

RESPOSTA APREN

CONSULTA PÚBLICA N.º 100 - PLANO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE PARA O PERÍODO 2022 2031 (PDIRT-E 2021)

ENQUADRAMENTO

O Operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (ORT) elabora, de dois em dois anos, o Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E), com um horizonte decenal, tendo em consideração, a Caracterização da Rede Nacional de Transporte (RNT), o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E), os Padrões de segurança para planeamento da RNT contidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT), as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) e as licenças de produção atribuídas.

O Operador da Rede de Transporte (ORT) identifica na proposta as novas infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os respetivos investimentos a efetuar, bem assim como o seu calendário indicativo, incluindo já a visão estratégica do Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), como os projetos da RNT com maior relevância para dar continuidade à operação do MIBEL e criação do Mercado Europeu de Eletricidade e conseqüentemente, para a integração crescente de capacidade instalada de geração de eletricidade a partir de energias renováveis.

Em primeiro lugar a APREN gostaria de congratular o empenho e esforço dedicado na realização de mais um Plano entregue pela REN, nomeadamente pela integração da ambição espelhada pelo PNEC 2030 e dinâmica presenciada no setor da eletricidade renovável que têm um papel fundamental para descarbonização da economia.

A APREN revê-se a visão estratégica do documento assente numa maior eletrificação dos consumos de energia, pois considera que, com o caminho já feito no sector de geração de eletricidade renovável, o know-how incorporado, a disponibilidade e potencial de recurso renovável com notável capacidade de crescimento no futuro, a rápida eletrificação dos usos de energia mais intensivos em carbono é, sem dúvida, a melhor e mais eficiente forma de descarbonizar e aumentar a competitividade da economia portuguesa.

Contudo, gostaríamos de salvaguardar que, apesar da evolução positiva, a incorporação de energia renovável no sector energético e o desenvolvido das redes tanto de distribuição como de transporte nos últimos anos, teve uma estagnação do investimento em todo o setor elétrico muito devido à crise económica de 2009-2014, que se tem prolongado até ao presente, com conseqüências bem visíveis no desenvolvimento do setor de geração de eletricidade renovável, o que irá exigir um esforço acrescido para retomar a trajetória para alcançar os objetivos de 2030.

Neste ponto, salienta-se a importância de serem cumpridos os diversos passos do ciclo de planeamento e aprovação do PDIRT-E, denotando-se que após a aprovação do PDIRT-E 2017, o PDIRT-E 2019 não conheceu ainda uma decisão final. Este tipo de situação coloca em risco o desenvolvimento de investimentos chave à segurança do abastecimento e também às metas de descarbonização. Por outro lado, a conclusão do processo de planeamento da rede, permite uma maior previsibilidade a todos os agentes e ao próprio Operador da Rede de Transporte (ORT) na programação dos seus investimentos, facto que se considera de extrema relevância.

Acrescenta-se ainda que a não aprovação, até ao momento, do PDIRT-E 2019 conjugada com a falta de investimento sucessiva, culmina atualmente numa situação de entrave à descarbonização pelo fraco desenvolvimento e residual expansão impostos ao setor de geração de eletricidade renovável, que tem criado dificuldades acrescidas ao desenvolvimento de projetos. É também de notar a reduzida capacidade de resposta das entidades oficiais que são chamadas a pronunciar-se no processo de licenciamento conjugada com a larga procura de um bem escasso (a RESP), toma hoje proporções desmesuradas que em nada beneficiam o setor e conseqüentemente prejudicam o desenvolvimento socioeconómico do país

A APREN sublinha que esta situação de falta sucessiva de um planeamento em linha com os desígnios de descarbonização espelhados no RNC 2050, coloca dificuldades e incertezas acrescidas a evolução do setor de geração de eletricidade renovável.

