do crescimento do consumo verificado em final de 2017 e do atual contexto económico-financeiro, considera-se importante rever os pressupostos considerados. Em segundo lugar, uma peça de planeamento tão essencial como é o PDIRT-E deve, para além de incorporar a informação mais recente, contemplar diferentes cenários de procura, com a devida concretização de soluções que lhes consigam dar resposta. Em terceiro lugar, entende-se que, para efeitos de planeamento da RNT seria mais adequado utilizar a ponta de carga da RNT, atendendo à elevada penetração de energia renovável no parque electroprodutor português e à exportação de energia em momentos de excedentes de produção de tecnologias competitivas. Este contributo entende que a consideração destes três pontos é fundamental para garantir o correto planeamento no desenvolvimento e investimento das infraestruturas da RNT.

Um dos contributos considera prudente o facto de a REN ter considerado o cenário inferior do Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento (RMSA) de 2016 para a previsão da evolução da procura, face à estagnação (ou crescimento muito moderado) do consumo de energia eléctrica a nível nacional. No entanto, também é referido que a REN desvaloriza o impacte que os instrumentos de resposta ativa do lado da procura (“Demand Side Response” e “Prosumer”) possam ter “de forma a influenciar significativamente o planeamento da RNT no curto e médio prazo”. Nas previsões de consumo de ponta deverá ser tido em conta o alisamento do diagrama de cargas, motivado por (i) electromobilidade, (ii) redes inteligentes, (iii) modulação de carga dos grandes consumidores de energia eléctrica, (iv) armazenamento de energia e (v) alterações do perfil de consumo dos consumidores domésticos. Este alisamento pode conduzir a menores necessidades de investimentos de reforço de capacidade.

Outro comentário refere que 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, pelo que reforça a necessidade de serem tidos em conta no próximo PDIRT-E.

Relativamente à questão da gestão e a segurança global de funcionamento do SEN é referido que é da responsabilidade do ORT. Para o efeito o ORT deverá monitorar de forma permanente e sistemática o

comportamento dos “prosumers” e analisar estatisticamente os seus padrões de necessidades elétricas, entrando com estes dados nas suas análises globais.

Um dos comentários considera aceitável a modelização e previsão de potências efetuada tanto ao nível nacional, como ao nível de cada ponto injetor para a rede de distribuição, dado o reduzido impacto que cenários alternativos de evolução da procura teriam na calendarização dos reforços na Rede de Transporte, associada à possibilidade do ORT proceder às adaptações necessárias em futuras edições do PDIRT em função da efetiva evolução da procura. No tocante à flexibilidade, considera que o ORT deve continuar a monitorar e a acompanhar as tendências de evolução no que se refere à resposta e flexibilidade da procura, e a implementar medidas coordenadas de gestão e de planeamento da rede, em particular quando estiverem consolidadas as condições de gestão inteligente dos consumos e das redes locais, que permitam assegurar a participação eficiente da procura na prestação de serviços de sistema, considerando igualmente essencial que se proceda ao seu acompanhamento e avaliação.

No comentário recebido no âmbito do relacionamento entre operadores, é referido que o planeamento da RND é coordenado com o planeamento da RNT, nos termos do Regulamento de Operação das Redes. Com esse objetivo, são trocadas, com regularidade, informações de planeamento entre os dois operadores, são feitos estudos com envolvimento dos dois operadores e são realizadas periodicamente reuniões de coordenação de planeamento. As soluções para as novas interligações entre a RNT e a RND foram objeto de estudos conjuntos, avaliadas globalmente e consideradas as mais adequadas de comum acordo entre os dois operadores.

2.2.3 METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E INFORMAÇÃO ECONÓMICA

2.2.3.1 CLASSIFICAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Questão 7

Considera que a classificação dos projetos de investimento propostos em Projetos Base e Projetos Complementares é correta? Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017 ao nível dos projetos de investimento e respetivas análises de sensibilidade às datas de concretização dos mesmos são suficientes e adequadas?

