

Plafun.
J.P.



**Parecer Relativo à Proposta de Plano de
Desenvolvimento e Investimento da Rede de
Transporte, PDIRT,
para o período 2022 – 2031**

abril de 2021

João Paulo Tomé Saraiva

João Abel Peças Lopes

Parecer Relativo à Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, para o período 2022 – 2031

1. Enquadramento

O Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, PDIRT, a ser preparado pelo Operador da RNT nos anos ímpares, constitui um elemento fundamental para balizar a evolução do Sistema Elétrico Nacional, SEN, nos anos seguintes, tendo em conta a posição central que a RNT assume no SEN. Com efeito, como o Operador da RNT assinala no Capítulo 1 do documento em apreço, a Rede Nacional de Transporte constitui o elemento central do sistema elétrico integrado do Continente, possuindo uma dimensão nacional e uma estrutura malhada devendo ser constituída e evoluir ao longo dos anos de modo a contribuir para garantir a segurança de abastecimento, para permitir a ligação de novos centros electroprodutores e de novos pontos de consumo, para acomodar os trânsitos de energia decorrentes de diversos cenários de produção (influenciados em cada momento pela maior ou menor disponibilidade dos diversos recursos primários e considerando igualmente as metas da transição energética definidas no âmbito da política energética do Governo) e correspondendo igualmente às solicitações de reforço ou de novas ligações formuladas pelo Operador da Rede de Distribuição.

Como determinado pela legislação em vigor, o PDIRT a elaborar pelo ORT deverá ter um horizonte de 10 anos e, de acordo com o artigo 35-A do Decreto-Lei nº 172/2006, o ORT deverá realizar a gestão técnica global do Sistema Elétrico Nacional, SEN, “com independência e de forma transparente e não discriminatória ... de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema elétrico, e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade no curto, médio e longo prazos”, nomeadamente através do exercício do “Planeamento da RNT, designadamente no que diz respeito ao planeamento das suas necessidades de renovação e expansão, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas de política energética nacional e, em particular, através da preparação dos PDIRT da eletricidade”.

Por outro lado, e tendo ainda em conta a legislação em vigor, nomeadamente o estabelecido no número 5 do artigo 36 do Decreto-Lei 172/2006, a elaboração do PDIRT deverá ter em conta a caracterização da RNT, o Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento, RMSA, mais recente, os padrões de segurança de abastecimento da Rede de Transporte e demais condições técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes, as solicitações de reforço da capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede realizados por centros electroprodutores. A elaboração do PDIRT deve ainda considerar ou estar alinhada com as metas estabelecidas no Plano Nacional Energia e Clima, PNEC 2030, e com os objetivos estabelecidos e acordados a nível Europeu nomeadamente no âmbito do ENTSO-E consubstanciados no *Ten Year Network Development Plan*, TYNDP, e a nível transnacional neste caso com Espanha, no que se relaciona com o reforço das interligações como forma de melhorar o funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade.

A proposta de PDIRT deve ser submetida pelo ORT à Direção de Geral de Geologia e Energia, DGEG, até 31 de março dos anos ímpares, seguindo-se a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE no final da qual estas duas entidades devem emitir os respetivos pareceres. Tendo em conta esses

pareceres, o Operador da RNT prepara e submete a proposta final de PDIRT até meados de novembro devendo esta ser remetida pela DGEG para o membro do Governo responsável por esta área. A versão final do PDIRT é então enviada para a Assembleia da República para discussão e emissão de um parecer que será remetido ao membro do Governo referido a quem cabe finalmente a decisão de aprovação deste plano.

Como se assinalou anteriormente, a legislação em vigor determina que o PDIRT tem um horizonte de 10 anos e deve ser preparado e submetido às entidades competentes nos anos ímpares. Um plano deste tipo pretende selecionar e calendarizar um conjunto de obras em novas instalações, e em reforço e expansão de instalações existentes de modo a assegurar ou procurar responder a diversos critérios (nem sempre possíveis de ser atendidos em simultâneo dado que, com frequência, possuem natureza contraditória) e considerando previsões de evolução de diversas grandezas (tais como o consumo e a capacidade instalada prevista para o portfolio de geração) bem como a situação do sistema no ano inicial. A este nível, é importante salientar que as redes de transporte têm natureza integrada e malhada cobrindo áreas geográficas alargadas, pelo que decisões de investimento relativas a determinados equipamentos a instalar numa região ou área de rede em particular têm repercussão nas condições de operação de toda a rede. Nestas condições, a natureza integrada e holística deste tipo de planos aconselha fortemente que não se proceda a aprovações parcelares do PDIRT mas que, pelo contrário, se realize a sua apreciação e aprovação no seu conjunto. Com efeito, a seleção de um investimento para responder a um problema particular da rede, dada a sua natureza integrada, pode permitir resolver problemas ou contribuir para alterar as condições de operação noutras zonas da rede, evitando assim investimentos suplementares nessas outras zonas. Pode assim compreender-se que soluções parcelares serão em geral de menor qualidade e mais dispendiosas que o investimento proporcionado por uma visão integrada e holística, que deverá ser preservada.

2. Caracterização da RNT

A preparação e apresentação de um PDIRT pode ser encarada como o momento adequado para avaliar as condições de operação da RNT nos anos mais recentes e assim avaliar a adequação dos planos de investimento e as práticas de exploração e manutenção que têm vindo a ser adotadas em períodos anteriores. Aliás, a caracterização atual da RNT corresponde a um dos elementos mencionados no número 5 do artigo 36 do Decreto-Lei nº 172/2006 e que o Operador da RNT deve considerar no processo de elaboração do PDIRT.

Em particular, no que se refere à caracterização da RNT, o Capítulo 2 da Proposta de PDIRT 2022-2031 fornece um conjunto de informações relativas a diversos parâmetros e indicadores que permitem obter uma visão holística sobre as condições de operação da RNT nos anos mais recentes que, de algum modo, traduzem o impacto que as decisões de investimento propostas e aprovadas em PDIRTs anteriores tiveram/têm sobre a RNT. Neste âmbito, salientam-se os seguintes aspetos:

- evolução do consumo desde 2011 a 2020 a nível nacional e também nas zonas do Grande Porto, Grande Lisboa, Península de Setúbal e Algarve e pontas síncronas sazonais de verão e inverno igualmente para o Continente e em cada uma das quatro áreas referidas. A este propósito, o Operador da RNT indica que, apesar de a nível global o consumo se manter quase estagnado com variações homólogas anuais muito reduzidas, ocorreu uma elevação da ponta síncrona de 8650 MW em 2019 para 8906 MW em 2020 bem como incrementos dos valores verificados nas áreas do Grande Porto e da Grande Lisboa. De referir que já em janeiro deste ano, e apesar do contexto de pandemia, foi atingida uma ponta máxima de 9889 MW no contexto de uma situação excecional associada a temperaturas muito baixas. Estes valores

síncronos bem como os valores de consumo que se verificam em determinadas áreas são determinantes para a identificação de necessidades de investimento a nível global ou em alguma área em particular de forma a garantir a satisfação do consumo;

