RT/2018/1150

Consulta pública:

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

Documento de comentários

Março de 2018

1. Enquadramento

O Plano Nacional de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT-E) é uma peça fundamental na arquitetura e funcionamento do setor elétrico, que garante o planeamento atempado da infraestrutura necessária ao equilíbrio do sistema, salvaguardando princípios de eficiência e segurança. Esta peça liga entre si a atividade dos demais agentes do setor e é imprescindível na concretização de orientações de política energética e ambiental e no enquadramento do setor elétrico nacional no âmbito da União de Energia, com a devida articulação em particular no que diz respeito às transações transfronteiriças.

A nível europeu, o PDIRT-E está interligado com o *Ten Year Nacional Development Plan* (TYNDP), sendo algumas das iniciativas de âmbito nacional enquadradas como Projetos de Interesse Comum (PCI). Tendo por base os objetivos para 2030, os compromissos já assumidos a nível comunitário, regional ou nacional, e a análise da Gestão do Sistema em corretos níveis de operação, segurança e qualidade, a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte apresenta este planeamento, com um horizonte temporal de 10 anos, tendo por base as trajetórias de oferta e procura previstas no Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento (RMSA).

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

Como nota prévia aos comentários, não podemos deixar de manifestar 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. 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.

2. Comentários

No âmbito desta consulta promovida pela ERSE, o Grupo EDP apresenta de seguida os seus comentários no sentido de contribuir para a melhoria desta peça tão relevante e necessária para o correto funcionamento de todo o setor elétrico e para a prossecução dos objetivos de política energética e ambiental, num contexto nacional, ibérico e europeu.

Os comentários da EDP assentam essencialmente sobre os seguintes aspetos:

- Classificação de Projetos Base vs. Projetos Complementares
- Pressupostos de procura
- Pressupostos de oferta
- Reforço da capacidade de interligação com Espanha
- Ligação a polos de consumo e coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND

Globalmente, esta proposta de PDIRT-E é positiva, nomeadamente pelas diversas melhorias introduzidas pela REN face ao PDIRT-E anterior. Não obstante, existem alguns aspetos desta proposta que carecem de melhoria ou até de algum reenquadramento pelo que, sem prejuízo de análise mais aprofundada nos pontos abaixo, destacam-se sucintamente os seguintes temas:

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

- No âmbito do PNBEPH, esta proposta de PDIRT-E deve considerar a entrada em serviço do aproveitamento hidroelétrico de Fridão, com as respetivas ligações à rede, bem como a ligação para os aproveitamentos do Alto Tâmega, esta última para evitar constrangimentos na linha de Vieira do Minho.
- 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.

2.1. Classificação de Projetos Base vs. Projetos Complementares

De acordo com esta proposta, a REN distingue os projetos entre Projetos Base – que descreve como aqueles que são da sua exclusiva iniciativa e que são necessários para garantir a segurança e operacionalidade da RNT, cumprindo as suas obrigações e compromissos – e Projetos Complementares – que descreve como aqueles que considera dependerem de decisão externa ao ORT (ex. os de política energética e de promoção de sustentabilidade socioambiental), sobre os quais a REN apresenta soluções, ficando a decisão final de investimento (DFI) sujeita à avaliação do Concedente.

Entende-se que esta distinção sirva o propósito de facilitar a aprovação de projetos. Contudo, entendemos 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 perspetiva de investimento que quase parece opcional, quando de facto não o é.

A EDP considera que, no contexto dos compromissos assumidos pelo Estado português, deve existir uma visão de prioridade dos projetos nesta proposta de PDIRT-E relacionados com a receção da energia produzida: (1) em novos centros

produtores hídricos integrados no PNBEPH - Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico (nomeadamente os aproveitamentos do Alto Tâmega que já estão em construção), (2) em parques solares a instalar no Alentejo e Algarve, (3) no Parque Eólico de Sincelo, ou (4) no projeto *WindFloat*.

Neste âmbito, a EDP questiona o conceito de "Complementar" e a classificação destes projetos nessa categoria, atendendo a que se destinam a disponibilizar infraestruturas decorrentes de decisões ou concessões já assumidas pelo Estado Português.

