

Consulta Pública do PDIRT-E 2016-2025

Comentários APREN

A. Considerações gerais

A APREN analisou o presente documento em consulta pública e apresenta em seguida as suas considerações às questões colocadas pela ERSE.

Em primeiro lugar a APREN gostaria de expressar o seu agrado e reconhecimento pelo esforço de melhoria introduzido na elaboração desta versão do PDIRT-E em especial num cenário de tão grande incerteza no sector elétrico, e energético, nacional, a que acrescem indeterminações europeias e regulatórias a nível da organização e do futuro modelo do mercado da eletricidade, da maior ou menor possibilidade de trocas físicas e/ou de energia verde entre os países europeus e da organização do mercado de licenças de emissões e respetivo preço.

Uma das dificuldades com que este exercício se depara é o longo período de tempo que decorre entre a preparação dos cenários do PDIRT-E e sua efetiva consulta pública e posterior aprovação. Acrescem as dificuldades e consequências de não ter sido disponibilizado antecipadamente para consulta pública o documento que contém os pressupostos e cenários base para a sua realização, o RMSA-E, condição *sine qua non* para a sua coerente e correta formulação.

O processo de elaboração deste PDIRT-E foi baseado no conjunto de pressupostos e cenários de evolução dos consumos e centros electroprodutores constantes no PNAEE (Plano Nacional de Ação de Eficiência Energética) e do PNAER (Plano Nacional de Ação de Energias Renováveis) ambos de 2013 os quais necessitam de uma revisão e atualização profundas. Mais recentemente foi publicado o PNAC 2015 (Plano Nacional de Alterações Climáticas), verificando-se uma clara desfasagem de pressupostos sobre o nível de penetração de energias renováveis entre este documento e os anteriores. Ora, o PDIRT-E não evidencia nenhuma coerência com o PNAC, que já foi editado quando o PDIRT-E já estava em fase final de conclusão, não obstante a sua preparação e elaboração ter começado com muita antecedência.

As contradições também são evidentes no que respeita ao parque electroprodutor térmico convencional, pois o cenário de referência do PDIRT-E não adotou o cenário de referência do RMSA-E no que diz respeito às datas de desativação das centrais térmicas convencionais, nomeadamente as centrais a carvão de Sines e do Pego. Também surgem inconsistências quanto ao valor de potência eólica e solar instalada logo no ano inicial, o de 2015, que assume

valores de potência instalada claramente inferiores aos registos já hoje disponíveis, evidenciando uma fraca aderência à realidade.

O Plano parece-nos bem estruturado, com um ou outro lapso sem impacto na clareza do documento final. Contudo, julgamos que merece uma observação particular o que é referido no Sumário Executivo do PDIRT-E que "... apesar do peso das atividades do ORT representarem apenas 5,5% no preço médio do sector elétrico em 2015, o presente Plano permite uma redução do preço médio de ...", afirmação com a qual não concordamos por três ordens de fatores. Primeiro porque a percentagem de 5,5% no preço médio é significativa *de per si* e também elevada se comparada em termos relativos médios europeus. Segundo, porque o objetivo de qualquer operador no SEN, e com muita maior responsabilidade para um Operador de Serviço Público, é o da redução de custo global ao consumidor e a promoção da economia do País. Terceiro, porque os números apresentados de redução são muito discutíveis como se pode depreender da análise feita pela ERSE à citada análise, que contraria os resultados otimistas da REN.

Neste texto introdutório julgamos importante fazer uma menção especial à dificuldade que existe na classificação dos investimentos por Vetores de Investimento, nomeadamente no vetor "Desenvolvimento Estratégico da rede" onde a ERSE faz adicionalmente uma desagregação por três sub-classes, "Receção de PRE", "Reforço Interno RNT" e "Reactâncias Shunt", desagregação essa que não cremos que faça sentido pela fragilidade dos conceitos inerentes, podendo induzir interpretações erróneas e tendenciosas dos resultados.

Efetivamente, a citada "Receção de PRE" está inserida no objetivo estratégico de Segurança de Abastecimento e de Política Energética, não constituindo um "Vetor de Investimento" por si só. Veja-se, por exemplo, que o maior peso desta rúbrica se relaciona com o Plano Nacional de Barragens de Elevado Valor Hidroelétrico e a necessidade estratégica de desenvolvimento da RNT para recolher, transportar e distribuir a energia de regulação produtível e armazenada nos futuros aproveitamentos hidroelétricos do Alto Tâmega e de Girabolhos, que, como o nome indica é um Plano Nacional definido pelas orientações de estratégia nacional para ao Sector.

Um outro aspeto que merece comentário é o relacionado com a reserva de capacidade para ligação de nova geração de 800 MW que o PDIRT-E considera na subestação de Sines. Esta reserva destinava-se ao pedido de um Promotor para instalar uma central de ciclo combinado a gás natural, que neste momento já não faz sentido e da qual o Promotor já terá desistido. Em consequência o PDIRT-E deveria ter desde logo assumido este pressuposto.

B. Comentários às Questões

Previsões da Procura

Questão 1

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

R: A APREN considera que a evolução do consumo deixou de ser o *driver* principal das decisões de investimento na rede de transporte, em detrimento de outros *drivers* como a localização da oferta e a circulação de grandes fluxos impostos pelas interligações internacionais.