No âmbito desta questão foram recebidos seis comentários que, de uma forma geral, consideram como positiva a metodologia utilizada pela REN na separação dos investimentos que se reportam a:(1) Projectos

de Base – que têm como objectivo modernizar e/ou incrementar a eficiência operacional da rede cuja responsabilidade é apenas do Operador da Rede de Transporte (ORT); (2) Projectos Complementares – que visam o investimento em desenvolvimento de novas infraestruturas cuja necessidade decorre de decisões de Política Energética (e portanto de decisão do concedente e alheias ao ORT).

Também é referido que a classificação de alguns projetos como “Complementares” pode induzir em erro quanto à prioridade dos mesmos e condicionar a aprovação final de projetos fundamentais para o sistema e com compromissos firmes já estabelecidos. Entende-se que esta distinção sirva o propósito de facilitar a aprovação de projetos. Contudo, entende que tal distinção na classificação (e a forma como a mesma é descrita) pode ser equívoca e colocar em risco a implementação de projetos fundamentais, que carecem de decisão final de investimento e para os quais foram já assumidos compromissos firmes, que não devem ser descurados. O conceito de Complementar pode ser mal interpretado, com uma conotação de projetos de natureza secundária quando, na verdade, estes projetos são fundamentais e, ainda que não dependam exclusivamente da REN, têm associados compromissos do Estado que não devem ser colocados em segundo plano numa perspectiva de investimento que quase parece opcional, quando de facto não o é.

2.2.3.2 CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTES TARIFÁRIOS

Questão 8

Tendo em conta a evolução da procura, considera adequada a apresentação de cenários alternativos de procura para efeitos de apuramento de impactes tarifários?

Questão 9

De acordo com a análise de impactes apresentada, considera que a mesma é efetuada de forma clara e é suficiente em termos de pressupostos, designadamente de financiamento, para uma adequada perceção dos encargos adicionais com a rede de transporte a suportar no futuro?

Foram recebidas contribuições de quatro entidades. No essencial, é recomendado que o documento da ERSE que enquadra a Consulta Pública do PDIRT-E passe a incluir uma avaliação dos impactos do PDIRT-E ao nível do seu impacto tarifário com base em cenários e pressupostos claros e devidamente justificados, bem como uma análise dos respetivos benefícios nos diferentes segmentos da cadeia de valor do setor elétrico.

Também é referido que 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. Para facilitar a comparação entre PDIRT-E, é recomendado 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.

Um dos comentários refere que, não obstante uma redução de 33% da atual proposta de investimento face à edição anterior do PDIRT, no que respeita ao quinquénio 2018–2022, considera que os montantes a investir (409 M€ até 2022) são elevados face à dimensão da rede elétrica nacional e à comparação com a rede elétrica de transporte espanhola (tipicamente cinco a seis vezes maior que a rede portuguesa), alegando que seria bastante importante que a REN procedesse 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..

2.2.3.3 ANÁLISE MULTICRITÉRIO/ CUSTO-BENEFÍCIO

Questão 10

Considera que a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB, é suficiente e adequada para fundamentar a necessidade dos Projetos Base e dos Projetos Complementares propostos?

Questão 11

Em que medida a análise e metodologia MCB efetuada deveria permitir alocar custos 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 serem separados os montantes de benefícios associados aos consumidores daqueles que irão beneficiar os produtores)?

Foram recebidos comentários de cinco entidades com visões diferentes. Dois contributos registam positivamente o fato da REN ter procedido a uma análise multicritério / custo-benefício na avaliação dos projetos de investimento propostos de acordo com as melhores práticas sancionadas pela ENTSO-E e Comissão Europeia. Segundo a REN a metodologia utilizada permite, entre outros atributos, monetizar 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).

Um comentário considera que no caso de projetos já assumidos, quer através de decisões políticas ou de concessões por parte do Estado Português, não deverá ser a análise multicritério/custo-benefício que deve fundamentar a necessidade, ou não, dos Projetos Base e dos Projetos Complementares. Muitos dos Novos Centros Produtores (NCP) resultam de orientações estratégicas de política energética, como sejam a incorporação de renováveis no mix de produção, descarbonização da economia ou questões ambientais impostas nas Declarações de Impacte Ambiental, pelo que não faz sentido, em sede de PDIRT-E, a aplicação da metodologia multicritério/custo-benefício à ligação de NCP. Por outro lado, os centros produtores já pagam as ligações à RNT e a utilização da RNT pagando para o efeito uma tarifa, pelo que não se percebe o interesse na separação dos custos pelos consumidores e pelos produtores.