Adicionalmente, o Pacto Ecológico Europeu que trás ainda maior ambição para as metas de eletrificação direta e indireta, exigirá uma visão alargada e abrangente do papel das redes elétricas num futuro que exige uma integração inteligente do sistema energético, sendo urgente uma incorporação da Estratégia Nacional para o Hidrogénio 2030, tanto na vertente de maior necessidade de geração de eletricidade renovável para a geração de hidrogénio verde, que exigirá interação com a rede, como também o papel que o hidrogénio na vertente de flexibilidade do sistema elétrico, potenciado um sistema com cada vez maior penetração de eletricidade renovável.

Apesar da APREN fazer parte integrante do Conselho Consultivo da ERSE, e estar de acordo com parecer apresentado pelo mesmo, não pode deixar de responder individualmente a esta consulta, apresentado uma visão individualizada do setor de geração de eletricidade renovável em Portugal face à Proposta com foco especial nas áreas que considera críticas para o desenvolvimento do sector e conseqüentemente do país. Neste sentido, não se pretende assim uma análise exaustiva da Proposta, mas uma análise holística evidenciando apenas os pontos que considera fundamentais para se atingir os objetivos necessários de eletrificação direta e indireta como ferramenta essencial para se alcançar a descarbonização da economia através da utilização de energias renováveis, num ambiente de promoção da competitividade de todos atores.

ANÁLISE DO PDIRT-E 2021

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

A elaboração do PDIRT-E tem como principal objetivo a identificação das necessidades de desenvolvimento da RNT assegurando a sua sustentabilidade futura, tendo em conta, a garantia de segurança de abastecimento e a qualidade desse mesmo abastecimento dos consumos, bem como a implementação das orientações de política energética, nomeadamente as decorrentes do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), e ainda, a concretização das obrigações decorrentes de acordos para o desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade e da sua integração num mercado elétrico europeu.

Nos termos da legislação em vigor no processo de elaboração do PDIRT-E, o operador da RNT deve ter em consideração os seguintes elementos:

- A caracterização da RNT;
- O último Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA E) homologado pelo Governo;

- Os padrões de segurança para planeamento da RNT contidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes (ROR);
- As solicitações de reforço de 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 de centros eletroprodutores.

Na elaboração do PDIRT-E, o operador da RNT deve também ter em conta as disposições do Regulamento (CE) n.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala europeia, no âmbito do mercado interno da eletricidade, bem como as medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação de Reguladores de Energia (ACER) e da Rede Europeia de Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade (ENTSO E).

Análise da APREN relativa à proposta irá incidir sobretudo nos desígnios da descarbonização da economia, o que culmina na implementação do PNEC 2030 e consequente capacidade renovável a ser ligada à RNT e RND, e já numa perspetiva de que está em curso Pacote Ecológico Europeu que irá exigir um maior esforço de todos os Estados-Membros, no que se refere especificamente à redução das emissões em 55% face a 1990.

No que refere aos pontos *1.3 Articulação e Coordenação do PDIRT* e *1.4 Objetivos de Planeamento* na proposta, o ORT refere que a coordenação com o Operador da Rede de Distribuição (ORD) é um processo contínuo, que faz parte dos pressupostos e metodologias inerentes ao exercício de planeamento da RNT. O ORT refere ainda que este trabalho de coordenação encontra substância nas reuniões formais que ocorrem, com regularidade, entre as concessionárias das respetivas redes, envolvendo as direções de planeamento e outras áreas operacionais, no decorrer das quais é assegurada a partilha de informação relativamente à exploração e desenvolvimentos previstos em ambas as redes e respetivas necessidades, é acordada a realização de estudos conjuntos específicos que visam a análise técnica e económica de projetos de desenvolvimento das redes na fronteira RNT/RND e são analisadas e ajustadas a coordenação, a coerência e a adequação entre os planos de investimentos na RNT e na RND.

A proposta de PDIRT-E 2021 em discussão refere o esforço de coordenação de planeamento que tem existido entre ORT e ORD, apresentando, em concreto, 3 projetos respeitantes à construção de painéis de linha AT para ligação à RND surgidos nesse âmbito.