- a capacidade de interligação com Espanha, determinante para o bom funcionamento do Mercado Ibérico de Eletricidade e, por essa via, constituindo uma importante contribuição para serem atingidas as metas a nível do Mercado Interno Europeu, tem evoluído de forma muito favorável desde 2011. Como resultado dessa evolução, em 2020 a percentagem de horas do ano em que os preços do mercado diário foram diferentes em Portugal e Espanha (por efeito da ativação do mecanismo de *Market Splitting*) fixou-se em 4%, correspondendo ao valor mais reduzido verificado desde 2008, excetuando o ano de 2015;
- o Indicador de Adequação da Transformação (AD_{TR})_{RNT} tem evoluído igualmente de forma muito favorável. Este indicador representa a taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT às condições de exploração. Um valor unitário deste indicador significa que não existe margem para crescimento da carga ou da potência de ligação de instalações produtoras pelo que se estará na iminência da ocorrência de situações de sobrecarga o que sinaliza a necessidade de realizar novos investimentos. Em 2011 este indicador tinha o valor de 0,93 (superior ao valor indicativo de 0,90 que se considera conveniente não ser ultrapassado de modo a haver capacidade para acomodar crescimentos de consumos ou outras incertezas) e em 2020 reduziu-se para 0,80;
- em 2020 as perdas na RNT tiveram o valor de cerca de 800 GWh correspondendo a cerca de 1,8% da energia entrada na RNT. O valor deste indicador tem-se elevado desde 2015, ano em que assumiu um valor próximo de 1,5% pelo que tem apresentado uma evolução menos favorável. Reconhece-se que o valor das perdas está diretamente associado aos trânsitos de energia que ocorrem em cada ano na RNT e que estes, por sua vez, dependem fortemente dos padrões de produção (por exemplo influenciados por maiores ou menores afluências hídricas ou maior ou menor produção eólica) e da evolução dos consumos. Em todo o caso, assinala-se a evolução menos favorável deste indicador nos anos mais recentes;
- a qualidade de serviço assegurada pela RNT é caracterizada por indicadores com valores muito favoráveis (SAIDI, SAIFI, SARI e TIE) notando-se igualmente uma evolução e melhoria consistentes nos últimos anos. Por exemplo, o valor do TIE verificado em 2020 foi o terceiro melhor ocorrido desde 2011 e os valores reportados para o SAIFI e SAIDI foram os segundos melhores desde 2011;
- finalmente, a qualidade de serviço está diretamente relacionada com as ações de manutenção preventiva e reativa realizadas sobre os equipamentos da RNT. A este nível, o Operador da RNT reporta resultados muito favoráveis obtidos num estudo comparativo realizado a nível internacional (*ITOMS – International Transmission Operation & Maintenance Study*) que incidiu sobre linhas de transmissão e subestações.

Assim, tendo em conta todos estes indicadores, constata-se a evolução muito favorável que tem ocorrido nas condições de exploração da RNT desde 2011, certamente devido às ações de manutenção entretanto realizadas, às decisões de investimento e reforço que foram assumidas e sendo executadas e ao acompanhamento e monitorização da operação em tempo real. O único indicador com evolução menos favorável corresponde às perdas em percentagem da energia entrada na RNT que, ainda assim, é fortemente dependente dos trânsitos de energia verificados em cada ano, estando estes, por sua vez, muito dependentes dos recursos primários mais ou menos utilizados em cada ano, por exemplo a nível de recursos hídricos e eólicos e da sua maior concentração geográfica em algumas zonas do Continente.

3. Pressupostos do PDIRT, Critérios de Planeamento e Organização dos Projetos

O ORT adota um conjunto de critérios de planeamento que são usuais neste tipo de estudos e que se encontram genericamente em linha com os que são utilizados por outros ORT Europeus, como será referido no ponto 5 deste documento. A este nível, o ORT Português refere na Secção 3.8 do PDIRT que são analisados diversos cenários relativos a diferentes horizontes temporais, períodos horários de ponta, intermédio e vazio, períodos húmidos e secos conjugados com produção mais ou menos elevada por via solar e eólica e diversos patamares de trocas internacionais.

Por outro lado, a Secção 3.8 do PDIRT refere igualmente os seguintes critérios considerados na seleção dos projetos a implementar:

- a segurança de abastecimento;
- a modernização, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço e a eficiência operacional;
- a promoção da concorrência;
- a sustentabilidade;
- critérios técnicos de dimensionamento de infraestruturas.

Em linha com a organização já adotada no PDIRT 2018 - 2027 e no PDIRT 2020 - 2029, o ORT estruturou os projetos de investimento em dois grandes conjuntos:

- 1) Projetos Base do PDIRT – estes são projetos que “o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos esses cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede”. Fazem parte dos Projetos Base os que visam dar cumprimento ao reforço da alimentação da RND, incluindo-se os que já estão considerados no Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição, PDIRD. Incluem ainda projetos relativos à Gestão Global do Sistema, nomeadamente no que se refere à Operação do Sistema, Operação de Mercados e Rede de Telecomunicações de Segurança;
- 2) Projetos Complementares do PDIRT – estes projetos incorporam “os que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que simultaneamente não representam compromissos já assumidos com o ORD e traduzidos no PDIRD. Estes projetos são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética do Governo e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.”

No que se refere à evolução da procura, o PDIRT 2022-2031 considera o Cenário Central Ambição previsto no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento, RMSA-E, mais recente, RMSA-E 2020 de outubro de 2020. Este cenário considera a taxa de evolução anual dos consumos de 1,5 %, tendo em conta a evolução das pontas síncronas registadas a nível nacional e em algumas áreas do Continente nos anos mais recentes, bem como o valor máximo histórico de 9889 MW de ponta síncrona registado a 12 de janeiro de 2021. Considera ainda a forte aposta em fontes renováveis (nomeadamente no reforço da produção eólica e solar fotovoltaica) e o incremento muito forte da mobilidade elétrica previsto para o período em análise. O PDIRT 2022-2031 realiza ainda um teste de sensibilidade

considerando o limite máximo admitido para a evolução da procura, em linha com o valor considerado no Cenário Superior Ambição – Teste de Stress especificado no RMSA-E mais recente.

Relativamente à oferta, para além de incorporar a desclassificação recente da Central a Carvão de Sines e a próxima desclassificação da Central do Pego, o PDIRT 2022-2031 considera ainda a saída de serviço da Central Térmica a Gás Natural da Tapada do Outeiro prevista para ocorrer em 2029 e a entrada em serviço prevista para 2023 de três centrais hídricas localizadas no norte do Continente e com a potência total instalada de 1154 MW. No que se refere à restante produção, em linha com as metas do PNEC 2030, o PDIRT 2022-2031 (Quadro 3.3 da Secção 3.7) considera o aumento muito expressivo da capacidade instalada eólica (passando de 5740 MW em 2021 para 9165 MW em 2031) e sobretudo da capacidade solar fotovoltaica (que se estima possa passar de 2023 MW em 2021 para cerca de 12000 MW em 2031, excedendo mesmo as metas previstas no PNEC 2030).

