

CONSULTA PÚBLICA Nº 83 – ERSE

Proposta de PDIRT-E 2019

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

COMENTÁRIOS DA APREN

Nota Prévia

Os comentários da APREN a esta consulta pública são divididos em duas grandes seções.

A primeira centra-se em considerações gerais em relação à proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2020 a 2029 (PDIRT-E 2019) apresentada pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) dando especial atenção às condições de desenvolvimento das energias renováveis, tendo como pano de fundo a visão holística necessária para a otimização global do sistema elétrico nacional.

A segunda seção foca-se nas respostas às questões que a ERSE coloca no seu texto de Enquadramento desta Consulta Pública.

1ª parte – CONSIDERAÇÕES GERAIS

Introdução

A proposta de PDIRT-E 2019, que agora se analisa, caracteriza-se pelo facto de ser a primeira a ser submetida após ter havido uma aprovação de um plano de investimentos da REN para o setor elétrico, a proposta final do PDIRT-E 2017, de agosto de 2018, aprovada pelo membro do Governo responsável pela área da energia, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 14 de fevereiro de 2019. De notar que a versão final aprovada incorpora muitas das contribuições recebidas durante a Consulta Pública.

O ORT optou por “não incluir no PDIRT-E 2019, os projetos já aprovados no âmbito do Plano anterior (PDIRT-E 2017, que analisa o período 2018-2027) pelo que, nesta consulta pública do

PDIRT-E 2019, apenas são colocados à apreciação e aprovação as necessidades de investimento adicionais às já aprovadas no PDIRT-E 2017, ou as que se encontram em horizontes temporais que não foram abrangidos no período regulamentar da anterior proposta (e que, portanto, não faziam parte da mesma), ou ainda projetos apresentados na proposta de PDIRT-E 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação”.

Nesta consulta pública, a ERSE salienta que “são passíveis de aprovação unicamente os projetos de investimento que se verificarem ser necessários entrarem em exploração durante o primeiro quinquénio de abrangência do plano – período de 2020 a 2024”.

Deste modo, por existir um período temporal em que os dois PDIRT-E coincidem, dever-se-á ter em atenção que a proposta de PDIRT-E 2019 propõe um conjunto de novos projetos de investimento, quer de Projetos Base, quer de Projetos Complementares, que serão adicionais àqueles que já foram aprovados no PDIRT-E 2017 para o período de 2020 a 2022, e cuja grande maioria ainda não foi concretizada, mas contribuirá para um crescimento da base de ativos do ORT ao longo dos próximos anos.

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta projetos de investimentos que totalizam 196 milhões de euros (a custos totais), divididos por 142 milhões de euros para Projetos Base e 53 milhões de euros para Projetos Complementares (no caso concreto limitado a dois projetos) para o período de 2020 a 2024.

O Plano anterior, para o quinquénio 2018-2022, tem um investimento aprovado de 535 M€ (média anual de 107 M€).

O novo PDIRT-E 2019 propõe um aumento da verba para o referido quinquénio 2018-2022 em 65 M€, com impacto nos anos de 2020, 2021 e 2022 de, respetivamente, 6,6 M€, 23,5M€ e 34,5M€.

Posteriormente à conclusão da proposta de PDIRT-E 2019, foi decidido pela tutela a antecipação do encerramento das centrais a carvão de Pego e Sines, respetivamente, para o final dos anos 2021 e 2023. Nesse contexto, o ORT comunicou na sessão de apresentação do seu Plano ao CC (Conselho consultivo da ERSE) no dia 6 de fevereiro de 2020 que o projeto da linha Rio Maior-Fanhões a 400kV, num montante de 35 M€ (a custos diretos externos - cde), tinha de ser antecipado para o quinquénio 2020-2024 de modo a permitir manter o adequado nível de segurança de operação e gestão do SEN.

Nestes termos, a média anual de investimento para o quinquénio 2020-2024 passará a ser de 131M€, portanto superior ao período 2018-2022 aprovado no PDIRT-E 2017 que era de 107M€, a custos totais.

Comentários na generalidade

A proposta de PDIRT-E 2019 apresenta (no ponto 3.6), para efeitos do planeamento da rede, os cenários de evolução da oferta traduzida em termos de capacidade de produção instalada ligada à RNT.

Segundo a proposta, os cenários são baseados no RMSA-E 2018 (Cenário Ambição), a que acrescem as alterações significativas em termos de cenários de evolução da oferta de acordo com os objetivos da proposta de Plano Nacional Energia-Clima (PNEC) 2030. Na proposta, são ainda consideradas as licenças de produção já atribuídas pela DGEG até 31 de maio de 2019, bem como os pedidos de ligação à RNT de novos centros eletroprodutores até ao final de 2018. Com base nesta evolução esperada, a proposta de PDIRT-E 2019 caracteriza geograficamente a distribuição da capacidade de produção total que se prevê que venha a estar instalada até ao final de 2029.