Alguns destes projetos foram também já reconhecidos pela Comissão Europeia como PIC (Projetos de Interesse Comum) e são um dado adquirido a nível internacional, pelo que se solicita que seja reconsiderada a sua prioridade, devendo ser classificados como Projetos Base e objeto de DFI favorável.

2.2. Pressupostos de procura

Os pressupostos de evolução de procura da proposta de PDIRT-E 2017 seguem uma abordagem muito conservadora ao considerar apenas um dos três cenários apresentados no RMSA-E 2016, relativo às estimativas de consumo para o período 2017-2030. 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.

O RMSA-E 2016 apresenta três cenários de evolução de procura com taxas de crescimento de 0,8% (superior), 0,5% (central) e 0,2% (inferior), que consideram, o impacto estimado das medidas de eficiência energética identificados no Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE) com uma poupança anual prevista de 442 GWh/ano (2018-2027), da introdução do autoconsumo (com um acréscimo anual estimado em 24 GWh/ano) e da mobilidade elétrica (com uma trajetória de crescimento estimado de cerca de 11 GWh/ano entre 2018 e 2027).

Em primeiro lugar, recorde-se que existe um *gap* temporal significativo entre a informação de base ao RMSA-E de 2016 e aquela que existe à data da consulta

pública da proposta de PDIRT-E 2017, pelo que esta proposta de PDIRT-E em análise deverá contemplar a atualização de dados e pressupostos para corrigir desajustes na trajetória prevista:

- O comportamento real da ponta de consumo (em 2017) está acima do ponto de partida da trajetória prevista nesta proposta de PDIRT-E, o que resulta num desvio *a priori* neste planeamento (e que é ainda maior quando considerada a ponta de utilização da RNT).

- Na trajetória de longo prazo é também possível observar que o cenário apresentado nesta proposta de PDIRT-E considera para uma ponta síncrona sazonal de 8.545 MW em 2027 (cenário inferior de Inverno), que está abaixo da verificada em março de 2017 (8.771 MW) - data anterior à da proposta deste PDIRT - e em fevereiro do 2018 (8.790 MW) - aquando da presente consulta pública -, o que levanta a dúvida sobre a sua razoabilidade. Afinal, o cenário adotado prevê um crescimento de procura (e não a sua redução) pelo que uma trajetória de ponta síncrona sazonal (no horizonte de 10 anos) abaixo dos valores reais de 2017 poderá ser demasiado conservadora, mesmo com as tendências de alisamento de consumo associadas a níveis crescentes de eficiência energética, geração distribuída com autoconsumo e armazenamento, e mobilidade elétrica.

- Os próprios pressupostos de mobilidade elétrica do RMSA-E 2016, usados no cálculo do crescimento da procura são muito conservadores (já que assentam num estudo ainda de 2012 – "Recomendações para uma estratégia sustentável de eficiência energética e exploração de energias renováveis para Portugal"), e não acompanham a revisão em alta das previsões para penetração de veículos elétricos que, cada vez mais, assumem um peso bastante relevante nas projeções de consumo feitas por diversas fontes. A própria trajetória de evolução peca por ser linear quando, num cenário de adoção de uma nova tecnologia, deveria seguir uma evolução em S-curve (arranque inicial lento com os *early-adopters*, seguida de crescimento exponencial até um novo abrandamento com o amadurecimento do mercado). Quanto ao valor em si, a título de exemplo, a IHS CERA prevê que, em 2030, o consumo de veículos elétricos em Portugal represente cerca de

800 GWh, que ultrapassa em larga medida os 154 GWh previstos no RMSA-E 2016.

- Os cenários atuais de crescimento do PIB português são superiores aos que foram admitidos no RMSA-E 2016 (crescimento do PIB em 2017 foi 2,7% enquanto no RMSA estava previsto para 2017 um crescimento entre 1,3 e 1,8% consoante os cenários).

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 e o respetivo impacto em termos de investimento, para assegurar a devida margem de segurança e a capacidade de acomodar potenciais oscilações em relação à trajetória prevista.

Como tal, sugere-se que a proposta de PDIRT-E torne visíveis as análises de sensibilidade que refere terem sido efetuadas face aos outros dois cenários de procura, em particular na forma como estes podem influenciar o planeamento previsto, com soluções concretas que respondam aos constrangimentos colocados por níveis mais elevados de procura.