A este nível, e tendo em conta os planos de investimento em novos centros produtores nomeadamente utilizando energia solar fotovoltaica e eólica e considerando o estabelecido no Decreto Lei 76/2019, a Secção 3.3 do PDIRT reporta que o ORT encetou negociações com diversos promotores uma vez que os volumes de nova capacidade de produção requeriam a expansão e o reforço da rede, incluindo alguns novos eixos da RNT. Neste sentido, o ORT considera no PDIRT 2022-2031 a ligação de um primeiro conjunto de novos parques solares fotovoltaicos (diretamente à RNT ou à RND, mas exigindo reforço da capacidade de ligação à RND) com cerca de 3500 MW e o reforço da capacidade de produção eólica de cerca de 4000 MW. Em relação aos parques fotovoltaicos, a capacidade instalada já existente, acrescida da que foi já atribuída no âmbito dos procedimentos concursais que tiveram lugar em 2019 e em 2020 e do valor adicional de 3500 MW permitem antever que se encontra já verificada a meta estabelecida no Plano Nacional de Energia e Clima, PNEC 2030. De uma forma análoga, a capacidade instalada em parques eólicos já existentes acrescida do montante de cerca de 4000 MW considerado neste PDIRT permite igualmente antever que a meta estabelecida no PNEC 2030 se encontra igualmente verificada.

Como se referiu, as negociações conduzidas com a generalidade dos promotores destes projetos, nomeadamente os projetos envolvendo energia solar, permitiram estabelecer os investimentos em expansão e reforço da rede necessários para acomodar a potência associada atendendo, entre outros aspetos, à localização geográfica desses parques, e aos trânsitos de energia mais elevados no sentido sul norte que poderão vir a ocorrer em períodos de elevada produção de origem fotovoltaica no sul do país. Em relação aos equipamentos que se prevê ser necessário construir e diretamente relacionados com estes projetos contratualizados com o ORT, o PDIRT 2022-2031 refere na Secção 3.3 que eles incluem 580 kms de linhas a 400 kV e 4 postos de corte igualmente a 400 kV.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei 76/2019, estes investimentos serão suportados por esses promotores, não carecendo de aprovação/validação do concedente. Deste ponto de vista, estes custos de investimento não têm repercussões a nível tarifário (nomeadamente na Tarifa de Uso da Rede de Transporte e na Tarifa de Acesso às Redes) pelo que poderão ser considerados como um terceiro grupo de investimentos a realizar pelo ORT, para além dos Projetos Base e dos Projetos Complementares.

Em todo o caso, assinala-se que a RNT é única e que estes investimentos a suportar pelos promotores irão integrar os ativos de rede permitindo melhorar as condições gerais de exploração e de segurança de abastecimento. Deste ponto de vista, os consumidores serão beneficiados uma vez que irão usufruir de uma RNT de melhor qualidade, com uma segurança de exploração mais elevada, mais preparada para as alterações do paradigma de produção e podendo assim continuar a garantir a segurança de abastecimento com elevados padrões de qualidade e continuidade sem sentirem qualquer impacto tarifário decorrente destes investimentos.

4. Apreciação Global do PDIRT 2022–2031 e seus Impactos

Tal como vem ocorrendo nos exercícios de planeamento mais recentes, e como já se referiu, os projetos de investimento considerados no PDIRT 2022-2031 encontram-se organizados em Projetos Base e Projetos Complementares.

O Capítulo 4 do documento em análise aborda os Projetos Base de Investimento, o Capítulo 5 descreve os Projetos Complementares de Investimento e o Capítulo 6 apresenta os Impactos dos Investimentos Apresentados no PDIRT a diversos níveis. Neste âmbito, o Capítulo 6 corresponde a uma análise de sensibilidade muito alargada e relativa a diversos parâmetros (tais como a oferta e a procura de energia elétrica, as perdas, o impacto tarifário, e capacidade de receção da RNT a curto e médio/longo prazo). A presença deste género de análises em documentos deste tipo é muito relevante permitindo aferir de um modo mais próximo o grau de robustez do Plano proposto em termos da sua adequação aos diversos critérios adotados se alguns dos pressupostos inicialmente assumidos se alterarem. Este ponto é tanto mais significativo se se considerar que num horizonte de 10 anos muitos parâmetros e variáveis relevantes para o exercício de planeamento estão sujeitas a incertezas pelo que é importante estimar como é que essas incertezas poderão impactar na resposta que o Plano poderá dar a essas alterações.

Em relação aos investimentos nos Projetos Base e Complementares e seus impactos, enumeram-se em seguida diversos pontos considerados relevantes:

- i) Os Projetos Base incluem projetos referentes à Remodelação e Modernização de Ativos, a reforços para manter a segurança de abastecimento e a continuidade de serviço a pontos de ligação à RND, a compromissos já assumidos com o ORD em termos de projetos já incluídos no PDIRD, a projetos relativos à Gestão do Sistema e à Rede de Telecomunicações de Segurança, à Reabilitação e Adequação Regulamentar de Edifícios Administrativos e a reforços da RNT para dar resposta a necessidades adicionais de capacidade de receção na sequência da resposta favorável da DGEG à ligação de um elevado número de UPP e UPAC à RND com potência global de cerca de 1500 MW;
- ii) Por sua vez os Projetos Complementares incluem projetos relativos à integração de mercados e concorrência incluindo as interligações com Espanha, a ligação a novos polos de consumo, ao desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (de modo a capacitar a RNT para receber a nova produção renovável considerando as metas do RMSA-E e do PNEC 2030), e projetos para promover a sustentabilidade (relacionados por exemplo com a alimentação das zonas urbanas de Lisboa e do Porto e alterações da RNT no Alto Douro Vinhateiro);
- iii) Em termos temporais, e em linha com a organização já utilizada em exercícios anteriores, o horizonte temporal de 10 anos a que o PDIRT se refere está estruturado em dois quinquénios. No primeiro, de 2022 a 2026, os projetos apresentam maior grau de detalhe e são apresentados valores de investimento anuais. No segundo quinquénio, de 2027 a 2031, a maior distância temporal e as incertezas associadas, levam a que o PDIRT inclua apenas valores indicativos de investimento em termos de valores médios anuais baseados nos valores de investimento propostos para os últimos três anos do primeiro quinquénio;
- iv) No primeiro quinquénio, e em termos globais, o investimento em Projetos Base é de 289,5 M€ (valor médio anual de 57,9 M€) e o investimento em Projetos Complementares é de 66,0 M€ (valor médio anual de 13,2 M€);