O documento disponibiliza igualmente as previsões das datas de entrada em serviço das novas centrais hidroelétricas inscritas no Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), destacando-se o facto de continuar prevista a entrada em serviço do complexo hidroelétrico do Alto Tâmega entre 2021 e 2023 (centrais de Daivões, Gouvães e Alto Tâmega), num total superior a 1100 MW instalados, dos quais 880 MW reversíveis.

No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2019 adota igualmente o cenário Ambição do RMSA 2018, para o descomissionamento das centrais térmicas a carvão do Pego e de Sines (2025) e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (2029). A título de informação, recorda-se que no PDIRT-E 2017 aprovado, a data de desclassificação destas centrais era a seguinte: Pego (2021), Tapada do Outeiro (2024) e Sines (2025).

Posteriormente à elaboração da proposta de PDIRT-E 2019, em outubro de 2019, o Governo anunciou a sua intenção de desativar ambas as centrais a carvão até 2023, designadamente, Pego em 2021 e Sines em 2023. Como fundamento para esta decisão, o governo aponta o facto de ser possível garantir a manutenção da segurança de abastecimento aos consumos do SEN devido à entrada das centrais hídricas do complexo do Alto Tâmega e da realização de reforços

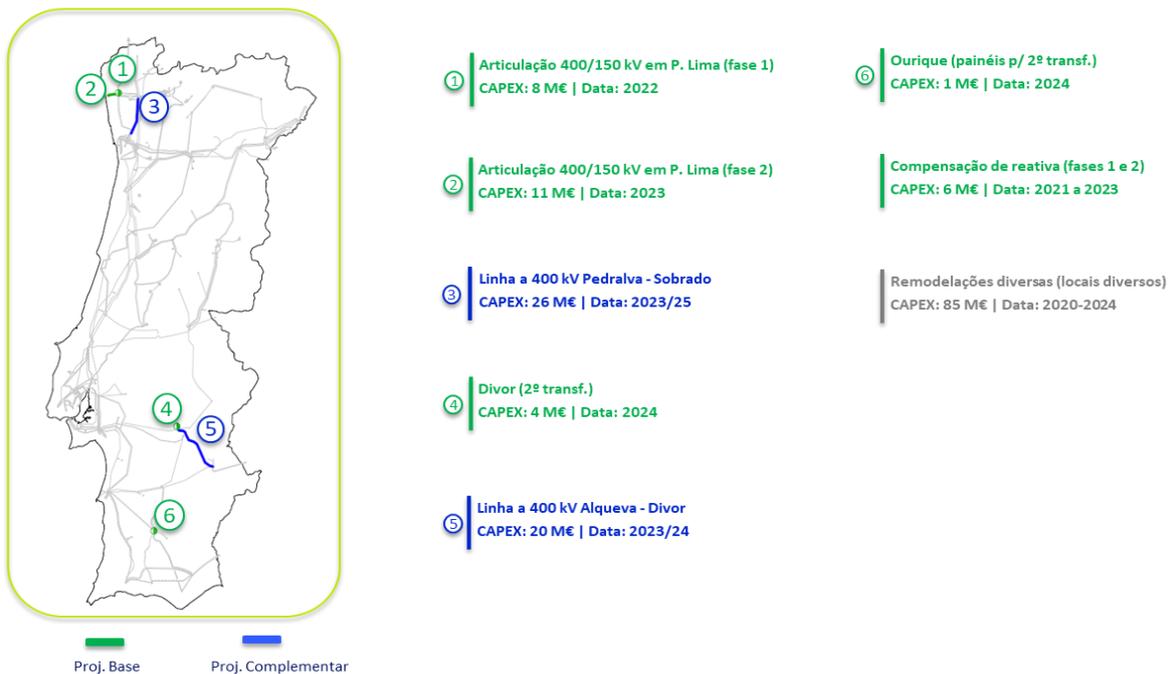
da RNT que o Operador da Rede de Transporte identificou como necessários, que consistem na conclusão da linha F. Alentejo - (Ourique) – Tavira e da linha R. Maior-(Almargem)-Fanhões, ambas no nível de tensão de 400 kV.