A própria proposta de PDIRT-E refere a necessidade de monitorizar os níveis de carga nos seus equipamentos e a possibilidade de antecipar projetos que se revelem necessários. Porém, também indica não ser possível efetuar ajustes para necessidades que se materializem dentro de uma janela de 3 anos, o que pode criar limitações à operação da rede em segurança e equilíbrio.

Não se afigura razoável considerar que a infraestrutura prevista no planeamento para o cenário inferior seja igualmente capaz de dar resposta aos dois cenários de maior procura, uma vez que tal significaria um sobre planeamento para o cenário de procura no qual assenta.

Como tal, reforça-se a necessidade de avaliar e demonstrar um planeamento que se adeque a outros cenários de procura, sob pena de criar constrangimentos na rede, sem que estejam previstas medidas atempadas para a sua resolução.

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 e que assegurem assim uma ordem de mérito relevante para efeitos de participação no mercado grossista. Neste contexto e a título de exemplo, a ponta de carga verificada no dia 7 de março de 2018 superou os 12 GW, com 30% de exportações.

Atendendo que o sistema elétrico português está fortemente interligado ao sistema espanhol, o dimensionamento das redes deve conseguir acomodar a utilização da rede, que pode exceder o nível de procura (consumo), e permitir a capacidade de exportação.

Historicamente, Portugal tem sido exportador nos meses de Inverno em contexto de regimes hidrológicos húmidos e médios e que, globalmente, o saldo foi exportador nos anos 2016 e 2017.

A consideração destes três pontos – (1) atualização de dados e pressupostos face ao RMSA, (2) sensibilidade a cenários de maior crescimento da procura, e (3) conceito de utilização da rede com maior relevância e abrangência – é fundamental para garantir o correto planeamento no desenvolvimento e investimento das infraestruturas da RNT.

Como nota final (e mais de detalhe), alerta-se para uma ligeira inconsistência verificada no documento de enquadramento desta consulta, no que se refere à TCMA entre 2018-2027 que é de 0,22% (sendo referido 0,25%). Este valor é de 0,24% no período 2018-2030.

2.3. Pressupostos de oferta

Apenas como nota de detalhe, alerta-se para uma inconsistência no documento de enquadramento desta consulta, no que se refere às datas de descomissionamento das centrais térmicas indicadas no RMSA-E 2016, já que o RMSA-E 2016 e a proposta de PDIRT-E referem como pressuposto o descomissionamento de Sines em final de 2025 (e não em 2024) e da CCGT da Tapada do Outeiro em final de 2024 (e não em 2021).

2.3.1. A central de Sines como elemento fundamental para a gestão do sistema

O PDIRT-E proposto tem por base o pressuposto da Trajetória A do RMSA-E 2016, relativo à evolução do sistema electroprodutor que considera, para as grandes térmicas, o descomissionamento das centrais de Sines no final de 2025, do Pego (a carvão) no final de 2021 e da Tapada do Outeiro (CCGT) no final de 2024.

A REN refere nesta proposta de PDIRT-E 2017 que o descomissionamento da central de Sines cria uma potencial limitação na operação do sistema, em condições de segurança e operação o que consubstancia as conclusões do RMSA-E 2016, que referia que com o descomissionamento da central de Sines em 2025, o Índice de Cobertura probabilístico da Ponta (ICP) ficaria no limiar mínimo para o cumprimento dos critérios de segurança de abastecimento do Sistema Eletroprodutor Nacional, em particular no contexto de um regime hidrológico seco e com a variabilidade da eólica e solar.

A evolução recente do regime fiscal aplicável às centrais a carvão, nomeadamente do regime que resulta da Lei do Orçamento de Estado para 2018 (LOE 2018), que determina a eliminação gradual da isenção de pagamento de ISP e adicionamento de CO_2 até 2022, coloca desafios importantes à continuidade de operação comercial da central de Sines.

Com efeito, e a manter-se o referido regime fiscal sobre a geração em Portugal (com dupla tributação do CO_2 pela aplicação do adicionamento de CO_2 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, consequentemente, na operação do sistema em condições de segurança e operação.