A APREN considera este esforço e coordenação fundamentais, imprescindível para contribuir para um desenvolvimento mais eficaz e eficiente das redes, principalmente de forma a garantir a segurança de abastecimento e o cumprimento dos objetivos de transição energética. Não obstante, a APREN gostaria de salientar que no futuro para além de articulação com o ORD, será necessário um planeamento e coordenação mais alargada, devendo também passar a existir uma necessidade de coordenação com as redes de transporte e distribuição de gás natural. Uma transição energética eficiente em termos de custos irá requerer cada vez mais um planeamento e implementação coordenada de todos os elementos do sistema, envolvendo geração, transporte, distribuição e consumidores/prosumers em todos os setores. A conversão de vetores energéticos entre diferentes sistemas de energia, será cada vez mais um instrumento de descarbonização, mas também de otimização do sistema em geral, sendo necessário um conhecimento e planeamento equilibrado das necessidades e interações. Esta realidade é também particularmente importante, para integração alargada de renováveis variáveis e gestão e balanço otimizado da geração versus procura.

No 1.5. *Planeamento da RNT no Contexto Europeu*, a proposta de PDIRT-E 2021 contempla a análise e a proposta de investimentos na RNT de Eletricidade para o período, integrando as medidas de articulação necessárias ao cumprimento dos compromissos assumidos no âmbito do “*Ten-Year Network Development Plan*” (TYNDP¹), plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia, na medida em que a RNT Portuguesa está interligada com a rede europeia e que Portugal tem objetivos comunitários a que está vinculado, nomeadamente na segurança comum das redes interligadas e na integração de energias renováveis. A elaboração do TYNDP tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor da eletricidade, assegurar a segurança de abastecimento, a descarbonização da economia e a implementação de um mercado europeu de eletricidade.

O PDIRT-E 2021 apresenta três níveis de projetos de investimento. Os de natureza exclusivamente nacional que não têm influência nas redes de países vizinhos, aqueles que interagem de modo significativo com a designada rede regional da zona “*Continental South-West*”, que envolve Portugal, Espanha e França, e, de entres estes, os considerados de impacto e interesse europeu, avaliados e integrados no Plano Europeu Decenal – TYNDP.

No subconjunto de projetos incluídos no TYNDP são identificados os Projetos de Interesse Comum (PIC) à escala europeia, e que podem ser objeto de assistência financeira da UE. Em alguns casos têm ocorrido dificuldades na concretização dos projetos levando à sua reprogramação. Nestes casos a REN tem assegurado a continuidade das candidaturas dos projetos a PIC para que este estatuto continue a ser aplicável, o que APREN considera fundamental.

O APREN considera que o ORT deve envidar todos os esforços para, apesar das possíveis reprogramações e complexidade dos projetos, assegurar o reconhecimento destes projetos no âmbito dos PIC.

No 1.8 *Enquadramento Ambiental*, o PDIRT-E encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei (DL) n.º 232/07 de 15 de junho, alterado pelo DL n.º 58/2011, de 4 de maio, uma vez que se enquadra na alínea a) do artigo 3º do referido diploma legal.

A AAE tem como principais objetivos identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas e visa incluir no Plano as necessárias preocupações ambientais, biofísicas, sociais e económicas.

O PDIRT-E 2021 foi sujeito a AAE, em articulação com a estratégia de expansão e os eixos estratégicos nele incluídos, com base num sistema de avaliação UE composto por Fatores Críticos para a Decisão (FCD), que se entendeu consubstanciarem os fatores principais em matéria ambiental e de sustentabilidade que devem enquadrar as decisões estratégicas do Plano.

O Relatório Ambiental da AAE apresenta como conclusão de que a Estratégia Base de expansão da RNT, apesar de apresentar alguns desafios, “*permite a incorporação da nova produção FER (solar e eólica), com pontos de injeção e capacidade já atribuída, e ainda admite a possibilidade de incorporação futura de nova produção FER nas novas infraestruturas da RNT*”.