- v) Em relação aos Projetos Base, verifica-se que os projetos relativos à Remodelação e Modernização de Ativos, a Compromissos com o ORD e à Capacitação da RNT para a ligação de pequena produção à RND são dominantes no período de 2022 a 2026 correspondendo a valores médios anuais de 26,3, de 5,5 e de 21,2 M€ respetivamente, para um montante médio anual de investimento na totalidade dos Projetos Base de 57,9 M€. Em termos médios, o primeiro destes itens é responsável por 45,4% do investimento em Projetos Base e o segundo e terceiro itens correspondem respetivamente a 9,5% e a 36,6%. No seu conjunto, estes três tipos de projetos são responsáveis por 91,5% do investimento total em Projetos Base e por 74,5 % do investimento total em Projetos Base e Complementares no primeiro quinquénio;
- vi) De entre este três itens, devem salientar-se os Projetos relativos à Remodelação e Modernização de Ativos que são abordados de forma detalhada na Secção 4.3 do PDIRT. Em relação à seleção dos equipamentos a remodelar/modernizar, o ORT indica que adotou uma abordagem baseada no Indicador de Estado de Ativos (detalhado na Secção 4.3.2.2), em detrimento de uma seleção de equipamentos unicamente baseada na idade. Como resultado da adoção deste indicador de ajuda à decisão, o ORT indica que foi possível construir um Plano de Remodelação de Ativos envolvendo o investimento total de 131,5 M€ no primeiro quinquénio do PDIRT (representando 45,4% do investimento em Projetos Base nesse quinquénio) estimando-se o valor evitado de CAPEX em 817 M€ igualmente no primeiro quinquénio do PDIRT (por comparação, no primeiro quinquénio do PDIRT 2020-2029, o valor evitado estimado do CAPEX era de 490 M€);
- vii) Como resultado da aplicação deste Plano de Remodelação de Ativos, e de acordo com a informação da Figura 4.9, a idade média de diversos tipos de ativos é reduzida em alguns casos de forma muito ligeira. No entanto, o perfil de idades de diversos componentes detalhado na Secção 4.3.1.1 indica que existe um número não desprezável, por exemplo, de transformadores de potência com idade superior a 25 anos. Tendo em conta este perfil, e pese embora a percentagem que o investimento em Projetos de Remodelação e Modernização de Ativos já assume no total de Projetos Base, seria aconselhável adotar um plano de remodelação e modernização mais ambicioso, eventualmente resultante de uma combinação da seleção de equipamentos utilizando o Indicador de Estado de Ativos com uma decisão de remodelar/renovar equipamentos que atingissem um valor de idade a fixar para cada tipo de equipamento. A adoção de uma abordagem mista deste tipo, permitiria antecipar algumas decisões de investimento sem provocar pressões excessivas a nível tarifário. A adoção neste momento de uma abordagem unicamente baseada no Indicador de Estado de Ativos tem, como se compreende, efeitos positivos a curto prazo (contabilizados através do valor evitado do CAPEX, já mencionado), mas poderá a prazo determinar a necessidade de realizar investimentos muito avultados e muito concentrados no tempo, consubstanciando aquilo que em literatura de língua Inglesa é conhecido por *replacement wave*, e determinando então um impacto tarifário muito mais substancial;
- viii) Realça-se igualmente o peso crescente dos projetos associados ao terceiro item (Capacitação da RNT para a ligação de pequena produção à RND) ao longo dos cinco anos do primeiro quinquénio. Com efeito, em 2022 e em 2023 o montante de investimento associado a este item é nulo ou residual, elevando-se a 71,9 M€ em 2026, passando portanto de um peso de 0% em 2022 para 72,8% do montante associado aos Projetos Base em 2026;
- ix) Este perfil de investimentos em Projetos Base evidencia a preocupação do ORT em assegurar a possibilidade de receber excessos de produção verificados na RND por efeito dos pedidos de ligação de pequena produção com decisão favorável já concedida, e contabilizada em cerca

de 1500 MW. Na Secção 4.5 do PDIRT o ORT esclarece que, devido a este previsível aumento de produção ligada à RND, foram identificadas diversas subestações para as quais não se encontravam asseguradas as condições de segurança n-1 da rede e em que, em algumas delas, em regime n-1, a sua capacidade de transformação seria muito ultrapassada “nalguns casos com valores suscetíveis de causar preocupação ao nível da segurança de operação”. Tendo em conta este critério, o ORT identificou 8 subestações que se propõe reforçar de modo a dar resposta em condições de segurança de operação a decisões favoráveis de ligação de nova produção já assumidas pela DGEG;

- x) Em relação aos Projetos Complementares, o seu valor médio anual é muito diferente no primeiro e no segundo quinquénios. No período de 2022-2026 o valor médio anual deste tipo de investimentos é de 13,2 M€ (correspondendo a 18,6% do investimento total em Projetos Base e Complementares) elevando-se para 47,7 M€ no segundo quinquénio (correspondendo a 59,9% do investimento total em Projetos Base e Complementares). O PDIRT indica no Quadro 5.3 que em relação a este montante de investimento se estima vir a ocorrer um nível elevado de participações (contabilizadas em cerca de 83 M€) com as consequências positivas que daí decorrem a nível da redução do impacto tarifário, por exemplo;
- xi) Os Projetos Complementares de Investimento são enumerados na Secção 5.2 e descritos na Secção 5.3 do PDIRT e os montantes de investimento de cada projeto encontram-se indicados no Quadro 5.2. Os projetos com montante de investimento mais elevado correspondem à receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo, à otimização da ocupação territorial de infraestruturas da RNT, à ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Lagoaça e à ligação a 400 kV Pedralva – Sobrado. No seu conjunto, estes quatro projetos são responsáveis por 46% do montante de investimento estimado para os 17 Projetos Complementares previstos;
- xii) Tendo em conta estas indicações, o montante global de investimento proposto neste PDIRT pelo ORT para os Projetos Base e Complementares ascende no primeiro quinquénio a 355,5 M€ dos quais 81,4% corresponde a Projetos Base e 18,6% a Projetos Complementares. No segundo quinquénio o valor global de investimento proposto é de 398,0 M€ dos quais 40,1% corresponde a Projetos Base e 59,9% a Projetos Complementares;
- xiii) Considerando os montantes de investimento propostos em PDIRTs anteriores, a Tabela seguinte apresenta os valores médios anuais associados ao primeiro quinquénio de cada um dos PDIRTs indicados. Após uma redução continuada do valor do investimento proposto desde o PDIRT 2012-2021 até ao PDIRT 2020-2029, verifica-se agora uma elevação do valor do montante de investimento proposto em Projetos Base e Complementares para níveis próximos do proposto no PDIRT 2018-2027, mas ainda assim muito inferiores aos propostos nos PDIRTs 2012-2021 e 2014-2023.