Importa assinalar que encerramento antecipado da central de Sines teria diversos impactos nefastos para o Sistema Elétrico Nacional e, por consequência, para a economia do País em particular, nomeadamente:

- aumento do preço do mercado grossista de eletricidade por substituição por outras fontes de energia mais caras e menos eficientes em Espanha (visto as mais eficientes já estarem a operar), essencialmente turbinas a gás em ciclo combinado (CCGT) e, em menor escala, algumas centrais a carvão;
- aumento das importações de eletricidade a Espanha com impacto negativo nas contas externas de Portugal;
- redução da diversificação do *mix* tecnológico de produção, com impacto ao nível de segurança de abastecimento e equilíbrio da rede do Sistema Elétrico Nacional, atendendo, ainda, à importância geográfica que esta central assume no abastecimento dos consumos de eletricidade da zona sul do país.

Em paralelo, refira-se que esta recente evolução no regime fiscal aplicável às centrais a carvão, poderá não ter apenas impacto na central de Sines. De facto, embora a proposta de PDIRT-E considere o descomissionamento da central do Pego (a carvão) no final do Contrato de Aquisição de Energia (CAE), sem o ISP e o adicionamento do CO_2, esta central teria condições para funcionar pelo menos até 2030, que é a data assumida por Portugal como data limite para *phase-out* da geração a carvão. Com a introdução destas alterações fiscais, também a central do Pego poderá ver-se na iminência de um descomissionamento antecipado.

Com base no exposto, reitera-se a necessidade de prever nesta proposta de PDIRT-E soluções técnicas que permitam salvaguardar o equilíbrio da gestão do sistema elétrico, em condições de segurança e qualidade, nomeadamente prevendo a entrada de novos grupos geradores térmicos, conforme previsto no RMSA-E 2016.

Adicionalmente, não podemos deixar de reiterar a necessidade premente de:

- rever o atual enquadramento fiscal sobre o setor elétrico decorrente da LOE 2018;

- adotar medidas urgentes de remuneração da capacidade que promovam a existência e disponibilidade das novas instalações de geração que se prevê virem a ser necessárias ao Sistema Elétrico Nacional, para assegurar a segurança de abastecimento de eletricidade e o equilíbrio da RNT, no longo-prazo.

2.3.2. Aproveitamentos hidroelétricos do PNBEPH

O PDIRT-E 2017 proposto não considera a entrada em serviço do aproveitamento hidroelétrico de Fridão durante este horizonte decenal, contrariamente à previsão do RMSA-E-2016, que apontava para 2026 para a entrada em serviço deste aproveitamento hidroelétrico.

Atendendo a que a reavaliação do Programa Nacional de Barragens, levada a cabo pelo XXI Governo Constitucional em 2016, concluiu ser necessário adiar, até abril de 2019, a decisão de construção do aproveitamento hidroelétrico de Fridão, a EDP não perspetiva qualquer motivo para considerar que este aproveitamento não venha a entrar em funcionamento no horizonte temporal desta proposta de PDIRT-E.

Embora, esteja prevista como Projeto Complementar a linha que une as subestações de Ribeira de Pena e da Feira para ligar os aproveitamentos do Alto Tâmega (Iberdrola), o que permitirá também a ligação de Fridão, a EDP considera que a não realização desta linha coloca em causa a ligação à RNT deste último aproveitamento.

Ainda relativamente ao projeto desta linha na zona Norte (Ribeira da Pena – Feira), não se pode deixar de alertar para o risco associado à não realização deste projeto, classificado como “Complementar”. Tal resultaria numa sobrecarga da linha de Vieira do Minho, sobre a qual é assegurada a receção de energia de outros centros electroprodutores de grande dimensão e de vital importância para o sistema elétrico, o que poderia vir a criar constrangimentos severos nesta linha.

2.3.3. Evolução da Produção em Regime Especial pós 2020

A EDP considera desadequado o cenário adotado na proposta de PDIRT-E para a evolução da Produção em Regime Especial pós 2020, atendendo a que o RMSA-E

2016 refere que *"Para o período 2021-2030, e atendendo a que não há instrumentos nacionais de politica 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, 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.