Não obstante, julgamos que a consideração do impacto da penetração mais rápida e intensiva dos veículos elétricos privados constituiria uma análise de sensibilidade relevante.

Fundamentação da resposta à Q1:

As decisões de investimento na RNT são de capital intensivo, de grande impacto sócio-ambiental e no ordenamento do território, exigindo um elevado número de anos entre a tomada de decisão e a sua efetiva concretização. Para estas razões as decisões têm que ser muito bem fundamentadas, pesando prós e contras de várias alternativas, numa visão de longo prazo.

A evolução do consumo deixou de ser o *driver* principal de investimento numa rede de transporte, em detrimento de outros *drivers* como a localização da oferta e a circulação de grandes fluxos impostos pelas interligações internacionais.

Não obstante, a eletrificação da sociedade é uma tendência clara que se regista como meio de alcançar uma maior eficiência no sistema energético nacional e a sua descarbonização, mas com pequenos reflexos no real crescimento das necessidades a disponibilizar pela RNT, pois a eficiência energética e a auto-produção apresentam tendências de melhoria e de crescimento.

Uma atenção especial deve ser dada as tendências de evolução da mobilidade elétrica que se apresenta com grande potencial de desenvolvimento nos próximos anos. É uma variável incerta mas os sinais que vêm da indústria com sucessivas reduções de preços das baterias e de exemplos noutros países onde, por exemplo, na Noruega, já se vendem mais veículos elétricos do que convencionais, fazem prever a possibilidade da sua rápida explosão.

Contudo, o seu impacto na rede de transporte ainda não será determinante nas decisões estratégicas de investimento até 2025 pois, mesmo no cenário da frota automóvel privada ser toda elétrica, só representaria um aumento de consumo anual de 6 a 10 TWh, ou seja 12 a 20% do consumo nacional atual. Não obstante, consideramos que o cenário admitido no PDIRT-E para o aumento da mobilidade elétrica ao longo de todo o horizonte do PDIRT constitui uma situação demasiado conservadora. Como se sabe as decisões de investimento na rede são

fundamentalmente tomadas em função das pontas de consumo e aí sim, mais na ótica regional ou zonal, é importante analisar as situações e a adequação da rede.

Os maiores desafios que se colocam na procura são a sua deslocalização e/ou oscilações entre épocas sazonais e entre zonas geográficas, e o futuro comportamento do DSR (Demand Side Response) proporcionado pelas redes de distribuição que terão que se desenvolver e apetrechar de meios de tratamento e transmissão de dados de uma forma determinante.

Pelo exposto, consideramos que as análises desenvolvidas no PDIRT-E são adequadas para as decisões de curto prazo, pois focam, documentam e justificam os aspetos relevantes atrás mencionados, mas já não estão tão adaptadas para as decisões estratégicas de longo prazo, em que deveriam assumir períodos de análise mais alargados e considerar cenários de evolução de consumo superiores e inferiores com uma banda maior.

Será importante, em próximas revisões do PDIRT-E efetuar análises de sensibilidades a aumentos mais disruptivos na mobilidade elétrica, incorporando também as mais recentes tendências de DSR.

Questão 2

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

Questão 3

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

Resposta às Questões 2 e 3: Pelo exposto na Questão 1 consideramos que a informação disponibilizada é adequada e suficiente para as análises de curto e médio prazo, até porque o RMSA-E de 2013 também complementa e justifica as variáveis explicativas dos modelos.

Questão 4

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

R: A APREN considera que a metodologia de previsão de cargas é a adequada. Contudo, julgamos que a RNT, para efeitos de planeamento da rede, deveria ser sujeita, global e regionalmente, a “testes de stress” para cenários extremos de condições climáticas, como por exemplo, dias sucessivos de temperatura média diária elevada ou, inversamente, dias sucessivos de frio muito inferior ao normal.

Questão 5

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

R: Consideramos adequada a forma como esta questão é tratada no PDIRT-E, embora os operadores da RNT e da RND tenham que se articular mais ativamente daqui para o futuro de forma a acompanhar as tendências comportamentais das redes de distribuição ativas e fornecedoras de serviços de sistema, incorporando-as nas decisões de investimento.

Fundamentação da resposta à Q5:

Atualmente, e como é demonstrado no PDIRT-E, ainda não existem evidências de que a produção distribuída (embebida na rede de distribuição) possa assegurar um adequado grau de confiabilidade e de garantia para influenciar as decisões de investimento nas subestações no sentido de adiar ou evitar os reforços de transformação necessários para assegurar a apropriada qualidade e continuidade de serviço na alimentação as cargas.

Contudo, de futuro, a produção embebida poderá a vir a desempenhar um papel importante na segurança e otimização global do sistema e na adequação da transformação necessária em cada subestação. Nesse sentido, o DSO terá um papel decisivo através de uma articulação mais estreita e eficaz com o TSO, com os produtores e os consumidores, estratégia que poderá passar pela figura de “agregador” de serviços, que possam fornecer potência e energia no mercado, para subir ou descer, e outros serviços de sistema, ao mesmo tempo que garantem sempre o cumprimento de um determinado valor máximo de potência requisitada à RNT, num comportamento ativo que retrata a figura de “Virtual Power Plant” (VPP).