PDIRT	Valor médio anual no primeiro quinquénio
2012–2021	327 M€
2014–2023	208 M€
2016–2025	121 M€
2018–2027	82 a 92 M€
2020–2029	34 M€
2022-2031	71,1 M€

Tabela 1: Níveis de investimento global do ORT Português.

- xiv) Se o nível de investimento proposto para o primeiro quinquénio no PDIRT 2012-2021 for utilizado como índice 100, então no primeiro quinquénio o investimento corresponde a:
- 63,6 % no PDIRT 2014–2023;
 - 37,0 % no PDIRT 2016–2025;
 - um valor entre 25,1 % e 28,1 % no PDIRT 2018–2027;
 - 10,4 % no PDIRT 2020–2029;
 - 21,7 no PDIRT 2022-2031;
- xv) Esta elevação do nível de investimento proposto no PDIRT 2022 - 2031 deve ser devidamente assinalada e saudada uma vez que, como se assinalou em Pareceres anteriores, a redução continuada de investimentos na RNT contribuiria para tornar as condições de operação da RNT cada vez mais exigentes e associadas a um nível de risco crescente em termos da segurança de operação e da garantia de abastecimento. Assim, espera-se que em próximos exercícios de planeamento, esta inversão de tendência possa ser confirmada de modo que a RNT possa continuar a assegurar os elevados padrões de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento que a têm caracterizado, dando simultaneamente resposta aos desafios impostos pela mudança de paradigma do sistema elétrico;
- xvi) Como se referiu de início, o Capítulo 6 do PDIRT aborda o Impacto dos Investimentos propostos, sendo de salientar os seguintes aspetos:
- **Impacto Tarifário** – este impacto é analisado na Secção 6.2. No período de 2022-2026 e para os Projetos Base estima-se que corresponda a 0,002% do preço médio da energia elétrica e que o impacto na Tarifa de Acesso às Redes seja negligenciável. Para os Projetos Complementares o PDIRT não indica valores agregados para o conjunto de projetos propostos. Para o conjunto de projetos Base e Complementares, estima-se um acréscimo de 0,014% do preço médio da energia elétrica face ao valor das tarifas em 2021 e que o impacto na Tarifa de Acesso às Redes corresponda em termos anuais a 0,025%;
 - **Análise Multicritério Custo/Benefício** – esta análise é detalhada na Secção 6.3 aplicada aos Projetos Base e aos Projetos Complementares. Neste âmbito, para diversos projetos propostos no PDIRT são estudadas alternativas e são contabilizados diversos critérios de decisão, tais como os que são indicados por exemplo no Quadro 6.4. De forma agregada, os Quadros 6.13, em relação aos Projetos Base, e 6.18, para os Projetos Complementares, sintetizam os benefícios esperados em termos, por exemplo, de benefícios sócio-económicos para o SEN, redução de perdas de energia, possibilidade de integração de maior volume de energia a partir de fontes renováveis e redução das emissões de CO₂;
 - **Impacto nas Perdas** – este impacto é analisado na Secção 6.5 indicando-se na Figura 6.15 apenas uma estimativa não quantificada da gama de valores para as perdas em GWh. Esta gama de valores parece indicar que as perdas em GWh se poderão elevar em relação aos valores ocorridos desde 2016 a 2020. No entanto, para melhor avaliar este indicador seria necessário que ele estivesse expresso em termos de percentagem da energia emitida para a rede, uma vez que as perdas são função de uma grande diversidade de condicionantes pelo que seria desejável dispor de informação mais completa em relação a este item;
 - **Impacto na Capacidade de Interligação** – este impacto é analisado na Secção 6.6. Como resultado dos investimentos em nova capacidade de interligação na zona do Alto Minho

e de reforços nas redes Portuguesa e Espanhola prevê-se que esta capacidade possa evoluir em 2026 para valores acima de 3000 MW nos dois sentidos. Em 2031, esta capacidade deverá atingir valores próximos de 4000 MW nomeadamente no sentido Espanha – Portugal aproveitando o reforço da produção hídrica na zona do Tâmega assim como novas unidades de produção solar e eólica na zona norte. Deste modo, estima-se que o *Interconnection Ratio* (indicador que relaciona a capacidade de interligação de um país com a sua capacidade instalada) possa atingir 12% (capacidade instalada prevista de 35 GW em 2031), sendo que o valor indicativo deste indicador é de 15%;

- **Impacto na Capacidade de Receção a Longo Prazo** – este impacto é analisado na Secção 6.7. A este nível o Quadro 6.22 contém a potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa ou com Título de Reserva de Capacidade, TRC, e que ainda não se encontra ligada à rede em 31 de dezembro de 2020 e a Figura 6.16 indica o total de pedidos formulados junto do ORT relativamente a projetos solares entre junho de 2019 e fevereiro de 2020. No curto prazo, num contexto de grande incerteza e com muitas condicionantes legais, o ORT indica não ser possível avaliar a capacidade de receção que estará disponível nas instalações de MAT e de AT. Relativamente ao longo prazo, considerando a infraestrutura atual da RNT e os reforços já aprovados e que ainda não se encontram em serviço, o ORT indica na Secção 6.7.4 que “verifica-se não existir capacidade de receção suficiente para a integração de novos centros electroprodutores por forma a atingir a meta de produção renovável eólica definida no RMSA-E e no PNEC 2030”. De entre os projetos propostos no PDIRT 2022-2031, diversos deles têm impacto na capacidade de receção de nova produção. O ORT refere nesta Secção em particular o acréscimo de cerca de 3400 MW de capacidade eólica essencialmente localizada nas regiões centro e norte, indicando que se estima “ser possível até 2030 acolher o acréscimo de cerca de 3,4 GW de potência eólica ...”. Em todo o caso, assinala em seguida que será necessário “efetuar uma reanálise das condições previsionais de funcionamento da rede para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação ...”. Por outro lado, assinala-se ainda que nesta secção não se menciona a elevação muito forte que se prevê ocorrer até 2030 na capacidade de produção em instalações solares fotovoltaicas, tendo em conta as metas do PNEC 2030. Parte deste acréscimo estará já contemplado nos acordos realizados entre o ORT e promotores de novos centros produtores mencionados na Secção 3.3 (correspondentes a cerca de 3500 MW), mas este montante é ainda muito inferior à meta já referida especificada no PNEC 2030 (cerca de 9000 MW). Nestas condições, poderá concluir-se que se a capacidade de receção de nova produção era já insuficiente considerando a nova capacidade eólica (tendo em conta o que é referido no início da Secção 6.7.4), então essa insuficiência poderá ser ainda mais evidente se se considerar a capacidade solar fotovoltaica prevista no PNEC 2030;
- **Impacto na Qualidade de Serviço** – a Secção 6.8 descreve o impacto dos Projetos Base em diversos indicadores de Qualidade de Serviço, nomeadamente em termos da redução da capacidade de transporte em risco de indisponibilidade, redução da potência de produção em risco de corte, redução da Energia Não Fornecida e redução do Tempo de Interrupção Equivalente. A generalidade dos projetos considerados apresenta impactos positivos nos diversos indicadores considerados, nomeadamente os Projetos Base relacionados com a Remodelação e Modernização de Ativos;