Outro comentário refere ainda 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.

2.2.4 PROJETOS BASE

2.2.4.1 REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Questão 12

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017, baseada na caracterização do estado do ativo, e importância do mesmo, é suficiente para avaliar a necessidade de remodelação ou substituição de equipamentos? Deveria esta informação incluir os resultados de uma análise de sensibilidade aos impactos (custo) do adiamento dos projetos na segurança e operacionalidade da RNT?

Um dos comentários dos três recebidos refere que, analisados os investimentos propostos para os Projetos Base, considera que, feitas as ressalvas para o nivelamento interanual do esforço de investimento em remodelação e modernização de ativos da RNT e dos necessários reajustes dos projetos relacionados com

o atraso da nova interligação de 400 kV do Minho, os montantes de investimento propostos se encontram adequadamente fundamentados, correspondendo aos valores de investimento necessários para assegurar o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da RNT.

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.

Por fim, outro comentário questiona sobre a comparação da idade média dos ativos em exploração pela REN (i.e. linhas, transformadores de potência e de serviços auxiliares, etc.) com os ativos de ORT europeus, considerando importante apresentar um benchmarking entre ORT. A metodologia utilizada na remodelação de ativos baseia-se no índice de estado do ativo (IE) contrariamente a um critério de idade puramente contabilístico o que permitiu reduzir substancialmente os custos previsionais envolvidos. A questão que coloca é se é possível alargar o faseamento temporal de remodelação, mantendo a rede dentro de padrões de qualidade aceitáveis e em linha com as melhores práticas aceites e recomendadas internacionalmente.

2.2.4.2 COMPROMISSOS COM A RND SOBRE SEGURANÇA DA ALIMENTAÇÃO À RND

Questão 13

Considera que os custos associados a estes investimentos, com benefício do ponto de vista das redes de distribuição, deveriam ser de algum modo incluídos como um custo indireto assumido em sede de PDIRD? Como assegurar que do ponto de vista da coordenação, não são antecipados investimentos na RNT que não sejam devidamente fundamentados no PDIRD-E anterior? Assume o operador da RND a importância de cada um destes projetos de investimento para a sua atividade e a necessidade de ser tomada uma DFI para cada um deles nesta edição de PDIRT-E?

Foram recebidos três comentários a esta questão. Um dos comentários refere que 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.

Outro contributo refere que os investimentos na RESP visam criar benefícios aos seus utilizadores finais, independentemente da sua concretização na RNT ou na RND, não vendo inconveniente em manter os custos de investimento nas redes associados aos respetivos operadores. Os projetos de investimento, tanto projetos base como projetos complementares, programados até 2021, 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 necessidades de segurança de alimentação da RND, sentidas pelo operador da RND.

Por fim, o outro comentário considera que os custos associados com a manutenção de segurança de abastecimento da RND, nomeadamente no que diz respeito ao investimento na transformação MAT/AT e nos equipamentos de gestão de reativa, devem continuar a ser assumidos pelo ORT, pois esta alocação constitui a forma mais correta e clara de alocação de responsabilidades do ORT e permite uma separação clara de responsabilidades. Qualquer tentativa de repartir ou de alterar responsabilidades e de custos apenas acarretaria mais burocracia, maior necessidade de justificações e de relatórios e, conseqüentemente, maiores custos de estrutura, sem aparente benefício para o tecido económico, em última instância o consumidor.

2.2.5 PROJETOS COMPLEMENTARES

2.2.5.1 REFORÇO DA CAPACIDADE DE RECEÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO

Questão 14

Considera que a informação disponibilizada é suficiente para aferir que não existe capacidade de receção e que há uma efetiva necessidade de reforço de rede para todos estes novos eixos justificados unicamente para receção de nova produção em regime de mercado? Em que medida seria possível e se deveria classificar essa falta de capacidade como temporária ou estrutural?