Adicionalmente é recomendado que no que respeita aos eixos G3, G4 e G8, em futuros ciclos de planeamento “*ou em fases subsequentes, se deverá voltar a equacionar e avaliar as ligações neles*

¹ O TYNDP responde às exigências decorrentes do Regulamento (UE) N.º 714/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, publicado em 14 de agosto de 2009 e com aplicabilidade a partir de 3 março de 2011, em que no ponto 3. do artigo n.º 8, define que a ENTSO-E deve aprovar “de dois em dois anos, um plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, incluindo uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia”.

contidas, de forma a melhorar o seu desempenho ambiental e compatibilizar com eventuais novas necessidades de incorporação de FER que se venham a desenhar num futuro próximo”.

Por último é referido “que a opção por eixos estratégicos materializados com linhas duplas se afigura mais vantajosa para todos os FCD, dado que a concentração de infraestruturas, quando conjugada com uma seleção mais fina de corredores que respeitem os valores naturais e humanos a proteger, permite a minimização da ocupação territorial e a maximização da energia incorporada por eixo”.

O APREN saúda a submissão desta proposta de PDIRT-E a AAE, uma vez que esta avaliação não tinha sido realizada para o PDIRT-E 2019, tendo o APREN recomendado no seu parecer que a mesma fosse retomada no próximo ciclo de planeamento da RNT, atentas as alterações de política energética e climática em curso. Ressalva ainda que as exigências em matéria de ambiente e sustentabilidade em termos de licenciamento de projetos serão cada vez mais desafiadoras, sendo preciso uma estreita cooperação entre as diferentes entidades oficiais de competências no processo de licenciamento e o ORT, para se ir ao encontro das soluções mais eficazes com medidas mitigadoras custo-eficazes, que permitam o incremento de nova produção elétrica renovável atempadamente indo ao encontro das metas climáticas.

PRESSUSPOSTOS DO PLANO

O PDIRT-E 2021, à semelhança das edições dos Planos anteriores, encontra-se organizado segundo dois grandes grupos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

Nos Projetos Base incluem sobretudo os projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança de abastecimento 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.

Este ano, os Projetos Base incorporam também um lote de projetos de reforço da rede com vista a dar resposta a necessidades adicionais de capacidade, após resposta favorável pela DGEG, sem pronúncia do Gestor Técnico Global do Sistema SEN (GTGSEN), à ligação à rede a um número muito significativo de Unidades de Pequena Produção (UPP) e Unidades de Produção de Autoconsumo (UPAC), num montante global de potência perto de 1,5 GVA, ao abrigo dos Despachos da DGEG n.º 41/2019, de 20 de setembro, n.º 43/2019, de 23 de outubro, para UPP, n.º 46/2019, de 30 de dezembro, para UPAC.

A APREN ressalva a importância destes projetos e a necessidade de acomodar a referida capacidade, mas alertando para a necessidade de existir uma avaliação continuada das perspetivas de desenvolvimento deste segmento de mercado, principalmente do universo das UPACs, que têm um papel fundamental na transição energética, como veículo de integrar agentes do lado da procura e o cidadão como participante ativo na descarbonização, nunca descurando o potencial das CERS (Comunidades de Energia Renovável). Estes projetos encontram-se ainda numa fase inicial de desenvolvimento, não correspondendo ainda a 300 MW de potência instalada, não devendo ficar de forma alguma impedidos de ficar ligados ao RNT independentes de usufruir no futuro de modelos de negócio de gestão de procura.

Por sua vez, os Projetos Complementares são os que decorrem de fatores com origem externa ao Operador, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, cuja decisão final de investimento fica sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A APREN considera positiva esta distinção adaptada à análise de investimentos, permitindo também uma fase leitura e análise tendo em consideração a natureza dos projetos.

No que respeita os pressupostos do plano, relativamente à procura, *pontos 3.4, 3.5 e 3.6*, o PDIRT-E 2021 apresenta para a previsão para a evolução do consumo anual de eletricidade assume o cenário Central do RMSA-E 2020, que tem por base perspectivas de crescimento económico moderado. Este cenário de procura está alinhado com as metas da proposta do PNEC 2030, designadamente ao nível da eficiência energética, da incorporação de veículos elétricos e da evolução do autoconsumo.