Para não condicionar a data de saída de serviço das duas centrais a carvão nas datas enunciadas pelo Governo que, eventualmente, pudesse vir a ser induzida por eventuais atrasos na conclusão dos projetos de reforço das citadas linhas da RNT, **a APREN considera que é importante que o ORT identifique de forma clara e inequívoca quais são as consequências da não concretização atempada de cada um destes dois projetos de reforço da estrutura malhada de rede de 400 kV**, de forma a que se possam tomar as necessárias medidas operacionais de operação do sistema para colmatar e corrigir uma eventual fragilidade temporária de funcionamento da RNT, enquanto uma, ou as duas, linhas de reforço atrás identificadas não estiver concluída.

Principais projetos propostos no PDIRT-E 2019

O ORT na sua apresentação ao CC da ERSE do passado dia 6 de fevereiro de 2020 apresentou os principais projetos que propõe, e que aqui se ilustram.

Para o primeiro quinquénio 2020-2024 são os seguintes:

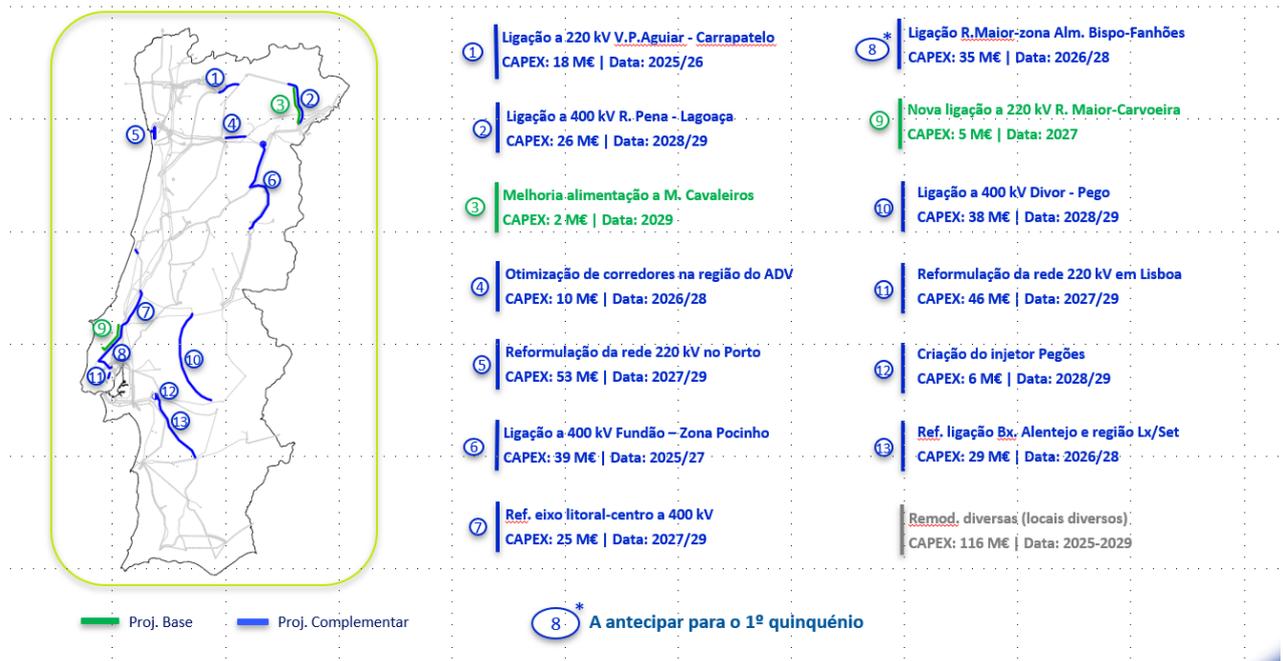


O ORT refere que o projeto “3” cria uma capacidade adicional de ligação de nova geração de cerca de 400MVA, enquanto o projeto “5” adicionará uma capacidade suplementar de receção de nova produção de 700 MVA. Do ponto de vista estrito do aumento da capacidade de receção, este último projeto apresenta uma taxa de eficácia maior do que o anterior.

Nestes termos a APREN considera que, a ter que ser definida uma prioridade de data de conclusão, seja privilegiado o projeto da linha Alqueva-Divor.

Mas tão ou mais importante é que esta nova capacidade enunciada, necessariamente nas subestações de Alqueva, Divor e outras na proximidade, seja disponibilizada em níveis inferiores aos 400kV, por exemplo 60kV. **O ORT não aprofunda este tópico, mas a APREN considera que é de grande relevância o seu desenvolvimento e mais cabal esclarecimento, pois só assim se cria visibilidade aos investidores, em linha com a nova Diretiva Europeia das Renováveis.**

No que se refere ao segundo quinquénio do PDIRT-E 2019, o período entre 2025 e 2029, o ORT identifica os seguintes principais projetos apresentados na figura seguinte.