Tal pressuposto é contrário ao objetivo de politica energética da União Europeia de atingir uma quota de 27% de energias renováveis em 2030 no abastecimento do consumo, o que naturalmente tenderá a levar à continuação do desenvolvimento de projetos eólicos e fotovoltaicos. Este cenário muito conservador do PDIRT-E está desalinhado com referências como, por exemplo, o *Reference Scenario* da Comissão Europeia, pois assume que não haverá nova capacidade entre 2021 e 2030.

Para além dos objetivos de renováveis para 2030 de pelo menos 27% em 2030 na UE, Portugal tem já um compromisso de 40%. A nível setorial, o setor elétrico deverá manter-se como o principal contribuidor para atingir este objetivo (em 2016 a proporção de RES-E atingiu 54%, contra 7,5% de RES-T e 35% de RES H&C, com a eletricidade a representar cerca de 1/3 do consumo total). O *Reference Scenario* da Comissão Europeia assume uma quota de renováveis na geração bruta de eletricidade de 86% em 2030.

É de referir 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.

As ligações de centros electroprodutores à rede pública devem ser de investimento obrigatório e, com este pressuposto, ficam assim condicionadas a uma decisão num horizonte temporal não inferior a 3 anos, o que se afigura totalmente desadequado.

2.3.4. O eixo de 400 kV Fundão-Falagueira na ligação ao PE Sincelo

No que respeita à infraestrutura indispensável para a utilização integral da potência de ligação de 123,4 MW já atribuída pela DGEG ao Parque Eólico de Sincelo, ou seja, o eixo a 400 kV Fundão-Falagueira (PR0917), infraestrutura integrante do Projeto Ventinvest, não se compreende 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.

De notar que o Projeto Ventinvest foi o resultado de um concurso nacional, com obrigações de ambas as partes, sendo que das obrigações da EDP fazia parte, entre muitas outras, a constituição de um *cluster* industrial que atualmente já está em pleno funcionamento.

Considera-se assim ser de reclassificar este projeto como Base, atendendo à relevância de que se reveste, nomeadamente pelos compromissos já assumidos e a coerência com a classificação que lhe havia já sido atribuída no PDIRT-E anterior.

2.3.5. Receção de produção de energia eólica *offshore*

O projeto *Windfloat* representa uma oportunidade estratégica para Portugal, tanto em termos de competitividade, desenvolvimento tecnológico e exportação na área das tecnologias renováveis. Isto mesmo foi reconhecido pela própria Comissão Europeia.

No intuito de enquadrar e de dinamizar estas iniciativas, maioritariamente privadas, foi criada em 2008, a zona piloto para a energia das ondas situada ao largo de São Pedro de Moel.

Contudo, de acordo com a Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro, os estudos do potencial do recurso vento revelaram não ser a zona piloto ao largo de São Pedro de Moel o local adequado. Segundo parecer do LNEG, a zona ao largo de Viana do Castelo apresentaria boa disponibilidade, não só

de recurso vento, mas de outros recursos energéticos, sendo que a mudança de localização não envolveria a perda de infraestruturas físicas.

Conforme resulta da mencionada RCM, caberia ao Ministro da Economia prosseguir as ações e medidas no sentido de serem concluídos os estudos e finalizada a construção, pela REN, do cabo submarino de ligação da central eólica do *WindFloat*, de 25 MW, bem como assegurar a conclusão do procedimento de atribuição do ponto de receção na Rede Elétrica de Serviço Público.

Mais recentemente, foi publicada a RCM n.º 174/2017, de 24 de novembro, que procedeu à aprovação da Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas (EI-ERO), focada na construção de um novo modelo de rentabilização da I&D e da inovação na energia eólica *offshore* flutuante e na energia das ondas.

Relativamente ao projeto *Windfloat*, de entre as medidas previstas na EI-ERO e respetivo plano de ação, são de destacar a construção do cabo de ligação *offshore* em Viana do Castelo e a criação de uma Zona-Piloto nesta mesma região.