Baseada neste cenário, a evolução do consumo subjacente à proposta de PDIRT-E 2021 apresenta uma taxa de crescimento médio anual de 1,5% para o período de 2022 – 2031.

Na *Adequação da RNT à Procura*, o PDIRT-E 2021 refere que quando o comportamento conjunto da produção embebida e da procura não puder assegurar a continuidade de serviço, o operador da RNT terá de manter ativas as iniciativas necessárias para o correto dimensionamento da adequação da transformação MAT/AT, no estrito cumprimento das obrigações regulamentares e da Concessão no que respeita à segurança do abastecimento, continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica.

Neste contexto salienta que na consequência da publicação do Decreto-Lei n.º 172/2006, com a redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, e dos Despachos da DGEG n.º 41 e n.º 43/2019, relativos a Unidades de Pequena Produção (UPP), bem como do Decreto-Lei n.º 162/2019 e do Despacho da DGEG n.º 46/2019 relativo a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), incluindo a possibilidade de injeção na rede, foi dada resposta favorável a um grande volume de nova potência de produção renovável com ligação na RND, o que poderá no futuro impor uma revisão do processo de dimensionamento da adequação da transformação por Pontos de Entrega (PdE), sem prejuízo das obrigações legais da garantia de abastecimento e de qualidade de serviço técnica.

Alerta ainda que os novos consumos e cargas que venham a resultar da implementação da Estratégia Nacional para o Hidrogénio, ainda numa fase inicial de desenvolvimento, não foram tidos em conta na presente proposta de PDIRT-E 2021. Não obstante, informa que o ORT está muito atento a esta evolução e a eventuais novas adaptações na adequação da transformação e da RNT que daí possam resultar.

O PDIRT-E 2021 salienta ainda que com o aumento da penetração de eletricidade de fonte renovável se irão densificar os riscos e a necessidade de gestão do equilíbrio entre a oferta e a procura com profundos desafios, para o operador passar gerir a sua rede, não só em função da variação do consumo, como também da produção renovável variável diretamente ligada à rede de distribuição. Considera assim que *“a possibilidade de existência de uma resposta dinâmica do lado da procura (RDP) é considerada como uma possível ferramenta útil, tendo em conta o seu potencial contributo para a gestão das redes e para a garantia dos níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento adequados. Efetivamente, a possibilidade dos consumos, de modo alargado, poderem vir a participar em mercados de serviços de sistema, fornecendo apoio no equilíbrio entre a oferta e a procura, no controlo de tensões e no controlo de frequência, é não só uma variável de que o sistema pode vir a tirar partido para fazer face a uma cada vez menor utilização da produção convencional na operação dos sistemas, como pode também vir a ser uma funcionalidade crítica para ajudar a garantir os necessários níveis de fiabilidade e de qualidade de serviço num quadro de cada vez mais elevada penetração de produção variável”*.

Apesar deste destaque relativamente à importância da RDP e dos mercados de serviço de sistema ressalva-se a presente falta de legislação e regulamentação própria, sem a qual não se afigura possível ter o enquadramento e as regras de funcionamento que possibilitem tirar um partido efetivo da gestão ativa da procura. E como tal, o PDIRT-E face ao estado ainda pouco maduro na existência de mecanismos que possam suportar a disponibilização e operação dos meios de flexibilidade da procura, **considera que estes não terão ainda um efeito visível no plano de investimentos das infraestruturas da rede de transporte, em particular no primeiro quinquénio deste plano.**