Em termos de capacidade adicional para a receção de nova produção o destaque da APREN centra-se nos projetos “6”, “10” e “13”, mencionados sem ordem de preferência ou prioridade. O projeto “6”, permitirá uma maior integração de energias eólica e solar, sem prejudicar o funcionamento do mercado ibérico, num montante interessante de +700MVA e os projetos “10” e “13”, em conjunto, permitem integrar cerca de +1500MVA.

Mais uma vez, a APREN deixa a nota de que a potência a disponibilizar seja distribuída de forma equilibrada entre os vários níveis de tensão, incluindo os 60kV, e as diversas subestações do País que, na sua área de influência geográfica, apresentem um mais elevado potencial de produção de origem renovável e que também sejam tidas em conta as intenções já manifestadas de pedidos de reserva de capacidade nas redes. Não faz sentido que a potência a disponibilizar com estas novas ligações estruturantes esteja, por omissão de informação do ORT, implicitamente atribuída apenas no nível de 400kV. Será preciso desenvolver análises complementares de rede de modo a proporcionar que a disponibilização de potência de geração esteja distribuída de forma equilibrada por outros níveis de tensão mais baixos e, em consequência, permitindo e facilitando a envolvimento de atores distribuídos de forma mais

uniforme em todo o território nacional, atendendo e tirando proveito da própria estrutura mais capilar dos níveis de tensão da rede de distribuição.

Capacidade de receção de nova geração

O ORT refere que à data de 31 de maio de 2019 os projetos de ligação de novos centros electroprodutores que já têm potência atribuída ou cativa (instruções da DGEG), perfazem 2,9 GW, dos quais cerca de 2 GW são de tecnologia Solar PV.

Para além disso, estima-se que a DGEG tenha atribuída cerca de mais 1 GW¹ em novas licenças para centrais Solar PV, desde essa data até hoje.

Adicionalmente foram atribuídos no leilão de Solar mais 1,3 GW.

Em pedidos de UPPs de 1 MW, ao abrigo do DL nº 76/2019, estima-se que possam vir a ser licenciados entre 1 a 2 GW nos próximos tempos, segundo a recolha de opinião da APREN junto de Associados e *stakeholders*.

Não menos importante é o estímulo que a tutela tem dado aos projetos híbridos, que revelam, em particular, mas não só, bastante potencial na associação de potência Solar PV a centrais eólicas. O Governo no OE'2020 admite que possam ser licenciados 250 MW já em 2020.

O ORT referiu na apresentação do seu Plano para consulta pública que os pedidos de reserva de capacidade de centrais Solares PV, ao abrigo da alínea b) do número do artigo 5-A² da versão republicada do DL nº 172/2006 de 23 de agosto com a redação introduzida pelo DL nº 76/2019 de 3 de junho, atingem neste momento 85GW³. Recorde-se que esta alínea b) refere: “Acordo entre o requerente e o operador da RESP com assunção, por aquele, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro eletroprodutor, com identificação da capacidade a atribuir”.

¹ Valor estimado e que não foi confirmado por nenhum documento ou informação oficial.

² A 14 de fevereiro a DGEG publicou os Termos de Referência para a análise dos pedidos de celebração de acordo para a atribuição de reserva de capacidade de injeção.

³ Apenas pedidos realizados junto do ORT. Não são aqui referidos os pedidos efetuados junto do ORD.

Tendo como referência a meta de 9 GW do PNEC 2030 para a potência Solar PV, a que podemos deduzir uma parcela da ordem de 1 a 2 GW para produção em autoconsumo, facilmente se percebe que há um “excesso” de oferta de potência Solar PV face aos objetivos fixados no PNEC.

A APREN considera que deverá ser promovida uma abordagem integradora deste tema, por parte das entidades envolvidas, que possibilite a avaliação e a conciliação, de forma integrada, da dinâmica do mercado e de potenciais interessados na produção Solar PV, com os reais interesses do País nesta transição energética, procurando as soluções de maior valor acrescentado, incluindo os aspetos de valorização do território nacional e os seus respetivos impactos no ordenamento e no ambiente, sem colocar de parte a promoção da dinâmica do tecido empresarial, da academia e de unidades de I&D das regiões.

As soluções tecnológicas estão a evoluir de forma rápida, nomeadamente no armazenamento distribuído e no autoconsumo, fator que aconselha a máxima prudência em novos grandes investimentos em infraestruturas pesadas de rede de transporte que se podem tornar ociosas num muito curto espaço de tempo.

Assim, a APREN recomenda que os investimentos propostos no PDIRT-E reflitam uma abordagem cautelosa e que não transpareçam uma reação casuística a esta “euforia” de pedidos de intenção de ligação de nova produção Solar PV.