Questão 6

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

R: Atendendo ao ainda incipiente desenvolvimento do futuro modelo de organização dos mercados e do papel efetivo dos “agregadores” consideramos prematuro qualquer consideração do efeito do “consumidor de futuro” no planeamento da RNT. O planeamento da RNT é influenciado fundamentalmente pelos grandes fluxos de energia elétrica entre zonas produtoras e as consumidoras.

O papel do “consumidor do futuro” terá, numa fase inicial do seu desenvolvimento, maior relevância na estratégia de segurança global do sistema em termos da sua adequação e de intercâmbio de socorro e reservas entre grandes blocos inter-europeus do que nas decisões estratégicas do planeamento da RNT.

Questão 7

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

R: Consideramos que a abordagem mais eficaz para captar as mais-valias que o “consumidor do futuro” poderá proporcionar, será através do reforço das valências descritas na opção (i), isto é, através de um planeamento central da capacidade de produção instalada e da correspondente adequação das redes de transporte e distribuição, com uma nova dinâmica de interação entre o TSO, o DSO, os produtores e os representantes dos Consumidores.

Fundamentação da resposta à Q7:

Consideramos que as duas alternativas colocadas não são disjuntas mas antes se complementam. A abordagem mais eficaz para captar as mais-valias que o “consumidor do futuro” poderá proporcionar, será através do reforço das valências descritas na opção (i), isto é, através de um planeamento central da capacidade de produção instalada e da correspondente adequação das redes de transporte e distribuição, com uma nova dinâmica de interação entre o TSO, o DSO, os produtores e os representantes dos Consumidores.

O papel crescente do “consumidor do futuro” e das redes de distribuição ativas e fornecedoras de serviços de sistema exige o desenvolvimento de competências nacionais em termos de I&I&D ao mesmo tempo que se deverá acompanhar de perto os processos de decisão a nível europeu para poder antecipar suas consequências e, dentro do possível, influenciar as próprias decisões na esfera legislativa, técnica e/ou normativa.

Para construir um sistema de energia elétrica que seja custo-eficiente em termos de segurança de abastecimento e que impacte outras áreas da economia de forma positiva é necessário atuar num contexto europeu, através das decisões sobre as tecnologias de produção a instalar (e.g., fóssil vs renovável) e sobre as estratégias de apoio ao reforço das capacidades de interligação entre países.

PREVISÕES DA OFERTA

Questão 8

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

R: A informação disponibilizada no PDIRT-E apresenta inconsistências e informação desatualizada, que reduzem a relevância do exercício em termos estratégicos e que o enfraquecem de forma decisiva no contexto nacional e europeu, entre elas:

- **A consideração de manutenção em serviço no cenário de referência das centrais de carvão de Sines e do Pego em 2025, quando o RMSA-E considera a sua desclassificação em 2017 e 2021, respetivamente.**
- **A consideração de valores de potência instalada em Eólica e Solar PV, muito aquém dos objetivos atuais de alcançar 60% e 80% de produção de origem renovável na eletricidade em 2020 e 2030, respetivamente.**

A grande maioria dos acréscimos de Capacidade de Receção disponibilizados no PDIRT-E são ao nível da MAT, o que se mostra desadequado e contraditório com os condicionamentos de vária índole existentes em Portugal (geográficos, fundiários, ambientais, etc.) que impõem restrições relevantes à dimensão dos parques eólicos e solares, sendo muito difícil concretizar projetos destas tecnologias com potência total suficiente para justificar a sua ligação em MAT. Seria, pois, fundamental que o PDIRT-E equacionasse de forma custo-eficiente o reforço da CR ao nível da Alta Tensão (60 kV).

Considera-se pois imperioso rever os pressupostos de elaboração do PDIRT-E em linha com os objetivos nacionais atualizados e com os efetivos potenciais de produção de eletricidade renovável existentes no País, com reformulações da estrutura da RNT nas zonas de maior potencial eólico e solar no sentido de disponibilizar potência na rede ao nível dos 60 kV e reduzir as distâncias aos futuros centros de produção, com a inerente redução de perdas e otimização global do SEN.

Fundamentação da resposta à Q8:

A informação disponibilizada no PDIRT não é, nem a mais adequada nem está formalmente correta atendendo aos pressupostos do RMSA-E publicado pela DGEG em 2013 em consonância com as orientações do PNAER de 2013 (RCM 020/2013). Complementarmente, mantém uma coerência genérica com o plano Europeu de Desenvolvimento das Redes, o TYNDP 2016-2030, embora termine a análise em 2025 e não 2030 como o TYNDP-E.

Acresce que as premissas de partida estão globalmente obsoletas face à dinâmica do setor e às políticas nacionais entretanto implementadas entre 2013 e o presente, pelo que o PDIRT-E encerra um conjunto de inconsistências e de informação desatualizada, que reduzem a relevância do exercício em termos estratégicos e que o enfraquecem de forma decisiva no contexto nacional e europeu.