APREN considera esta situação gravosa, uma vez que se está a protelar à existência de barreiras à integração das tecnologias renováveis distribuídas e descentralizadas, para além de uma falta de otimização da gestão da rede, tendo em consideração as potencialidades das tecnologias já hoje existentes. Tanto o Regulamento quanto a Diretiva de Mercado Interno de Eletricidade estabelecem o direito para eliminar as barreiras existentes para a flexibilidade da procura e a participação não discriminatória de todas as unidades descentralizadas, sendo que estas disposições continuam a não estar implementadas e a não ser explorado o potencial das tecnologias em termos de serviços de sistema, existindo no entanto exigências cada vez mais maiores aos centros eletroprodutores, no sentido de dar resposta às necessidades do Regulamento (UE) 2016/631, da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece o código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede, e respetivos equipamentos de telecommando e parametrizações para permitir o controlo do ORT e ORD. Ao contrário de outros mercados europeus, que já têm estes mercados operacionais, mesmo que não na sua totalidade, a nível nacional continua a não ser possível quer a nível de unidades individuais de geração renovável variável nem para agregadores, estando qualquer tipo de mercado de serviços de sistema bloqueado a estes agentes.

APREN compreende que existe a necessidade criar um quadro legislativo que promova os mecanismos de flexibilidade, mas, não obstante, o ORT e o ORD deveriam estar já a trabalhar conjuntamente para avaliar as necessidades e respetivos custos dos mecanismos flexibilidade versus a necessidade futura de gerir cada vez mais cargas variáveis, em paralelo, com a necessidade de expansão da rede.

Em termos do ponto 3.7 *Previsão da Evolução da Oferta*, o PDIRT-E 2021 apresenta os pressupostos relativos à evolução da oferta de capacidade de produção, para a qual considerou o cenário ambição do RMSA-E 2020 (expectativa de maior penetração de veículos elétricos, da produção descentralizada, disseminação de UPACs e UPPs, a que acrescem as alterações significativas em termos de cenários de crescimento de acordo com os objetivos do PNEC 2030.

Na proposta, são ainda consideradas as licenças de produção já atribuídas pela DGEG até 31 de dezembro de 2020.

No primeiro quinquénio (2022 -2026) está prevista a entrada em serviço do conjunto de centrais hídricas na região do Minho e Trás-Os-Montes, num total de 1100 MW instalados (dos quais 800 MW reversíveis).

No que diz respeito ao parque de produção termoelétrico (grandes centrais térmicas), a proposta de PDIRT-E 2021 inclui o pressuposto de cessação de produção das duas centrais térmicas a carvão de Sines (já ocorrida) e da central do Pego, prevista para final de 2021.

A proposta do PDIRT-E 2021 prevê que o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro se concretize em 2029.

No que diz respeito à produção a partir de fontes renováveis, excluindo a grande hídrica, a proposta do PDIRT-E 2021, prevê um aumento da capacidade instalada até 2031 da ordem de 13,6 GW.

Este aumento corresponde incremento a partir de fonte eólica, que se prevê que até 2031 e em alinhamento com o cenário Ambição do RMSA-E 2020, a sua potência instalada possa crescer até valores da ordem dos 9,2 GW.

Quanto ao solar, a fonte com maior peso, prevê-se que até 2031 o valor da sua potência instalada possa vir a aumentar até perto de 12,0 GW. Nesta componente, salienta-se que o valor estimado para a sua evolução até aos horizontes de 2026 e 2031 decorre dos montantes de potência já atribuída, superiores às metas estabelecidas no RMSA-E 2020 para os mesmos horizontes.

No global, prevê-se que em 2031, Portugal passará a ter uma capacidade total instalada de 32 GW, dos quais perto de 29 GW de origem renovável (incluindo a grande hídrica), concretizando desse modo os objetivos no PNEC 2030.

É importante mais uma vez destacar que a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) irá impor maior geração renovável com necessidade de ligação à RND e à RNT, a qual ainda não foi considerada. Considera-se que é necessário um planeamento atempado e continuada da RNT por forma não criar barreiras ou entraves à ligação da capacidade renovável, por forma a não impactar nos objetivos da descarbonização, nem tanto pouco, criar situações de congestionamento futuros e problemas de desequilíbrio, o que poderá criar risco ao funcionamento do sistema e também aos investimentos. Por outro lado, reforça-se que com a nova ambição do Pacote Ecológico Europeu, irá impor a revisão das metas climáticas dos Estados-Membros, no curto-prazo, sendo necessário uma coordenação estreita do planeamento e a política energética.