Um outro aspeto que merece a atenção da APREN prende-se com a limitada capacidade de receção de nova geração nos níveis de tensão de 60 kV e inferiores, situação identificada pelo ORT (Cap. 6.7.4, pág.205, da proposta de PDIRT-E) quando refere que existe, de forma genérica, uma “saturação da capacidade de receção no nível de tensão de 60kV ... por limitação (ou inexistência) de capacidade de transformação MAT/60kV instalada.

A APREN identifica este facto como uma eventual fragilidade na estratégia de desenvolvimento das redes do SEN de forma otimizada, pois, deste modo, o legislador está a forçar os produtores a soluções de ligação ao nível de tensão de MAT, mesmo quando a potência dos seus centros eletroprodutores é pequena, o que tem como consequência o afastamento da corrida dos promotores de menor dimensão empresarial que não têm estrutura para concorrer a grandes projetos.

Uma solução que para a APREN se afigura lógica e racional é a de que o ORT permita a disponibilização de mais capacidade de receção no nível de 60kV, através de um plano de

reforço da capacidade de transformação MAT/60kV a qual poderia até ser comparticipada financeiramente pelos produtores interessados, num modelo que teria que ser definido em antecedência com o Regulador e a tutela.

Quando há muitos projetos nas proximidades uns dos outros é importante que se procure otimizar a ocupação do território, evitando, na medida do possível, um excesso de linhas elétricas e subestações, advogando a APREN que os promotores em diálogo com a tutela e com as concessionárias procurem soluções melhoradas em conjunto, que reduzam custos globais e que tenham o menor impacto possível no ordenamento do território e no ambiente.

A terminar este ponto, e tendo em consideração a profusão de pedidos de ligação à rede, a complexidade de regimes remuneratórios e modalidades que estão presentes no mercado, considera-se oportuno recuperar a opinião da APREN expressa na resposta à consulta pública do PDIRT-E 2017:

“O ORT, como regra geral, não especifica para que tecnologia é válida a capacidade livre de receção de potência adicional, exceto quando se refere à zona sul quando afirma, a espaços, que essa capacidade se destina à produção solar.

A APREN 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 desenfadada 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.

A própria administração pública fica enredada em processos burocráticos, as empresas concessionárias e o próprio tecido empresarial ficam à deriva e sem linhas orientadoras, pois os processos excedem largamente as capacidades disponíveis, com a agravante que uma larga maioria deles não tem efetivamente credibilidade nem hipóteses de concretização.

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, enfim toda a economia e os consumidores, pois, atendendo às vicissitudes de todo o processo de disponibilização de potência, muitas das candidaturas nunca passarão do papel”.

2ª parte - Questões específicas da ERSE

Por uma de melhor acompanhamento do texto, são reproduzidas as questões da ERSE, respeitando a numeração do documento da Consulta Pública para, em seguida, se apresentarem os comentários da APREN.

Questão 1

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

A APREN considera que a proposta de PDIRT-E analisa corretamente a oferta de capacidade de produção e a sua evolução esperada.

No que diz respeito à potência Solar PV é identificada no PDIRT-E a localização de 6 GW, em resultado da informação disponibilizada pela DGEG sobre o valor da potência já ligada, atribuída ou considerada cativa por aquela Direção Geral.

Para os restantes 3 GW (sem contar com 1 a 2 GW previstos para a produção em regime de autoconsumo) para perfazer o montante objetivo do PNEC, estão criadas capacidades de receção até 2029, por zona geográfica, que criam alguma flexibilidade para a sua ligação.

Contudo, a APREN considera que esta capacidade adicional de rede deve ser criada com suficiente antecedência à data de concretização dos projetos das centrais renováveis para que haja uma maior previsibilidade e margem temporal na execução e nas condições de financiamento destas centrais.

Por exemplo, os projetos de rede estruturantes e necessários para a integração de renováveis com data de conclusão em 2027, 2028 ou 2029, podem vir a revelar-se tardios para viabilizar a efetiva conclusão de construção de centrais de forma atempada para cumprir os objetivos do PNEC para 2030.

Para uma mesma e determinada zona de rede, o facto do ORT não identificar, para os estritos efeitos do “**respetivo impacto nas necessidades de reforços da RNT**”, o nível de tensão em que a futura produção renovável irá ser ligada está perfeitamente correta, **porque para efeitos de trânsitos induzidos na estrutura malhada da RNT o resultado é exatamente o mesmo.**

Não obstante a APREN considera que deveria ser reservada um valor significativo de nova capacidade de produção para ser ligada na rede de 60kV e/ou a níveis de tensão inferiores de molde a potenciar a geração mais distribuída a nível territorial e fomentar a coesão regional, para além de manter aberta uma oportunidade de iniciativa a promotores de menor dimensão empresarial.