Ainda que o RMSA-E considere a desclassificação das centrais de Sines, Pego e Tapada do Outeiro, respetivamente em 2017, 2021 e 2024, o PDIRT-E admite no cenário de referência que estas três centrais estejam em serviço em 2025. Detendo o produtor uma licença de exploração sem limite temporal, a decisão de encerramento da central térmica cabe ao seu proprietário. No entanto, a permanência dessas centrais no sistema eletroprodutor até 2025, para além do período dos respetivos CAE, não deve ser argumento para limitar o aumento da penetração de produção de origem renovável, atendendo a que em Portugal a produção renovável tem despacho prioritário. A funcionarem as centrais térmicas, estas devem servir como backup da nova produção renovável, permitindo alcançar a meta dos 80% de penetração de renováveis até 2030.

Contudo, e inevitavelmente, o PDIRT-E analisa as consequências de desativação destas centrais, identificando o caso da desativação da central de Sines como o mais problemático pois exige um conjunto importante de antecipações de investimento da RNT.

A APREN considera que esta situação deveria estar muito melhor documentada no PDIRT, para que fique inequivocamente associado a cada uma das antecipações de investimento identificadas, qual o seu benefício/inconveniente em termos dos parâmetros de funcionamento da rede afetados, sua profundidade e risco envolvido.

Já quanto à nova produção de origem renovável, ressalta um significativo conjunto de incongruências e inexactidões graves.

Os valores de potência instalada considerada para o final de 2015 para as tecnologias eólica e solar PV estão muito aquém da realidade. Na eólica é referido o valor de 4842 MW, quando o valor instalado já ultrapassa os 5000 MW, e na solar PV o atual valor já ultrapassa os 450 MW, enquanto no PDIRT-E se considera 383 MW, ou seja, um desvio por defeito da ordem de 30%.

Também no que se refere aos cenários de evolução da PRE fóssil e da cogeração o PDIRT-E considera a manutenção da sua potência instalada ao longo dos anos em análise até 2025, aliás como o RMSA-E, o que já não tem aderência com os dados atuais que já evidenciam um decaimento da produção instalada em serviço. É pois um dos pontos relevantes de melhoria.

Tomando como referência os compromissos de Portugal para o ano de 2020 de alcançar 60% de FER na eletricidade e os desígnios do Governo de subir este valor para pelo menos 80% em 2030 (ver PNAC, o Compromisso para o Crescimento Verde, e qualquer um dos programa dos partidos políticos no poder, o cessante, PSD, e o novo, o PS), faria todo o sentido que para o último ano do exercício do PDIRT-E, o ano de 2025, que se situa a meio caminho entre 2020 e 2030, a contribuição das FER deveria atingir 70% de percentagem no total do consumo bruto referido à emissão. A APREN estima que para atingir este objetivo será necessária, numa trajetória custo-eficiente, uma potência solar PV instalada da ordem dos 4 a 5 GW em 2025, o que constitui um montante de uma escala completamente diferente da assumida no cenário base do PDIRT-E que é de apenas 0,74 GW.

O objetivo de potenciar o crescimento da potência Solar PV está perfeitamente em sintonia com a desativação das duas centrais a carvão referidas, ainda que de forma faseada, para além da progressiva redução da contribuição da PRE fóssil e da cogeração, pois uma boa percentagem das suas instalações não tem viabilidade em condições de mercado sem subsídio.

Verifica-se que a capacidade de receção que o PDIRT-E disponibiliza, em particular na região interior do Baixo Alentejo e Algarve não é suficiente para cumprir, em tempo, este objetivo por duas ordens de fatores:

O valor de potência disponibilizada é fundamentalmente no nível 400 kV, portanto, não adequada para a inclusão de centrais Solar PV de pequena e média dimensão. A distância a vencer por alguns projetos de ligação de produção ultrapassará os 50 a 60 km, o que os torna menos promissores, e exigindo linhas elétricas aéreas de grande impacto socio-ambiental e no ordenamento do território.

Alguns dos acréscimos previstos de Capacidade de Receção (CR) da RNT para nova produção poderão vir a facilitar a atribuição de CR a projetos eólicos, nomeadamente, os reforços da RNT previstos nas regiões de Rede A – Alto Minho; C+D – Douro e Trás-os-Montes e F+H – Beira Interior.

Contudo, os acréscimos de CR permitidos pela implementação do PDIRT no 1º triénio (2016-2018) restringem-se às regiões de Rede F+H – Beira Interior. Os acréscimos de CR nas regiões de Rede C+D – Douro e Trás-os-Montes só estarão disponíveis em 2020 e os da região A – Alto Minho entre 2021 e 2025. Nestas condições, é provável que os projetos eólicos situados nas regiões C+D ou A irão ser objeto de imposição de condições de operação muito restritivas de injeção de potência na Rede até que os reforços da RNT sejam concretizados.

No caso da região A – Alto Minho é ainda de salientar que, apesar do acréscimo previsto de CR ser muito significativo, o estrangulamento que se verifica atualmente na SE Frades não será resolvido. Julga-se que tal situação poderia ser resolvida se fosse prevista uma ligação entre a rede de 150 kV de Frades e a de 400 kV do PC Vieira do Minho, através da instalação de um autotransformador numa das duas instalações.