- **Sensibilidade à Evolução da Procura e da Oferta** – estes impactos são analisados de forma breve na Secção 6.10. Em relação à Procura, assinala-se que o PDIRT foi elaborado tendo por base o Cenário Central Ambição de evolução da procura especificado no RMSA-E 2020, correspondente a uma taxa média de evolução do consumo de 1,5% ao ano no decénio a que o PDIRT se refere. Na Secção 6.10.1 o ORT refere que, se esta taxa de crescimento foi aumentada para 1,8% (correspondente ao Cenário Superior Ambição – Teste de Stress), “até ao horizonte de 2025-2026 não se identifica a necessidade de proceder a um reforço adicional da capacidade de transformação MAT/AT”, acrescentando que “Para além deste horizonte, existe tempo e oportunidade para adaptar a capacidade de alimentação à RND em próxima edição do PDIRT, caso essa necessidade de verifique”. Este resultado tem uma índole excessivamente qualitativa para além do facto de aparentemente apenas se referir à capacidade de transformação em subestações associadas a pontos de entrega da RNT. No que se refere à Oferta, a Secção 6.10.2 indica que o Cenário Ambição previsto no RMSA-E 2020 inclui a desclassificação da Central Térmica da Tapada do Outeiro em 2029, sendo que esta saída de serviço se encontra já incorporada nos pressupostos do PDIRT em análise. Desta forma, considerando a rede prevista no final de 2031 e os equipamentos que se prevê construir/instalar como resultado dos acordos com Promotores de novos centros de produção solar fotovoltaica, o ORT indica que “não se mostra necessário qualquer reforço de rede por forma a manter a segurança e a fiabilidade da operação da RNT”. No entanto, assinala-se que as metas incluídas no PNEC 2030, nomeadamente relativas à capacidade solar fotovoltaica são muito mais ambiciosas que o valor da capacidade associada aos referidos acordos com Promotores e que na Secção 6.7 o ORT parece sugerir que a capacidade de receção a longo prazo é insuficiente para acomodar toda a nova capacidade solar fotovoltaica e eólica prevista no PNEC 2030. Deste modo, considera-se que em próximas edições do PDIRT o ORT deverá revisitado esta questão procurando, se necessário, reforçar o investimento proposto de modo a garantir que, em 2030, a RNT esteja capacitada para acomodar toda a produção de energia associada a esses novos centros produtores tendo em conta as metas estabelecidas no PNEC 2030;
- **Segurança e Estabilidade do Sistema** – este impacto é analisado na Secção 6.11. Relativamente a este tema o ORT evidencia preocupações fundadas sobre os problemas que os sistemas elétricos terão que enfrentar relativamente a problemas de estabilidade num futuro breve. Com efeito, face à previsível ocorrência de cada vez maior número de cenários de operação caracterizados por menores valores de inércia síncrona em resultado de grande volume de integração de produção ligada à rede através de conversores eletrónicos e da progressiva desclassificação de centrais térmicas, incluindo as nucleares, na Península Ibérica e na Europa Central, é expectável que os indicadores de estabilidade do sistema, nomeadamente o ROCOF, venham a degradar-se progressivamente em particular para perturbações severas, nomeadamente quando ocorrerem na Península Ibérica. Nestas situações, a adoção de soluções de emulação de inércia por parte dos conversores eletrónicos de aerogeradores, de parques solares PV e até de baterias de acumuladores não será suficiente para garantir a estabilidade de frequência da rede no médio/longo prazos, devido ao tempo de atraso da sua resposta inicial, o que implicará a necessidade de recorrer a soluções de compensação síncrona que necessitarão de começar a ser equacionadas por forma a garantir a robustez de exploração e a contribuição para correntes de curto-circuito, devendo a RNT ser preparada para acomodar a presença de compensadores deste tipo.

5. Benchmark com Planos de Investimento de outros ORT Europeus

Com o objetivo de comparar a proposta do PDIRT 2022-2031 com outros planos de investimento desenvolvidos a nível Europeu, foram analisados os Planos de Investimento de diversos ORT Europeus, nomeadamente:

- Red Eletrica de Espana, Espanha, referente ao período de 2015–2020;
- RTE, França, referente ao período de 2020–2035;
- Eirgrid, Irlanda, referente ao período de 2016–2020;
- Elia, Bélgica, referente ao período de 2019–2020;
- Energinet, Dinamarca, referente ao período de 2019–2028;
- National Grid, UK, referente ao período de 2014–2020;
- Terna, Itália, referente ao período de 2021–2025.

Os documentos analisados correspondem, em geral, a planos plurianuais (a 5, 10 ou mesmo 15 anos no caso da RTE) em que são caracterizados os sistemas elétricos em análise no ano inicial, são apresentados os pressupostos dos estudos a realizar, as projeções macroeconómicas, as previsões de evolução do consumo de energia elétrica e da potência de ponta, bem como a evolução esperada do mix de produção.

Estes documentos incluem ainda a caracterização dos sistemas elétricos considerando diversos índices de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento e enumeram os princípios orientadores de política energética definidos a nível superior ou obrigações que decorrem das concessões de serviço público outorgadas a estas empresas. De uma forma muito generalizada, os principais drivers dos investimentos realizados nos anos mais recentes ou a realizar são comuns a todos eles e incluem:

- o apoio à transição para economias mais verdes com uma presença crescente de fontes renováveis (incluindo a ligação parques eólicos *off-shore*) e a eletrificação acelerada do setor dos transportes e da climatização ambiente;
- o investimento em reforços de capacidade de interligação com outros países para reduzir os congestionamentos e reforçar as trocas de energia elétrica transnacionais;
- o investimento na renovação, digitalização e melhoria da eficiência das redes de transmissão atendendo ao envelhecimento de muitas delas, visto que em geral as redes de transmissão de energia elétrica se desenvolveram após a II Guerra Mundial;
- a melhoria da qualidade de serviço prestada aos consumidores, melhorando os sistemas de controlo de tensão, de estabilidade da rede e aumento da eficiência da rede.

A título ilustrativo, o ORT Italiano, TERNA, prevê realizar investimentos de 9000 M€ no período 2021-2025, representando um acréscimo de 22% face ao período quinquenal anterior. Este montante decompõe-se da seguinte forma:

- 5400 M€ (60,0 %) em ações associadas ao desenvolvimento da rede, nomeadamente no reforço da capacidade de transmissão entre diversas zonas em que se estrutura o Mercado de Eletricidade Italiano de forma a reduzir o nível de congestionamento, bem como no reforço da alimentação a diversos centros urbanos e na integração crescente de produção de origem eólica e solar;
- 2400 M€ (26,7 %) para modernizar e aumentar a eficiência da rede;

- 1200 M€ (13,3 %) para melhorar os sistemas de controlo de tensão e de garantia da estabilidade do sistema.