Quanto à produção instalada em regime de autoconsumo é relevante a identificação da sua localização por grandes zonas da rede, pois o seu efeito na estrutura malhada da RNT é diferente se, por exemplo, for considerado localizado nas zonas do grande Porto ou de Lisboa ou, alternativamente, no Alentejo ou Algarve. **Neste aspeto, a APREN considera que o PDIRT-E não está suficientemente desenvolvido, e que é importante que seja melhorado em próxima edição.**

Quanto à questão do impacto da produção distribuída, segundo a perspetiva da ERSE, na redução da necessidade de reforço da transformação MAT/AT no sentido da MAT para a AT, a APREN considera que ela é despendida, atendendo à sua volatilidade e a possibilidade de ser ajustada e revista em cada dois anos.

Questão 2

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

Como o efeito desta variável é de pequena expressão e atendendo a que, adicionalmente, pode ser calibrada a cada dois anos, a APREN considera que é suficiente e adequado considerar apenas os cenários de evolução do consumo de energia elétrica veiculado pela rede de transporte previstos no RMSA -E.

Questão 3

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

A APREN considera que o exercício de planeamento da proposta de PDIRT-E incorpora de forma adequada a ponta de carga síncrona do SEN, tendo presente que o fundamental para as decisões de investimento na RNT resulta, na sua essência, da correta representação de um conjunto alargado de casos que simulam os padrões característicos do diagrama de cargas de cada região, cruzados com as diversas caracterizações horárias da carga ativa e reativa por subestação e da respetiva geração distribuída na sua área de influência. A capacidade de transporte nominal de cada um dos elementos constituintes da RNT também é ajustada consoante as condições atmosféricas exteriores.

Todas estas situações são testadas e avaliadas com os cenários mais plausíveis de importação e de exportação que se consideram representativos para identificar o grau de utilização dos elementos da RNT e as respetivas necessidades de investimento.

Questão 4

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

Os projetos de investimento do PDIRT-E podem ser repartidos pelos seguintes principais motivos:

1. Obsolescência e/ou envelhecimento, associado a menor qualidade de desempenho do equipamento da rede elétrica de transporte;
2. Modernização de equipamentos dos sistemas de despacho, telecomunicações, proteção e controlo;
3. Alteração do perfil de carga e de geração local na área geográfica abastecida por cada subestação, que despoleta novas necessidades de transformação MAT/60kV.
4. Novas situações de perfis de geração das centrais, em Portugal e em Espanha, que, em função dos consumos (descontados da geração local) agregados por subestação, podem

exigir a necessidade de novos investimentos na estrutura malhada da rede de Muito Alta Tensão;

Sobre o “motivo 1”, a APREN considera que o ORT segue as melhores práticas, que se traduzem por indicadores de continuidade de serviço excelentes. Aliás nos últimos anos não tem havido interrupções na estrutura malhada da RNT. Os registos de interrupções de serviço prendem-se com falhas no nível de 60kV, ou seja, com redes que alimentam diretamente bolsas da rede de distribuição regionais, e não propriamente com a estrutura malhada da rede de Muito Alta Tensão (MAT) que mantém níveis de fiabilidade sistemáticos de quase 100%.

Em relação ao “motivo 2”, a APREN não efetuou qualquer análise.

Em relação ao “motivo 3”, a APREN considera que o mesmo está bem fundamentado no exercício do PDIRT-E 2019.

Em relação ao “motivo 4”, a APREN considera que não há evidências de existir um conjunto suficiente de análises para as diferentes alternativas de datas de saída de serviço das centrais de Sines, do Pego e da Tapada do Outeiro, e, em consequência, qual a calendarização de investimentos na estrutura malhada da RNT que daí resultam. Entende a APREN que esta fragilidade pode encontrar justificação na inconstância na fixação de datas de desativação de centrais térmicas, assim como de estudos de mercado que as sustentem.

Entende ainda a APREN que as simulações do PDIRT-E deveriam ser enquadradas e justificadas por análises holísticas do funcionamento do mercado ibérico com discretização horária em que, de facto, se pudesse ter a melhor estimativa dos fluxos nas linhas de interligação e do perfil de produção de cada central térmica e, também, do provável deslastre de produção de centrais renováveis, entre outros indicadores.

Questão 5

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

Questão 6

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

A APREN considera adequada a metodologia Multicritério Custo/Benefício (MCB) usada como fundamentação para avaliar a necessidade de investir em Projetos Base e Complementares, embora considere que deveriam ser apresentadas evidências explícitas dos resultados da análise aplicada a projetos alternativos que foram descartados.