Questão 15

Para além dos benefícios que os produtores diretamente envolvidos terão, em que medida, o acréscimo desta nova produção renovável terá impacto na redução do preço de mercado e compensará os custos acrescidos das novas infraestruturas de rede, com impacto nas tarifas a suportar por consumidores?

Questão 16

Tendo em conta a incerteza sobre a concretização de toda esta nova capacidade de produção renovável associada aos pedidos de viabilidade identificados pelo operador da RNT, como tratar a correspondente necessidade de significativos reforços de rede e o risco acrescido desse investimento se tornar ocioso em situações em que, por exemplo, muitas destas novas centrais de produção elétrica não se venham efetivamente a instalar?

Foram recebidos comentários de sete entidades. Vários comentários criticam fortemente o diferimento do investimento no eixo de 400 kV Ferreira-Ourique-Tavira, por ser um investimento que viabiliza o desenvolvimento dos projetos solares no Baixo Alentejo e Algarve. Indicam que este investimento é necessário para distribuir a capacidade de ligação existente em Sines pelo Baixo Alentejo e Algarve, e também que este investimento é necessário para viabilizar a exportação de energia elétrica para Marrocos através do cabo submarino que foi anunciado pelo Governo e para permitir uma utilização bidirecional das interligações com Espanha situadas a sul (Alqueva-Brovaes e Tavira-Puebla Gúzman).

Os principais aspetos indicados nos comentários que justificam o avanço deste projeto são: (i) reforço para responder às carências da RND nesta zona do país; (ii) fecho do anel da rede de transporte a sul de Portugal dado que atualmente este fecho ocorre pela rede de Espanha; (iii) distribuição pelo Baixo Alentejo e Algarve da capacidade de receção de nova produção atualmente cativa em Sines; (iv) viabilização da bidirecionalidade das interligações com Espanha situadas a sul; (v) viabilização de futuras exportações de energia elétrica para Marrocos a partir da subestação de Tavira. Sugerem a classificação desta linha como PCI por estar associada à recolha de produção renovável.

Outro comentário refere que os reforços de Rede que o ORT identifica como necessários para integrar mais Solar PV na região sul de Portugal Continental, casos dos eixos Falagueira/Estremoz e Estremoz/Divor e Divor/Pegões a 400kV e da linha F.Alentejo/Ourique/Tavira a 400 kV, constituem projetos fundamentais para que Portugal consiga integrar renováveis, de modo a desenvolver uma trajetória custo eficaz para o País. Em síntese, considera fundamental que o País construa instalações de produção de eletricidade nos locais e nas condições que sejam mais competitivas, que dotem o País de adequado grau segurança de abastecimento e de auto-suficiência.

Outros comentários relativos ao eixo de 400 kV Fundão-Falagueira alegam que esta esta infraestrutura é indispensável para a utilização integral da potência de ligação já atribuída pela DGEG ao Parque Eólico de Sincelo, não compreendendo que esta infraestrutura, considerada prioritária no PDIRT-E 2015 (estando

prevista a sua conclusão em 2017), seja classificada agora, na proposta de PDIRT-E 2017, como Projeto Complementar, não lhe sendo atribuído o estatuto de projeto prioritário, o que parece não ser compatível com o enquadramento justificativo desse projeto que é apresentado no Anexo 7 – Ficha dos Projetos Complementares da proposta de PDIRT-E.

Relativamente ao conjunto de centrais na região do Minho/Trás-os-Montes (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega), denominado Sistema Electroprodutor do Tâmega (SET), um dos contributos recomenda que o processo de decisão destes projetos garanta que sejam assegurados os compromissos já assumidos pelo Concedente e tenha em conta os prazos necessários à concretização atempada das infraestruturas pelo ORT.

Ente os comentários relativos à repartição de custos, um deles 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. Face à problemática da definição de comparticipação dos custos de ligação à RNT, 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.

Também é referido, como positivo, o conteúdo do Despacho n.º 9/9 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. 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.

Outro comentário refere que a ligação de nova produção, renovável ou outra, tem e deve ser balizada pelo Governo, na medida em que é o Governo que legisla, que impõe as regras, os montantes e o timing da nova geração que pretende para o sistema.