Por outro lado, o ORT Francês, RTE, apresenta uma estimativa do CAPEX para o período 2021-2035 de 33000 M€, indicando que este montante corresponde em média anual a um incremento de cerca de 50% face aos valores verificados no decénio anterior. Este montante resulta das seguintes parcelas:

- 21000 M€ (63,6 %) para modernização da rede;
- 7000 M€ (21,2 %) para ligação de instalações utilizando recursos renováveis, nomeadamente produção eólica *off-shore*;
- 2000 M€ (6,1 %) para reforço das interligações internacionais;
- 3000 M€ (9,1 %) para digitalização e automação.

Como se referiu, o carácter variável de diversos recursos primários renováveis é mencionado na generalidade destes documentos como um dos *drivers* fundamentais de uma parcela substancial dos investimentos a realizar de modo a tornar as redes de transporte mais resilientes e robustas tendo em conta diferentes possíveis padrões e diversas combinações de localização de centros produtores que possam estar a funcionar para alimentar os consumos.

Por outro lado, em geral estes documentos organizam os projetos e obras a realizar em grandes conjuntos referentes, por exemplo, à ligação de novas unidades de produção utilizando energias renováveis, ligação de novos centros produtores convencionais, apoio às redes de distribuição, reforços internos das redes de transporte de modo a garantir a segurança de abastecimento, melhoria dos perfis de tensão e, finalmente, investimentos relativos à condição de ativos de rede e seu envelhecimento.

Finalmente, tendo em conta a informação contida nos planos analisados, bem como a consulta de relatórios de contas de exercícios recentes de algumas destas empresas, foi possível obter valores médios do CAPEX da REE, Espanha, da RTE, França, da Eirgrid, Irlanda, da Terna, Itália, da National Grid, UK, da Elia, Bélgica, e da Energinet, Dinamarca. Em alguns casos, os valores obtidos estão incluídos em Planos de Investimento (casos da REE, National Grid, Terna e Energinet) e noutros referem-se a valores mencionados em relatórios de atividade de anos recentes (casos da Elia, e da Eirgrid). De forma a tornar estes valores comparáveis, foram obtidos os valores médios anuais por habitante, por Produto Interno Bruto per capita (em paridades de poder de compra, ppc) referentes ao ano de 2015 e por área de intervenção de cada empresa que se apresentam nos gráficos das Figuras 1, 2 e 3.

Em relação ao ORT Português foram utilizados seis valores médios anuais referentes aos PDIRT 2016–2025, 2018–2027, 2020–2029 e 2022–2031 de modo a melhor avaliar a evolução mais recente. Assim:

- para os PDIRT 2016–2025 e 2018–2027 foram utilizados os valores médios referentes ao primeiro quinquénio desses períodos (121 M€ e 91,2 M€ respetivamente);
- para o PDIRT 2020–2029 foram utilizados o valor médio referente ao primeiro quinquénio (34 M€) bem como o valor médio referente aos dez anos a que este plano se refere (64,5 M€);
- finalmente, para o PDIRT 2022–2031 foram igualmente utilizados os valores médios referentes ao primeiro quinquénio (71,1 M€) e aos dez anos a que este plano se refere (75,4 M€).

Nas figuras mencionadas estes valores estão designados por REN_1, REN_2, REN_3, REN_4, REN_5 e REN_6.



Fig. 1 – Valor médio anual do investimento por habitante (€/ano e por habitante).



Fig. 2 – Valor médio anual do investimento por PIB per capita medido em milhares de ppc (paridades de poder de compra, referentes ao ano de 2015).



Fig. 3 – Valor médio anual do investimento por área de intervenção de cada empresa (milhares de € por km² de área concessionada).

Como se pode verificar pela análise destes três gráficos, os volumes de investimento propostos pelo ORT Português (associados aos valores REN_1 a REN_6) são muito reduzidos, quer considerando o valor médio por habitante, o valor médio por PIB per capita em ppc ou o valor por unidade de área concessionada a cada uma das empresas, nomeadamente quando comparados com os valores dos restantes congéneres Europeus.

De uma forma geral e em qualquer destes três gráficos, os valores mais elevados de investimento (por habitante, por milhar de ppc e por área de intervenção de cada empresa) estão associados aos ORT Belga e Dinamarquês. Estes valores elevados devem-se à reduzida área geográfica e população destes países, por um lado, e por outro à posição central que qualquer deles desempenha no sistema elétrico Europeu, num dos casos com interligações e elevados trânsitos de energia envolvendo a França, a Holanda e a Alemanha e, no outro, assegurando a interligação entre a Noruega/Suécia e a Alemanha. Por outro lado, quer a Bélgica quer a Dinamarca têm integrado grandes volumes de produção eólica nas suas redes ou têm previstos elevados investimentos em produção renovável, em particular eólica *off-shore* a que está associado tipicamente um custo de ligação à infraestrutura de transporte mais elevado.

Os valores de investimento previstos pelo ORT Português para o primeiro quinquénio considerado nos três últimos PDIRT (2016–2025, 2018–2027 e 2020–2029) são decrescentes assumindo quase sem exceção o valor mais reduzido em qualquer destes três indicadores em comparação com os restantes sete Operadores considerados. No PDIRT 2022-2031 o valor proposto eleva-se tornando-se comparável com o que foi proposto no primeiro quinquénio do PDIRT 2018-2027 (cerca de 78%) mas correspondendo ainda assim a cerca de 58% do montante proposto no PDIRT 2016-2025.

O valor médio anual do investimento proposto no PDIRT 2022–2031 mantém-se praticamente inalterado considerando apenas o primeiro quinquénio ou considerando a totalidade dos 10 anos. No primeiro quinquénio este valor médio anual é de 71,1 M€ e considerando a totalidade dos 10 anos a que este PDIRT se refere é de 75,4 M€. Esta ligeira elevação do montante proposto de investimento

deve-se ao facto do valor médio de investimento se elevar para 79,6 M€ no segundo quinquénio, sobretudo devido à elevação do valor médio do investimento em Projetos Complementares. O valor médio anual do investimento em Projetos Complementares passa com efeito de 13,2 M€ no primeiro quinquénio para 47,7 M€ no segundo quinquénio.

No entanto, mesmo considerando a totalidade dos 10 anos do período a que se refere o PDIRT 2022–2031, a elevação do valor médio anual de investimento para 75,4 M€ não retira o ORT Português da última posição da comparação apresentada no que se refere aos três indicadores considerados nos gráficos das Figuras 1, 2 e 3. Esta posição relativa do ORT Português no contexto Europeu no que se refere ao valor médio do investimento proposto a 10 anos tem vindo a ser assinalada em Pareceres anteriores, notando-se de novo que a integração de parcelas crescentes de produção renovável com algum carácter intermitente, a desclassificação de centrais térmicas nas zonas centro e sul do país, e o reforço da capacidade hídrica na zona norte poderão dar origem a um sistema electroprodutor com padrões de produção mais desequilibrados do ponto de vista geográfico a que poderão determinar trânsitos de energia mais intensos que deverão poder ser acomodados pela RNT assegurando os necessários níveis de segurança de exploração.