Quanto à pergunta da questão 6, e reforçando a posição já transmitida na consulta pública anterior sobre o PDIRT-E 2017, a APREN não considera relevante esta hipótese de alocação dos benefícios de cada projeto por Agente que dele possam beneficiar.

De facto, o objetivo último da função da concessão do ORT é a da obtenção do custo mínimo do sistema a longo prazo. Cada projeto de per si, desde que justificado por uma análise MCB bem fundamentada e holística garante este objetivo. Assim sendo, os benefícios irão ser recolhidos pelos consumidores ou, em termos gerais, por todo o tecido económico nacional.

Pela sua oportunidade e atualidade, recorda-se o comentário final já expresso pela APREN na Consulta do PDIRT-E 2017:

“A APREN considera 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.

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”.

Questão 7

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

Sem comentários

Questão 8

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

O investimento na fronteira Transporte-Distribuição tem de obedecer a estudos Benefício/Custo tendo em conta o sistema elétrico nacional como um todo, estudos que devem ser tornados públicos no âmbito desta Consulta Pública. Estes estudos devem tornar evidente que a opção escolhida foi selecionada como a mais vantajosa entre um leque alargado de soluções alternativas possíveis.

Quanto aos meios de gestão de reativa que o ORT propõe para investimento, é recomendável que antes sejam esgotados todos os meios de otimização da compensação ao nível das redes de distribuição, devendo o ORD envidar todos os esforços de cooperação neste sentido.

Questão 9

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

A APREN considera que a metodologia adotada para avaliar as capacidades de receção de nova geração é adequada, nada tendo a objetar aos valores publicados pelo ORT.

Questão 10

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

A rede portuguesa está intimamente interligada com a rede espanhola.

A alteração significativa, de topologia ou de geração, em qualquer uma das redes afetará a outra e nomeadamente o fluxo nas linhas e a própria capacidade de interligação. Como tal, deverá ser sujeita a estudos conjuntos coordenados. A grande quantidade e volatilidade de pedidos em ambos os lados da fronteira exige que o processo seja consolidado em estudos conjuntos e validado com a consideração de cenarizações coordenadas em ambos os países, em particular no que se refere a planos de desenvolvimento do parque produtor e das redes de cada país.

Nesse sentido, a APREN considera aceitável o limite imposto pelo ORT que deve obrigar a estudos integrados no mercado ibérico.

A APREN considera que para tornar este processo mais eficaz, seria necessário definir *ex-ante* vários cenários alternativos do parque produtor e testar o seu funcionamento na rede ibérica de forma coordenada, mas entende-se que a sua implementação prática seria muito difícil face à dinâmica de novos pedidos, tanto em número, como em valor e localização.

Questão 11

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

A APREN considera que os estudos na fronteira Transporte-Distribuição devem ser devidamente documentados e publicados, assim como as alternativas estudadas e que foram descartadas.

Questão 12

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

Este é um problema técnico que deve ser gerido de forma centralizada pelo ORT que definirá as regras que os Módulos de Parques Geradores (MPG) e que os geradores síncronos, deverão ter de acordo com o Código de Redes, em estreita colaboração com o ORD que define os perfis otimizados de gestão de reativa na sua rede e dos seus clientes, assim como dos MPG integrados na rede de distribuição. Mas a coordenação geral deverá ser sempre do ORT, que é a entidade que tem a visão global e é legalmente responsável pela gestão global do sistema.

A APREN considera que a instalação de reatâncias, assim como de baterias de condensadores, continua a ser a forma mais custo-eficaz de fazer a gestão de reativa no sistema elétrico nacional.

Questão 13

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

A ERSE justifica esta pergunta através de um texto introdutório que vale a pena recordar:

“Num contexto de transição energética, as infraestruturas energéticas irão ser cruciais na viabilização da transformação da economia. O seu planeamento deve garantir a compatibilização da evolução tecnológica, que envolve, nomeadamente, o aproveitamento de recursos endógenos e a oferta de flexibilidade, com o esforço exigido no desenvolvimento das infraestruturas. As decisões de investimento deverão, assim, considerar estas dimensões como requisitos.

...

Em contrapartida, é provável uma redução da utilização das redes elétricas, com especial incidência nas redes de tensões mais elevadas, como consequência de uma forte penetração da produção elétrica descentralizada e da produção para o autoconsumo, bem como do sucesso das medidas de eficiência energética no consumo.

...