Outro contributo entende que o sistema elétrico deverá providenciar capacidade onde seja necessária, independentemente de ser necessária para consumo ou para produção, usando os mecanismos existentes na lei e regulamentação. Tal como não é admissível recusar interconexão a uma indústria porque "não existe capacidade", não deverá ser o mesmo para um produtor. Paralelamente, sugere que seja criado um

mecanismo expedito para que os promotores possam ter a opção de suportar os investimentos necessários para a sua interconexão, caso não sejam enquadrados no PDIRT.

Por fim, um dos comentários considera que a disponibilização de capacidades livres para a ligação de nova geração é um exercício muito meritório por parte da REN, que deve ser utilizado pelos promotores para desenvolver os seus processos de investimento, e como instrumento imprescindível, claro, transparente e credível para ser usado pelo Governo como guia para decidir as suas políticas e estratégias na área da eletricidade. Contudo, quando se deixa ao livre arbítrio dos promotores a candidatura às potências de ligação disponíveis, sem qualquer regra ou orientação política, fica criada uma situação de corrida desenfreada aos pontos da Rede ainda com capacidade de receção disponível que leva a situações de pura especulação que, por sua vez, origina ineficiências sérias no setor. Deixar à livre iniciativa dos promotores a candidatura a potências disponíveis pode conduzir a situações de se assistir à exaustão de recursos, com perda de tempo e de dinheiro que muito prejudica toda a cadeia de valor do setor da energia elétrica

2.2.5.2 REFORÇO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO COM ESPANHA

Questão 17

Existem comentários adicionais relativos associados à DFI do projeto da interligação Minho-Galiza? Tendo em conta o restante conjunto de investimentos da RNT previsto para a região, que argumentos existem que não permitam o adiamento de uma DFI em relação ao eixo Pedralva-Sobrado para a edição de 2019 ou posterior do PDIRT-E?

Foram recebidos seis comentários a esta questão, todos manifestando a apoio à concretização da interligação entre o Minho e a Galiza. Um dos comentários entende ser de extrema relevância assegurar a capacidade de troca para fins comerciais de 3.000 MW, em ambos os sentidos, assumida entre os governos de Portugal e de Espanha no âmbito do MIBEL. Face à concentração de capacidade na região proveniente não só de Espanha mas também dos recentes reforços de potência no Cávado (das centrais de Salamonde II e de Frades II) e da construção das centrais do Alto Tâmega, caso não se concretize este projeto de reforço de interligação Portugal-Espanha, poderão ocorrer limitações e restrições de rede que colocarão em causa a gestão dos aproveitamentos, nomeadamente da EDP (pela potência em causa e pela capacidade de modulação da carga).

Outro comentário refere que a presente proposta de PDIRT-E 2017, 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 comentário considera fundamental que seja assegurada a articulação em termos de prazo, desta interligação com os projetos que dela possam beneficiar.

2.2.5.3 LIGAÇÃO A POLOS DE CONSUMO E COORDENAÇÃO ENTRE O OPERADOR DA RNT E O OPERADOR DA RND

ALIMENTAÇÃO A POLOS DE CONSUMO

Questão 18

Considera que o operador da RNT deveria disponibilizar informação adicional para justificar o investimento relativo ao Projeto Complementar “Alimentação a Cliente em MAT”? Deverá ser tornado claro que este projeto de investimento na RNT corresponde a um reforço de rede no âmbito do processo de ligação de clientes às redes, tal como previsto no RRC ou existe qualquer outro enquadramento que o possa justificar?

Questão 19

Considera, nomeadamente o operador da RND, urgente uma DFI relativa à concretização do Projeto Complementar “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões”? Assume que os benefícios para a RND justificam, pelo menos em parte, os custos incorridos pelo operador da RNT e, se sim, em que percentagem?

Questão 20

Atualmente também justificado pelo operador da RNT pelos desenvolvimentos previstos com a eletrificação da linha ferroviária de Sines ao Caia, qual é a percentagem dos custos deste projeto de investimento que está previsto ser suportado pela ferrovia?