É de notar que no preâmbulo do diploma é mencionado que "*os encargos com as infraestruturas públicas a afetar à EI-ERO são suportados, preferencialmente, por verbas provenientes de fundos públicos estatais, de fundos europeus estruturais e para o investimento*". A REN informou a EDP que a construção da interligação será financiada através o programa PO-SEUR.

O grande objetivo estratégico da EI-ERO é a criação de um *cluster* industrial exportador das energias renováveis oceânicas, com potencial para gerar, até 2020, 254 M€ em investimento, 280 M€ de valor acrescentado bruto, 1.500 empregos diretos e um impacto positivo de 119 M€ na balança comercial.

A RCM n.º 12/2018, de 19 de fevereiro, na base de que para a concretização deste *cluster* industrial é essencial a instalação de projetos demonstradores e em estado pré-comercial destas novas tecnologias, que funcionem como «*showrooms* tecnológicos» destas novas soluções criando bases para o surgimento de uma nova fileira industrial exportadora no sector naval e das estruturas *offshore*, revela-se de importância estratégica a concretização do projeto *Windfloat*.

Assim, de acordo com a mencionada RCM, o Governo definiu um conjunto de medidas com vista à atualização do regime jurídico da Zona Piloto para energias

renováveis oceânicas. Pretende-se a viabilização do projeto *Windfloat*, de energia eólica *'offshore'*, o que implica o alargamento do âmbito da Zona Piloto.

A implementação destas medidas, em salvaguarda do interesse público e na defesa da posição do Estado, pressupõe a concretização das negociações e iniciativas necessárias à alteração da localização da Zona Piloto da zona de mar ao largo de São Pedro de Moel para a zona ao largo de Viana do Castelo.

A alteração do contrato de concessão relativo à Zona Piloto implica a intervenção conjunta de vários membros do Governo e também a alteração do regime jurídico em que o mesmo encontra respaldo, não só quanto à localização da área concessionada, como ao próprio objeto da concessão, ampliando-a à generalidade das energias renováveis oceânicas.

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 que só demonstra o total compromisso com a execução do mesmo e o que isto implica em termos de responsabilidades financeiras já assumidas, a EDP considera que este projeto deverá ser reclassificado de Projeto Complementar para Projeto Base.

A isto há que somar o facto de que o projeto *Windfloat* tem de impreterivelmente entrar em operação até final de 2019, uma vez que tem de cumprir com determinadas obrigações ao abrigo do Programa de Financiamento da Comissão Europeia NER300 e, portanto, a imperativa necessidade da disponibilidade da interligação no limite até final de 2019.

2.3.6. Consideração dos valores de capacidade em MVA versus MW

A proposta de PDIRT-E está a considerar os valores das potências reservadas para os grandes centros produtores, por informação da DGEG, expressas em MVA. Contudo, no RMSA-E-2016, essa mesma informação encontra-se indicada em MW.

Esta situação origina diferenças na perceção dos valores da capacidade disponível da RNT, com provável impacto na orientação sobre as decisões dos Projetos Base e Complementares.

Propõe-se a respetiva revisão, sob pena de, em especial nos projetos do Tâmega e Cávado (sistema da Iberdrola e de Fridão), se virem a verificar constrangimentos à plena exploração dos geradores licenciados, originada por utilização de unidades de medida distintas.

A informação consta no quadro 6-23 do relatório e no quadro do anexo 12:

Soma das potências indicadas na proposta de PDIRT-E:	**Soma que deveria conter a proposta de PDIRT-E:**
2423 MVA, sendo:	2721 MVA, sendo:
2172 MVA no Tâmega/Cávado	2421 MVA no Tâmega/Cávado
251 MVA em Foz Tua (Armamar)	300 MVA em Foz Tua

O diferencial é, assim, de 298 MVA em falta, sendo 249 MVA no Tâmega/Cávado e 49 MVA em Foz Tua.

Contudo, no anexo 12, os Projetos Base da RNT no Tâmega pretendem assegurar 230 MVA de capacidade de reserva, o que não chega para o défice de 249 MVA acima descrito. No entanto, ainda existem +200 MVA em Projetos Complementares, totalizando um total de reserva de 430 MVA. Assim, pelo acima exposto, mesmo realizando os Projetos Complementares, essa reserva é de apenas de 181 MVA.