Relativamente aos 3.8. *Critérios de Segurança para Planeamento da RNT* o PDIRT detalha a informação mais relevante para a justificação e avaliação dos projetos que propõe o ORT, tendo por base critérios objetivos referenciados:

- **Segurança do abastecimento:** garantir a existência de condições para uma alimentação dos consumos em conformidade com os requisitos de continuidade e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- **Modernização, fiabilidade da rede, segurança de pessoas e bens, qualidade de serviço e eficiência operacional:** manter a integridade e operacionalidade dos ativos da RNT, através de um processo seletivo de remodelação, recondicionamento, substituição e reconstrução, baseado numa avaliação de estado dos equipamentos, e intervenções no espaço envolvente.
- **Promoção da concorrência:** assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, criando condições para a competitividade em ambiente de mercado.
- **Sustentabilidade:** prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento do território, nomeadamente através da realização duma Avaliação Ambiental do Plano e da procura de soluções minimizando os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.
- **Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas:** adoção das melhores práticas e técnicas internacionais, observando, em simultâneo, normas para segurança de pessoas e bens, critérios de adequação técnica de equipamentos, incluindo as de resiliência e adaptação às alterações climáticas, soluções eficazes e eficientes para a boa operação da rede e também com a ponderada flexibilidade para adaptação às evoluções e incertezas futuras, com um racional técnico-económico de suporte às decisões selecionadas.

Não competindo à APREN a avaliação técnica dos projetos considera-se imperativo o cumprimento dos mesmos. Como Associação representante do setor da eletricidade renovável que salienta que é fundamental que seja garantida a promoção da concorrência a todos os atores, tendo em consideração as condicionantes e diferentes estruturas que caracterizam o tecido empresarial nacional, promovendo assim a geração de emprego e a sustentabilidade integral dos projetos. Não obstante, deve ser tido em conta o parecer técnico do INESCTEC constante do anexo ao PDIRT e a esta Consulta Pública, que, de forma

clara, avalia os pressupostos e critérios de planeamento utilizados na sua elaboração pelo ORT e os impactos dos investimentos na capacitação da RNT de garantir um serviço de elevada qualidade, em linha com os níveis de serviços exigidos.

Sobre a organização em projetos base e projetos complementares, a APREN revê-se na necessidade de separar a tipologia de investimentos. Os projetos base incluem os que são justificáveis por critérios de continuidade do serviço prestado, seja para manter a operacionalidade e cumprimento regulamentar da rede, seja para assegurar as necessidades da RND e da Gestão Global do Sistema, central à viabilidade do mercado e dos fluxos comerciais de energia. Os projetos complementares decorrem de novas necessidades com origem externas à RNT, designadamente os de política energética sujeitos a avaliação de oportunidade pelo Concedente.

PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

O presente capítulo dedica-se à apresentação dos valores de investimento relativos aos projetos base de investimento e encontram-se decompostos em “Remodelação e modernização de ativos”, “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação”, “Capacitação da RNT face à ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND com potência atribuída” e “Gestão Global do Sistema e Edifícios”, para os dois períodos 2022-2026 e 2027-2031, este último em valor médio anual.

APREN irá dedicar à análise e comentários da “Capacitação da RNT face à ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND com potência atribuída” que apresenta os investimento necessários para dar resposta às disposições dos Despachos da DGE n.º 41.º/2019, 43.º/2019 e n.º 6/2020, relativos à resposta favorável à ligação à rede a um número muito elevado de UPP, num montante global de potência que ascende a perto de 1,5 GVA, e também a UPAC, embora nestas com um valor global de potência de muito menor dimensão, no sentido de comentar e contribuir para os desígnios da integração da potência renovável para a descarbonização da economia, que têm sofrido diversos entraves devido à falta de capacidade de rede.

Estas unidades ligam-se diretamente à RND, sucedendo que em diversas subestações a potência de produção instalada supera largamente o valor de carga e a energia excedentária no balanço produção/consumo local transita necessariamente da RND para a RNT através das subestações MAT/AT.