Parece também poder concluir-se do PDIRT-E que os acréscimos de CR serão disponibilizados em MAT. Ora, como é sabido, em Portugal há condicionamentos de vária índole (geográficos, fundiários, ambientais, etc.) que impõem restrições relevantes à dimensão dos parques eólicos e solares, sendo muito difícil concretizar projetos destas tecnologias com potência total suficiente para justificar a sua ligação em MAT. Seria, pois, fundamental que o PDIRT-E equacionasse de forma custo-eficiente o reforço da CR ao nível dos 60 kV.

Considera-se pois fundamental rever os pressupostos de elaboração do PDIRT-E em linha com os objetivos nacionais atualizados e com os efetivos potenciais de produção de eletricidade renovável existentes no País, com reformulações da estrutura da RNT nas zonas de maior potencial eólico e solar no sentido de disponibilizar potência na rede de Alta Tensão (60 kV) e reduzir as distâncias aos futuros centros de produção, com a inerente redução de perdas e otimização global do SEN.

Questão 9

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

R: A APREN considera que o PDIRT-E contém a informação relevante nesta matéria.

Questão 10

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

R: A informação relativa à segurança de abastecimento deve ser analisada no RMSA, cuja responsabilidade de publicação cabe à DGEG sob proposta inicial da REN.

O PDIRT-E, por sua vez, deve simular e facilitar a entrada de operadores que queiram concorrer no mercado organizado, pois só assim se conseguirá uma trajetória de energia elétrica competitiva.

Neste aspeto o PDIRT-E disponibiliza informação de capacidades de receção de geração adicional, ao mesmo tempo que não penaliza e garante elevadas capacidades de troca de energia entre os dois operadores de rede do mercado ibérico.

O facto de o atual PDIRT-E, nos seus modelos e pressupostos de simulação, pretender manter o valor da capacidade de interligação Portugal-Espanha em valores significativamente elevados, é uma condição que pode ser economicamente contraproducente pois prejudica a capacidade que fica livre para a integração de nova produção endógena renovável nacional.

A aplicação deste princípio de forma incondicional pode relevar-se muito penalizador para a economia nacional. A APREN considera pois que este princípio deveria ser reavaliado e discutido entre os stakeholders.

CUSTOS DE INVESTIMENTO E IMPACTES TARIFÁRIOS

Questão 11

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

R: n/s, n/r

Questão 12

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

R: n/s, n/r

PLANEAMENTO

Questão 13

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

R: A APREN considera que existe uma necessidade absoluta na antecipação dos projetos de rede necessários para possibilitar a desativação de Sines a partir de 2017, mesmo que de forma faseada, ao mesmo tempo que se tem que criar capacidade na estrutura da RNT para acomodar a nova potência renovável que será necessária para colmatar esta desativação, assim como a da central a carvão do Pego e a de ciclo combinado da Tapada do Outeiro.

Fundamentação da resposta à Q13: A APREN considera que um dos principais objetivos do PDIRT-E é o de manter uma rede elétrica de grande fiabilidade que proporcione o cumprimento da estratégia nacional para a energia elétrica em linha com a promoção da segurança e da maior independência nacional em termos energéticos.

O cumprimento dessa estratégia passa pelo aumento da eficiência, pela integração de fontes de energia renovável e pela facilitação de fluxos de energia que potenciem as melhores condições de funcionamento do mercado (ibérico) da eletricidade. Sem nos pronunciarmos sobre a bondade da metodologia técnica, podemos antes analisar e medir a justeza das datas de entrada em exploração dos novos investimento pelos resultados em termos de capacidade de receção disponível para nova geração e pela sua adequação aos pressupostos do crescimento da oferta em renovável para alcançar as metas de 60 e 80% de FER-E, respetivamente em 2020 e 2030, articulando e tirando partido das transações a nível sistema elétrico europeu, ao mesmo tempo que proporciona as melhores condições para a desativação (ou de funcionamento apenas para reserva de back-up) no médio das centrais a carvão de Sines e Pego.

Nestes pressupostos, consideramos que existe uma necessidade absoluta na antecipação dos projetos necessários para possibilitar a desativação de Sines a partir de 2017, mesmo que de forma faseada, ao mesmo tempo que se tem que criar capacidade na estrutura da RNT para acomodar a nova potência renovável que será necessária para colmatar esta desativação, assim como a da central a carvão do Pego e a de ciclo combinado da Tapada do Outeiro. (Ver também a resposta da APREN à questão 8).

Questão 14

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

R: Ver contributo à Questão 13.

Questão 15

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

R: As análises alternativas que a APREN considera que deveriam ter sido realizadas são as seguintes:

- **Maior penetração de Solar PV nas regiões do País de maior potencial.**
- **Simulação de cenários em que a potência garantida via produção embebida na RND seja maior.**
- **Cenários de produção eólica em Portugal coordenados com os de Espanha através de fatores de correlação.**
- **Cenários em que a produção/bombagem hídrica para arbitragem de mercados, ou mesmo como back-up do Sistema passe a ter uma componente mais determinante.**

VALORIZAÇÃO DOS BENEFÍCIOS

Questão 16

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

R: Considera-se que a metodologia de valorização de benefícios razoavelmente robusta.