Já em Foz Tua (Armamar) os Projetos Base asseguram +300 MVA e os Projetos Complementares +100 MVA (em conjunto com outras zonas de rede) totalizando uma reserva de 400 MVA. Assim, pelo acima exposto, mesmo realizando os Projetos Complementares, essa reserva é de apenas de 351 MVA, considerando as outras zonas de rede ou de 251 MVA considerando apenas a zona de rede de Armamar.

2.3.7. Reforço da capacidade de receção de nova produção

Tendo em conta a incerteza sobre a concretização de toda a nova capacidade de produção renovável associada aos pedidos de viabilidade identificados pelo

operador da RNT, é importante referir que o risco é tratado de forma desigual na legislação.

A mitigação do risco aplica-se aos casos de atribuição de licença de produção. O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, prevê a constituição de caução da licença de produção no valor de 2% do montante do investimento previsto para a instalação do centro electroprodutor, que, em caso de incumprimento, é entregue ao operador da RNT para ser repercutido na Tarifa de Uso Geral do Sistema.

Contudo, a proposta de PDIRT-E considera as intenções e pedidos de informação de ligação à rede, não existindo, por enquanto, obrigação de constituição de caução por parte dos interessados para dar algum grau de firmeza a essas situações, facto que deveria ser contemplado.

2.4. Reforço da capacidade de interligação com Espanha

A EDP entende ser de extrema relevância assegurar a capacidade de troca para fins comerciais de 3.000 MW, da interligação Minho-Galiza, em ambos os sentidos, assumida entre o Estado Português e o Estado Espanhol no âmbito do MIBEL.

O fluxo de energia que se regista na atual e única linha de 400 kV transfronteiriça nesta área, a linha dupla Alto Lindoso – Cartelle (Galiza), principalmente no sentido de trocas de Espanha para Portugal, constitui uma limitação aos valores de importação de energia elétrica, nomeadamente pelo disparo simultâneo dos circuitos desta linha.

Assim, sem prejuízo do estabelecimento de uma nova interligação na zona do Minho-Galiza, interligando a zona de Ponte de Lima com Fontefria em Espanha, seria crucial apresentar uma solução para eliminar esta limitação à efetiva disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais, em particular a capacidade de importação a partir de Espanha.

Acresce que, 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).

2.5. Ligação a polos de consumo e coordenação entre o operador da RNT e o operador da RND

No que respeita à disponibilização de informação adicional para justificação do investimento relativo ao Projeto Complementar "Alimentação a Cliente em MAT" (PR1606), embora seja referido na proposta de PDIRT-E que o promotor tem em curso estudos, este Projeto pressupõe a criação de um posto de corte a 220 kV na zona de Águeda, visando o abastecimento a consumos industriais localizados na região, com perspetivas de crescimento.

A EDP 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.

É igualmente 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 de Sines a Caia.

A EDP entende que esta é uma questão pertinente, dado que o sistema elétrico nacional não deve assumir custos que não lhe competem.

2.6. Metodologia de seleção de investimentos e informação económica

2.6.1. Análise multicritério/custo-benefício

A EDP 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 a EDP entende não fazer 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 a EDP não alcança o interesse na separação dos custos pelos consumidores e pelos produtores.

2.6.2. Ponto de situação dos projetos

Como nota geral, a EDP vê com preocupação a informação disponibilizada no quadro do Anexo 3 – projetos de investimento, no que respeita ao "Ponto de situação dos projetos" quanto ao estado do "Licenciamento", uma vez que a generalidade dos projetos em causa pode estar sujeita a processos de autorização específicos, por exemplo em matéria ambiental, cujos prazos de tramitação devem ser atendidos no prazo global do planeamento apresentado.

Um prazo mínimo de três anos para iniciar um processo de licenciamento, após a tomada de decisão, como indicado na proposta de PDIRT-E, poderá ser insuficiente para assegurar a conclusão do licenciamento e garantir o cumprimento dos compromissos assumidos pelo Estado português perante os promotores, como sejam os que decorrem, por exemplo, do PNBEPH.

A EDP agradece a oportunidade de se pronunciar sobre a proposta de PDIRT-E 2017, manifestando desde já plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.