Estes sinais contraditórios impõem que a regulação continue a velar pela redução dos riscos de ocorrência de “custos afundados” futuros em redes e infraestruturas reguladas, assegurando que não serão os clientes “não ativos” a ter que suportar os custos daí decorrentes. Implica, ainda, manter o ritmo de investimento prudente e a introdução de novas estratégias de manutenção das redes elétricas existentes que incentivem a sua utilização durante mais anos. A regulação irá refletir na viabilidade de continuar a planear redundâncias que assegurem 100% de disponibilidade das redes, num contexto com opções de flexibilidade a participar no sistema. Estas considerações formam parte do cenário para a identificação e concretização dos investimentos indispensáveis a toda a transformação que a transição energética irá representar. Efetivamente, o desenvolvimento das redes será um dos desafios desta transição energética, já que se antecipam sinais contraditórios na sua planificação e realização.”

A APREN concorda com o enquadramento feito pela ERSE e partilha das suas preocupações, com particular ênfase no que diz respeito aos investimentos na rede de transporte de eletricidade alvo da presente Consulta Pública.

Numa era de digitalização e de informatização dos sistemas e das atividades empresariais é cada vez mais importante ter acesso a um abastecimento elétrico tendencialmente 100% fiável. O valor da unidade de energia não abastecida, de microcortes ou de falta de qualidade da onda de tensão, é cada vez maior.

Nesta fase de maior produção distribuída e de digitalização no controlo dos sistemas elétricos é importante que tudo funcione com elevada fiabilidade, inclusive o recurso à rede de transporte de eletricidade.

A sugestão de redução da fiabilidade da rede de transporte, como parece ser afluído pela ERSE, parece-nos completamente prematura nesta fase. Aliás a rede de transporte, ou melhor, o sistema elétrico nacional, está concebido para uma garantia tendencialmente de 100% de fiabilidade, mas nunca atingível até porque acarretaria custos insustentáveis.

Sem querermos ser rigorosos, e para documentar que o SEN não tem a fiabilidade de 100%, bastará pensar numa dupla falha prolongada no sistema de abastecimento de gás que envolva o porto de Sines e o principal gasoduto de interligação com Espanha, situação em que, muito provavelmente, o sistema nacional de eletricidade poderia entrar em colapso.

Outro exemplo, poderia ser dado se estivermos perante uma falha simultânea de duas das grandes subestações de MAT que alimentam Lisboa, em que haverá, muito provavelmente, um grande volume de consumo elétrico que não seria satisfeito em longos períodos de tempo.

A eventual *“redução da utilização das redes elétricas, com especial incidência nas redes de tensões mais elevadas, como consequência de uma forte penetração da produção elétrica descentralizada e da produção para o autoconsumo”*, sugerida pela ERSE, não irá acontecer pelo razão indicada de uma maior penetração da produção descentralizada, mas sim se o armazenamento distribuído tiver um grande desenvolvimento, o que, aliás, não está excluído dos cenários futuros possíveis.

Mas até lá, é fundamental que o nível de fiabilidade da rede de transporte de eletricidade, ou melhor, do sistema elétrico nacional, continue com níveis e padrões de segurança elevados.

Isto não obsta a que se continue a dedicar a maior atenção às externalidades que afetam a segurança e a operação do SEN, e que com ele podem partilhar sinergias.

Neste capítulo surge também, e com grande relevância, a rede de infraestruturas de gás que partilha complementaridades com as necessidades da rede elétrica, e que de futuro ainda

poderão ser mais potenciadas com o advento da utilização do hidrogénio nas infraestruturas já construídas ou a construir.

Para reduzir o risco dos montantes de investimento ocioso é necessário que o Governo consiga traçar com a máxima clareza e objetividade possíveis os objetivos que pretende. Por exemplo, quando e a que ritmo se irão instalar ou desativar centros electroprodutores, qual o mix e a velocidade de implementação de tecnologias nesta transição, o ritmo da eletrificação, o desenvolvimento do hidrogénio ou outros biocombustíveis, para além da necessidade de definição do nível de segurança e de autossuficiência nacional com que pretende trabalhar.

Por exemplo, neste momento, a APREN considera que é fundamental continuar a assegurar um adequado nível de segurança e autossuficiência nacional de abastecimento elétrico, após a desativação inadiável das centrais de carvão e, mais tarde, da central da Tapada do Outeiro, o que poderá ser conseguido de forma custo-eficaz pelo reforço de nova bombagem hidroelétrica (considerando que as novas tecnologias de armazenamento ainda não apresentarão condições competitivas nos próximos anos) em paralelo com o indispensável crescimento das energias solar e eólica de acordo com as orientações do PNEC 2030.

Lisboa, 26 de fevereiro de 2020

APREN, Associação Portuguesa de Energias Renováveis