Quanto ao item “acréscimo de integração de renovável” a sua valorização deveria ser estendida a outras dimensões, como por exemplo: (i) a redução do nível de independência energética do País, (ii) a valorização dessa energia em mercados extra-ibéricos (recorde-se que o MIBEL transaciona volumes consideráveis de energia com África (Marrocos, que se interliga com Argélia) e com a Europa, via França; (iii) a valorização da criação de emprego e aumento da capacidade exportadora da cadeia de valor das “Energias Renováveis”; (iv) a redução dos gases de efeito de estufa e outras emissões fósseis poluentes, como o NOx, o SOx e as partículas.

Questão 17

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

R: Sim, através de valorização da energia de substituição para as perdas e da valorização socioeconómica da potência/energia da carga natural em risco.

Questão 18

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

R: A consideração exclusiva do cenário central adotado no RMSA para a evolução do consumo, para efeitos de identificação das mais-valias e valorizações comparativas de cada projeto de investimento parece ser uma decisão adequada, pois as taxas anuais de variação de consumo têm uma pequena expressão e deixaram de constituir um “driver” significativo nas decisões de investimento das grandes linhas estratégicas da RNT.

Por outro lado, a APREN discorda da opção feita no PDIRT-E para o cenário de referência da oferta, pois este considera as centrais de carvão de Sines e Pego em serviço até 2025, o que não se configura razoável.

Nesse sentido, a análise das valias e valorizações de cada projeto de investimento deveriam considerar uma panóplia muito mais alargada de condições de partida. Naturalmente, que a confiabilidade dos resultados aumenta com o número de cenários utilizados, mas tem que ser sempre feito um balanço custo-benefício no esforço de cálculo.

Questão 19

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

R: Sendo os investimentos na RNT de capital intensivo e com equipamentos de vida útil bastante alargada e com grande impacto sócio-ambiental, considera-se que o PDIRT-E, deveria integrar as políticas e estratégias nacionais para a energia numa abordagem tão abrangente quanto possível, antecipando as necessidades de forma a escolher a trajetória “ótima” de investimento. Nesse sentido, existindo uma orientação nacional para, por exemplo, 2030 ou 2050, os exercícios de desenvolvimento da RNT deveriam ser inequivocamente também ser elaborados para esses horizontes.

DESENVOLVIMENTO ESTRATÉGICO DA REDE

Questão 20

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

R: É entendimento da APREN que o PDIRT-E deve incorporar e refletir nos projetos de desenvolvimento da RNT as políticas e estratégias nacionais para a energia elétrica, que se refletem em quatro vetores fundamentais: (1) segurança de abastecimento; (2) qualidade e continuidade de serviço; (3) competitividade da economia e (4) desenvolvimento do mercado. Neste sentido, sem colocar em causa a bondade dos projetos de investimento do PDIRT-E, todo e qualquer investimento na estrutura da RNT deve ser avaliado e decidido tendo em conta o cumprimento dessas orientações nacionais, proporcionando uma solução ótima da RNT para conciliar os objetivos nestes quatro diferentes vetores.

Deve pois a RNT disponibilizar os meios estruturais físicos que proporcionem e facilitem de forma justa e equitativa a integração de nova produção quer a que consta nos documentos de definição de política nacional, quer a que promova a competitividade da economia em mercado.

Nestas condições, caberá aos produtores/promotores suportar o encargo com a ligação mais económica até ao ponto da estrutura malhada da RNT que tenha capacidade de receção. Em contrapartida, o operador da RNT deverá antecipar tanto quanto possível as necessidades dos Produtores e as sinergias que as suas ligações elétricas à estrutura malha da rede possam proporcionar à segurança e funcionamento global da RNT e incorporá-las de modo custo-eficiente nos seus planos de desenvolvimento, sempre que tal se justificar.

Considera-se pois que a partilha de encargos de reforço da rede para a integração de nova produção que está implícita na proposta do PDIRT-E é a mais adequada, na medida que reflete os princípios atrás enunciados.

INTEGRAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

Questão 21

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

R: A APREN considera que a informação disponibilizada no PDIRT-E é a mais adequada para justificar a estratégia de reforço da rede. Naturalmente que quanto mais informação for disponibilizada melhor, mas compreende-se que, num processo tão demorado e complexo como o PDIRT-E, não seja possível obter e sintetizar (até porque corria o risco de estar completamente desatualizado no fim do ciclo de aprovação do PDIRT-E) todo o detalhe sobre o vasto conjunto de processos de licenciamento em curso, ao abrigo das mais variadas legislações existentes.

Fundamentação da resposta à Q21: O Plano da RNT é um plano nacional, regido pelas grandes linhas de política energética, devendo assimilar conceitos de flexibilidade, eficiência, de redução de impactos sócio-ambientais e de otimização económica, isto é, definindo uma trajetória de custo mínimo de longo prazo para o SEN e para os consumidores nacionais.

As importantes e decisivas opções de investimento na RNT não se podem prender com esta ou aquela licença de produção (com exceção das de grande escala, caso de centrais térmicas ou grandes hídricas) que foi entregue na DGEG, que foi atribuída antes ou depois de determinado DL, que pode ser concedida amanhã ou cancelada uns anos depois.

O PDIRT-E deve incorporar no processo de decisão, as grandes tendências de desenvolvimento de produção renovável, a sua localização e a existência de potencial de cada tecnologia por região, sem esquecer as questões ambientais que são abordadas de forma estratégica na Avaliação ambiental Estratégica do PDIRT-E.