Relativamente à primeira questão, foi recebido o comentário de uma entidade sinalizando que, “... nada tendo a opor a esta situação, verifica-se que em nossa opinião a ligação da MAT deveria ser efetuada ao Parque Empresarial do Casarão e não apenas ao cliente final como é referido. Estrategicamente, desde há muito que a autarquia de Águeda vem sinalizando aos diversos intervenientes neste setor, o interesse de dotar o PEC-Águeda com MAT, já que é intensão do município de captar grandes consumidores de energia para o mesmo.”

Outro comentário considera positiva esta perspetiva de evolução da infraestrutura da rede pelo crescimento dos consumos industriais nessa região, embora considere que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E seja escassa para a tomada de decisão de investimento na rede pública.

Relativamente à “Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões”, um dos comentários considera que o projeto constitui um projeto de extrema importância para o SEN. Referie também o caso da linha Fundão-Falagueira a 400 kV, que constitui um projeto importante para dar seguimento aos contratos que o Governo fez com os promotores de energia eólica, que concorreram e pagaram pelas suas licenças e que agora podem ter em risco a garantia de escoamento da sua geração. A REN e o Regulador devem assegurar condições justas e atempadas para dar cumprimento aos compromissos assumidos.

Outro comentário considera importante uma decisão sobre os projetos relacionados com a criação do Injetor de Divor e construção dos painéis para ligação das linhas AT da rede de distribuição para a programação adequada das suas obras correspondentes. A calendarização prevista dos investimentos é a que resulta da coordenação do planeamento entre o ORT e o ORD. Atualmente, parte das infra-estruturas da RNT que serão usadas no projeto de Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões são utilizadas para alimentação AT da subestação AT/MT Cerâmica. O projeto de criação do Injetor de Divor visa manter a alimentação AT dessa subestação. Os benefícios específicos dessa subestação para os utilizadores da RND foram avaliados no âmbito do PDIRD-E 2014, consistindo na redução média de energia de perdas de 2450 MWh/ano e de END de 22 MWh/ano, a que corresponde o valor atualizado e acumulado no tempo de vida útil do projeto de aproximadamente 4,0 M€.

No tocante à questão da linha ferroviária de Sines ao Caia, um dos comentários refere que é relevante esclarecer qual a percentagem dos custos suportados pela ferrovia no que respeita desenvolvimentos previstos pelo operador da RNT com a eletrificação da linha ferroviária, entendendo que esta é uma questão pertinente, dado que o sistema elétrico nacional não deve assumir custos que não lhe competem.

COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND

Questão 21

Em que medida a incerteza nos regimes de produção e de consumo da RND são considerados para efeitos da fundamentação dos projetos de investimento na fronteira RNT/RND? Como evoluir em termos de estudos conjuntos para avaliar as necessidades de ambas as redes?

Foi recebido um comentário sobre esta questão referindo que o planeamento da rede de distribuição em MT e AT é coordenado com o planeamento da rede de transporte. Nesse âmbito, são trocadas com regularidade informações de planeamento e evolução da produção e dos consumos entre os dois operadores. Atualmente, na avaliação dos projetos de investimento, o operador da RND simula vários regimes extremos e intermédios de carga, baseados nos diagramas reais de produção e de consumo. Também refere que o operador da RND está a desenvolver metodologias planeamento probabilístico para lidar com a incerteza nos regimes de produção e de consumo, por forma a aumentar nível de confiança das suas previsões e melhor adequação dos investimentos às necessidades de desenvolvimento da RND.

2.2.5.4 OUTROS PROJETOS COMPLEMENTARES

Questão 22

Sobre estes temas, e sobre estes projetos complementares, tem algum comentário específico?

RECEÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE

Foram recebidos dois contributos sobre esta questão. Um comentário salienta que, 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, alertando 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. Assim, 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.

Outro comentário refere que o projeto WindFloat deve ser classificado como Base, 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 determinadas obrigações ao abrigo do Programa de Financiamento da Comissão Europeia. Face ao exposto, nomeadamente no que respeita à importância do projeto WindFloat em termos de competitividade, desenvolvimento tecnológico e exportação na área das tecnologias renováveis e aos compromissos contratuais com os principais fornecedores do projeto, o comentário considera que este projeto deverá ser reclassificado de Projeto Complementar para Projeto Base.