6. Conclusão

Após análise do PDIRT 2022-2031, e tendo em conta os documentos que o enquadram nomeadamente o PNEC 2030 e o RMSA-E 2020, consideramos que o conjunto de investimentos em curso e programados pelo ORT para o decénio que se inicia em 2022 é adequado para manter os elevados níveis de segurança de abastecimento e de eficiência técnica da RNT. Deve notar-se que os investimentos programados para o decénio em análise incluem três tipos de realizações:

- i) investimentos que o ORT considera enquadrarem-se diretamente nas suas responsabilidades como concessionário da RNT (designados como Investimentos Base);
- ii) investimentos que o ORT considera estarem condicionados a opções de política energética a assumir ou assumidas pelo concedente e que, por esta razão, deverão ser sujeitos a aprovação explícita pelo concedente (designados como Investimentos Complementares);
- iii) investimentos a suportar por promotores de parques solares ou eólicos diretamente ligados à RNT ou que, vindo a ligar-se à RND, requerem o reforço ou expansão da RNT.

No PDIRT em análise o volume de investimentos de tipo i) e ii) é reduzido sendo previsivelmente muito mais volumosos os investimentos de tipo iii), atendendo aos acordos já firmados com promotores de parques solares (correspondentes à potência instalada de 3500 MW) e de novos parques eólicos de modo a contribuir para serem alcançadas as metas estabelecidas no PNEC 2030. Atendendo a que os investimentos de tipo iii) são suportados pelos promotores, não integram a base de ativos regulados para efeitos de determinação da Tarifa de Uso da Rede de Transporte pelo que, no seu conjunto os investimentos de tipo i), ii) e iii) apresentam um impacto negligenciável nesta tarifa (impacto estimado em 0,025% para o período de 2022-2026).

Em contrapartida, os consumidores passarão a usufruir de uma rede de transmissão de energia elétrica mais densa, permitindo assegurar uma maior qualidade de serviço técnica, segurança de exploração e mais preparada para o novo paradigma do sistema produtor, tendo em conta a desclassificação de diversas centrais térmicas a carvão (já ocorrida ou a ocorrer no início do período em análise) bem como da Central Térmica a Gás Natural da Tapada do Outeiro, prevista para 2029, a que acresce a presença muito mais elevada de produção utilizando recursos renováveis, nomeadamente solar e eólico.

Assim, não se perspetivando impactos significativos do ponto de vista tarifário para os consumidores, estes poderão dispor de uma Rede Nacional de Transporte de maior qualidade e mais preparada para o futuro. Neste âmbito, chama-se a atenção para o facto da RNT ser única e integrada, isto é, não existirá uma rede associada aos investimentos de tipo iii) e outra aos restantes ativos pelo que a realização destes investimentos deve ser encarada de forma integrada e holística. De outra forma, o PDIRT 2022 - 2031 inclui um conjunto de investimentos (alguns com reflexo na Tarifa de Uso da Rede de Transporte, investimentos de tipo i) e ii), e outros sem impacto nessa tarifa e não sujeitos a aprovação regulatória, investimentos de tipo iii)) que devem ser encarados no seu conjunto.

Com feito, a rede é única e integrada e os investimentos a realizar não devem ser encarados de um modo parcelar ou como forma de responder ou resolver problemas locais. Na verdade, o carácter malhado e integrado da RNT faz com que investimentos desenhados para responder a um problema local tenham impacto nas condições de operação de toda a rede e, da mesma forma, um investimento selecionado para atender a um problema numa zona de rede pode, com frequência, resolver ou contribuir para resolver problemas noutras áreas. Esta natureza interligada e integrada permite sublinhar de novo a importância de não se proceder a aprovações parcelares de qualquer plano de investimento em redes ou sistemas com estas características sob pena de se perder ou não se aproveitar integralmente o carácter holístico e integrado já mencionado.

De referir ainda que é motivo de preocupação o facto de a remodelação e a modernização de ativos não ser mais ambiciosa, nomeadamente para aquelas situações em que os equipamentos estão demasiado envelhecidos, devendo antes procurar-se antecipar algumas decisões de investimento para evitar provocar pressões excessivas a nível tarifário num futuro de curto / médio prazo.

Nestas condições, entendemos:

- i. sublinhar e salientar o esforço da entidade concessionária da RNT na preparação deste PDIRT especialmente tendo em conta a necessidade de integrar informação muito recente sobre os investimentos nomeadamente em nova capacidade solar fotovoltaica, atendendo ao seu volume e à sua grande concentração na zona sul do país e considerando ainda os prazos muito exigentes associados à preparação deste documento;
- ii. sublinhar a necessidade de em próximas edições do PDIRT ser reavaliada a capacidade de receção a longo prazo, nomeadamente no horizonte de 2030, de modo a verificar a possibilidade de acomodar as produções resultantes dos incrementos muito substanciais de capacidade instalada nomeadamente em parques eólicos e instalações solares fotovoltaicas (com elevada concentração geográfica, nomeadamente no sul do território continental) juntamente com a saída de serviço de centrais térmicas (ou ocorridas recentemente ou a ocorrer no período de vigência do PDIRT agora proposto) de modo a ser possível atingir as metas estabelecidas no PNEC 2030;
- iii. emitir parecer fortemente e claramente favorável ao PDIRT 2022-2031, atendendo às informações contidas no documento analisado e à caracterização e justificação dos investimentos propostos e sujeitos a regulação tarifária. Estes investimentos regulados apresentam um reduzido impacto tarifário e, em conjunto com os investimentos a suportar pelos promotores de novos parques solares e eólicos, permitirão que a RNT continue a assegurar elevados padrões técnicos de operação e de segurança de abastecimento e um nível de perdas reduzido. Assim, consideramos que se encontram reunidas as condições que permitirão que a RNT se adapte de forma progressiva ao novo paradigma de produção de energia elétrica assentando fortemente em recursos primários renováveis e com elevada

variabilidade diária e crescente variação sazonal, sem que deste processo decorra qualquer impacto significativo ao nível tarifário e de qualidade de serviço para os consumidores.

INESC TEC, Porto 22 de abril de 2021



(João Paulo Tomé Saraiva)

(Professor Associado Agregado do DEEC da FEUP e Coordenador da Área de Economia dos Mercados e Regulação do Centro de Sistemas de Energia, CPES, do INESC TEC)



(João Abel Peças Lopes)

(Professor Catedrático do DEEC da FEUP e Diretor Associado do INESC TEC)