Pensamos que abordagem está corretamente vertida no PDIRT-E, sendo a mais adequada para justificar a estratégia de reforço da rede. Naturalmente que quanto mais informação for disponibilizada melhor, mas compreende-se que num processo tão demorado e complexo como o PDIRT-E não seja possível obter e sintetizar (até porque corria o risco de estar completamente desatualizado no fim do ciclo de aprovação do PDIRT-E) todo o detalhe sobre o vasto conjunto de processos de licenciamento em curso, ao abrigo das mais variadas legislações existentes.

Questão22

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

R: A APREN considera que o referido investimento em integração de produção renovável está incluído no vetor estratégico “desenvolvimento da rede”, que incorpora os investimentos enquadráveis nos objetivos estratégicos nacionais de “Política Energética” e de “Segurança de Abastecimento”. Por este facto, não subsiste qualquer razão para diferenciar a integração de produção renovável em sub-classes, nomeadamente na citada “segurança de abastecimento”, ou outras.

Fundamentação da resposta à Q22: A estratégia do País para a segurança do sistema de energia elétrica baseia-se no RMSA (Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento), o qual estipula as condições e exigências mínimas para a suficiência energética nacional para o setor elétrico em termos de oferta. Ora este RMSA não é publicamente conhecido e não foi alvo de processo de consulta pública, factos que condicionam muito a identificação de quais são os investimentos que per si são consequência e se justificam exclusivamente por razões de garantia do adequado nível de segurança de abastecimento.

Não podemos também esquecer a dinâmica recente associada à evolução tecnológica (p.e., a redução de custo da produção Solar PV) e regulamentar do setor elétrico europeu, que tendo presente os objetivos nacionais de dinamização das condições de mercado para promover uma economia custo-eficiente poderá vir a incentivar e promover a inovação e a internacionalização de empresas e da economia nacional.

A complexidade e a dinâmica de alterações e de evolução dum sistema elétrico nacional, nomeadamente em termos tecnológicos na produção e no transporte, a evolução dos modelos de mercados e os avanços exponenciais de tecnologia ao nível do consumidor e das redes de distribuição, não permite estabelecer com rigor o que são os investimento da produção para a finalidade “segurança de abastecimento”.

Neste contexto, de dinamização e liberalização do mercado, de criação de valor e potenciação da economia como um todo, deixa de fazer sentido tentar destringir entre a integração de centrais renováveis ao abrigo da segurança de abastecimento e outras ao abrigo do “mercado”.

Neste enquadramento consideramos sem relevância a discriminação do valor de 185 milhões de euros referidos no documento da ERSE que estarão alocados à integração de renováveis nos cinco primeiros anos do plano, na componente segurança de abastecimento ou outra.

Questão23

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

R: A APREN julga que a repartição de encargos justa, seria a do Promotor suportar a parcela de custos equivalente à sua solução original a) “Ligação a 60 kV à estrutura já existente da EDP”, sendo o sobrecusto para a solução estruturante apontado pela REN, associado às necessidades de desenvolvimento estratégico da RNT.

Fundamentação da resposta à Q23: A RNT deve ser desenvolvida tendo em conta a estratégia nacional para a energia, numa trajetória custo-eficiente de longo prazo. Nesta aposta deverá ser tido em conta o valor acrescentado das soluções, nomeadamente a potenciação da I&D, a criação de emprego e a exportabilidade dos desenvolvimentos tecnológicos e das soluções. Não estando a APREN dotada da melhor informação sobre a viabilidade e o potencial futuro de desenvolvimento do cluster da “energia dos oceanos”, parece-nos contudo que este projeto se reveste de grande interesse e oportunidade para a economia nacional, ao mesmo tempo que cria condições para a transferência da zona piloto de “Peniche” para a de “Viana do Castelo” onde o potencial eólico é superior. Assim sendo, faz todo o sentido a proposta da RNT no desenvolvimento de uma solução a 150 kV que futuramente possa potenciar o desenvolvimento desse cluster, através da facilitação da ligação de novos produtores.

Se esta decisão tiver acolhimento governamental, o produtor/promotor, neste caso a EDP, deverá apenas suportar os encargos com a ligação à subestação de recolha tecnicamente viável mais próxima e da forma mais económica, face às alternativas identificadas que são:

- Ligação a 60 kV à estrutura já existente da EDP ou
- Ligação a 60 kV à futura subestação “marítima” 150/60 kV da RNT.

Como a REN não identifica desde já a necessidade de construir a infraestrutura 150/60 kV, a solução técnica proposta no PDIRT-E é da construção da ligação operada a 60 kV mas construída para 150 kV.

A APREN julga que a repartição de encargos justa seria a do Promotor suportar a parcela de custos equivalente à sua solução original a) “Ligação a 60 kV à estrutura já existente da EDP”, sendo o sobrecusto para a solução estruturante apontada pela REN incorporada nas necessidades de investimento global e estratégico da RNT.

REFORÇO INTERNO DA RNT

Questão 24

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

R: A APREN considera que a estratégia proposta no PDIRT-E para a rubrica “Reforço Interno da Rede”, muito dele motivado para uma maior interação entre as redes de Transporte e Distribuição é, globalmente, a mais adequada.