DESENVOLVIMENTO DO APROVEITAMENTO DE POTENCIAL SOLAR

Os contributos recebidos referem que se trata de um projeto essencial para a integração na rede de produção eólica e solar e também para garantir a segurança de abastecimento de toda esta região do interior do país, conforme refere a REN. Tendo em conta o enorme potencial solar de Portugal, é importante garantir, pelas razões anteriormente descritas, que a rede de transporte tenha capacidade suficiente para que os investimentos das centrais fotovoltaicas se possam concretizar e os potenciais investidores tenham uma perspetiva de menor risco

SUSTENTABILIDADE E OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL DA REDE

Um dos comentários refere que estes investimentos, que melhoram a qualidade de vida e valorizam os espaços urbanos das cidades, têm vindo a ser adiados sucessivamente. As novas tecnologias de fabrico e construção permitem dotar estes espaços com equipamentos seguros e fiáveis. Nesse sentido, não entende a razão que leva a REN a continuar a adiar estes investimentos, contrariando as expectativas de muitos cidadãos e das autarquias, pelo que recomenda que seja feita uma reapreciação e redefinição dos calendários dos mesmos.

Outro comentário salienta que no atual PDIRT-E 2017, houve um recuo claro das pretensões do ORT em relação à reformulação da Rede de 220 kV na Zona do Porto, em comparação com o anterior PDIRT-E 2015. Este projeto foi reclassificado e incluído num conjunto de projetos designados por Complementares e que carecem, conforme atrás referido, de prévia aprovação do concedente. Verifica-se ainda que o atual PDIRT-E 2017 adia investimentos essenciais para a adequação da infraestrutura existente da RNT à realidade envolvente, entretanto implantada e induzida pelos elevados níveis de oferta de energia e de crescimento exponencial do centro de consumo do Grande Porto. Adotar uma metodologia de multicritério/custo-benefício no presente PDIRT-E 2017 pelo operador da RNT para avaliar os projetos através do cálculo de um conjunto de atributos, de modo a medir os custos e os benefícios associados a um projeto ou bloco de projetos de investimento não é equitativo entre projetos para a expansão e/ou reforço da rede e para a eliminação de ónus da atual Rede Nacional de Transporte, em zonas densamente habitadas de risco elevado.

Também é referido que, pelos dados vertidos no presente PDIRT-E 2017, designadamente no que concerne à estagnação nos últimos anos do consumo energético em Portugal e pelo facto de, pela primeira vez em 2016, ter havido um balanço anual positivo de trocas no sentido de Portugal para Espanha, é de opinião que os valores de investimento destinados à Otimização Territorial da Rede existente, designadamente no

que concerne à sustentabilidade, ordenamento do território, valorização socioambiental e segurança pública, deveriam ser aumentados e a sua execução antecipada. Além da antecipação referida, o ORT (REN) e o ORD (EDP) deverão estudar investimentos para o conjunto das duas redes de transporte e de distribuição de energia, no sentido da otimização das suas infraestruturas existentes no Grande Porto, de forma a proporem novos projetos e investimentos, com o objetivo da desmobilização dos inúmeros corredores aéreos existentes nas áreas densamente urbanas desta metrópole, designadamente no Concelho e na Cidade da Maia. Estes projetos e investimentos deverão ser incluídos no presente PDIRT-E 2017 e nos próximos, com calendarizações precisas para a sua execução.

MUDANÇA DE PARADIGMA

Sobre este tema, foi recebido um comentário referindo que se deve estar atento a uma mudança de paradigma que pode surgir de forma muito rápida. Trata-se da produção PV distribuída, que associada à digitalização e facilidade de comunicação se tornou muito competitiva, criando condições para uma rápida e forte expansão da figura de “prosumer”, a qual terá um comportamento inteligente em particular respondendo ao sinal de preço do mercado. O armazenamento distribuído é também uma oportunidade que pode vir a criar disrupções no modo tradicional de gerir um sistema elétrico, pois a apetência dos “prosumers” para produzir e armazenar a sua própria energia, é grande. Esta mudança de paradigma permite também uma melhor e mais eficaz integração de energia renováveis variáveis no sistema, casos da eólica e da solar, com as consequentes reduções de custo para os consumidores.

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