Fundamentação da resposta à Q24: Não é a evolução observada nos consumos globais no SEN, e em particular na RND, a motivação e justificação principal dos projetos de reforço interno da RNT. Eles devem antes ser analisados à luz de uma otimização da gestão de ativos, muitos deles construídos há dezenas de anos e numa análise de eficiência e de otimização face aos novos parâmetros e condições hoje existentes nas redes. A maior interação entre as decisões dos operadores ORT e ORD, avaliando e ponderando as perspetivas conjuntas de evolução do sistema, constituem o driver fundamental deste tipo de investimento.

No caso vertente, parece-nos que a estratégia proposta no PDIRT-E para a rubrica “Reforço Interno da Rede”, muito dele motivado para uma maior interação entre as redes de Transporte e Distribuição é, globalmente, a mais adequada.

GESTÃO DOS PERFIS DE TENSÃO E TRÂNSITOS DE REATIVA

Questão 25

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

R: A APREN considera adequada a abordagem feita no PDIRT-E para controlar os perfis de tensão na rede. Não obstante, é importante salientar que a otimização das tensões é uma tarefa integrada entre produtores, transporte, distribuição e consumidores. A existência e a aplicação atempada de “códigos” de rede é fundamental neste capítulo. A APREN está disponível para trabalhar de forma pro-ativa e empenhada com todos os parceiros para que este e outros problemas técnicos na gestão diária da RNT sejam otimizados e mitigados.

Questão 26

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

R: A existência de regras rígidas e tarifas de faturação de reativa na fronteira entre transporte e distribuição condiciona as decisões globais mais eficientes de investimento, orientando-as antes para as decisões mais económicas em cada um dos sub-sectores, ou o transporte ou a distribuição.

Contudo, os Operadores têm avançado para a flexibilização de aplicação dessas regras de faturação, adaptando-as caso a caso, depois de obtida a autorização do regulador/legislador, o que demonstra um aumento da coordenação TSO-DSO na tentativa de otimização global do sistema.

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

APOIO À RND

Questão 27

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

R: N/S; N/R

COORDENAÇÃO ENTRE OPERADOR DA RNT E OPERADOR DA RND

Questão 28

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

R: A coordenação entre o ORT e o ORD deverá ser potenciada no futuro para fazer face aos novos desafios oferecidos pela crescente flexibilidade das cargas e pelo armazenamento distribuído que potencia o aparecimento de “agregadores” que poderão passar a oferecer serviços de regulação, antes apenas da responsabilidade dos ORT.

Nesta coordenação os produtores e os consumidores também deverão ter uma voz e papel ativos.

Em Portugal, a APREN, como parceiro importante e representativo nesta área, ainda não vislumbrou um verdadeiro progresso da atividade, pelo que considera importante o seu desenvolvimento e uma atenção especial dos stakeholders quer os institucionais quer os privados ou associativos.

OTIMIZAÇÃO TERRITORIAL DA REDE

Questão 29

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

R: Sem estar de posse da informação que sustenta a justificação destes projetos, eles não deverão constituir ações de investimento prioritário por parte do ORT numa altura em que é urgente a redução dos custos da eletricidade, a menos que esteja em causa a segurança de pessoas e bens.

Questão 30

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

R: Todo e qualquer projeto de investimento deve ter uma “alternativa 0” e várias soluções alternativas de investimento para que se possa construir uma verdadeira matriz de decisão com a explicitação de custos e de prós/contras.

GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

Questão 31

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

R: N/S; N/R

Questão 32

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

R: N/S; N/R

Questão 33

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

R: N/S; N/R

DESENVOLVIMENTO DO MERCADO INTERNO DE ELETRICIDADE (INTERLIGAÇÕES, PCI)

Questão 34

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

R: O nível de capacidade de interligação definido no Pacote para a União da Energia, deve ser interpretado como meta orientadora, pois cada projeto de reforço deve ter plena justificação técnico-económica.

A atual capacidade de interligação entre Portugal e Espanha denota uma muito boa adequação, mas não podemos esquecer que quem condiciona o verdadeiro funcionamento do mercado MIBEL é a fronteira Espanha-França que, uma vez potenciada, vai criar maiores exigências e/ou oportunidades na fronteira Portugal-Espanha.

Portugal não está a cumprir as metas de 60% de Renovável e muito menos o PDIRT-E em análise considerou o desenvolvimento da FER-E para 2025 em sintonia com os atuais documentos da política energética do governo. Como tal, para aumentar a segurança do sistema português e para fazer face às necessidades de integração eficiente de nova potência renovável em Portugal, a APREN considera adequado um aumento moderado da capacidade de interligação com Espanha, entendendo em particular que os projetos de investimento propostos neste vetor têm muitas outras sinergias e finalidades que muito o valorizam como justificado no PDIRT-E.

Questão 35

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

R: Sem dúvida que sim. Portugal deve procurar partilhar de modo eficiente com o resto da Europa o seu potencial de recurso de FER-E, ao mesmo tempo que obtém benefícios de segurança e de energia mais barata quando a sua produção Renovável não for tão expressiva.

Questão 36

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

R: N/S; N/R