Neste contexto, a proposta do PDIRDT-E apresenta um conjunto de reforços de rede cujo objetivo é o de permitir ultrapassar o *deficit* de capacidade da RNT resultante da atribuição deste elevado valor de potência, repondo nas áreas da rede afetadas as condições de operação e de garantia de abastecimento dentro dos padrões de segurança e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.

O ORT refere que face ao imperativo de não criar obstáculos ao desenvolvimento da pequena produção distribuída associada ao autoconsumo e CERs com injeção na rede e atendendo ao reduzido valor unitário médio de potência de injeção em causa, o ORT tem vindo a comunicar ao ORD um parecer positivo à ligação na RND de UPAC com injeção na rede, mas condicionado à necessidade de resolução do *deficit* de capacidade criado pela elevada atribuição de capacidade a UPP e, em muito menor escala, a UPAC sem pronúncia do ORT.

APREN apesar de compreender o volume crescente de pedidos e a conseqüente necessidade de avaliação conjunta dos ORT e ORD da ligação das UPPs e UPACs, para garantir a sustentabilidade e segurança da rede, considera que este setor é uma franja importante do tecido empresarial nacional que não pode sofrer entraves ao investimento por falta de coordenação e avaliação atempada da necessidade de rede para a sua integração, pois incorre-se no risco de perda captação de investimento em capital e geração direta

de emprego. Por outro lado, a pequena escala terá um papel preeminente para a descarbonização pela crescente eletrificação que se prevê dos consumos e também pela lógica integradora do cidadão com agente ativo na transição energética e climática. Assim, considera-se que o PDIRD-T para além da reposta e análise dos montantes dos investimentos apresentados na proposta, deveria ir mais além, no sentido de atempadamente prever a evolução e necessidades de rede para evolução deste segmento no futuro, por forma a que os investimentos sejam atempadamente objeto de decisão sem recriar entraves ao desenvolvimento ou no futuro situações de congestionamentos. A esta consideração alia-se também a necessidade de análise de investimento de mecanismos de flexibilidade e a possibilidade da participação ativa deste tipo de agente em serviços de sistema, que por sua vez, irão também trazer benefícios ao funcionamento geral do sistema e também em determinadas situações diminuir a necessidade de investimento na rede.

Assim, APREN recomenda ainda uma maior coordenação do PDIRD-PDIRT com as entidades oficiais, no sentido de avaliar as necessidades reais para integração da pequena escala no futuro de forma atempada e sem obstáculo. Alerta ainda que o Plano de Recuperação e Resiliência coloca um importante ênfase na descarbonização dos edifícios e indústria colocando o autoconsumo com uma das principais ferramentas, alocando significativos montantes de investimento a este setor. Por outro lado, com a revisão legislativa europeia prevista ainda para este ano, que integra o aumento da ambição climática, será esperado dos países um esforço adicional às metas do PNEC 2030, sendo expectável que setor da pequena escala tenha um papel crucial nesta revisão e por outro lado, a EN-H2 estará dependente de consumo de eletricidade renovável que deverá ser oferecida através de nova capacidade renovável, que mesmo em regime de autoconsumo, necessitará da rede.

PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO

Como referido os projetos Complementares decorrem de fatores com origem externa ao ORT, nomeadamente os relacionados com a política energética e a promoção da sustentabilidade socioambiental, cuja decisão final de investimento fica sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente. Assim sendo, estes projetos não apresentam uma data específica para a sua realização, visto que a sua concretização dependerá de decisão do Concedente.

Estes projetos podem listar-se de acordo com os seguintes 'Indutores':

- Integração de mercados e concorrência (capacidades de interligação com Espanha);
- Ligação a polos de consumo (potenciais novos pontos de alimentação ainda não comprometidos);
- Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (capacidade de rede para receção de nova produção a partir de FER, considerando as metas RMSA-E e PNEC);
- Sustentabilidade (otimização de tipologia na construção de algumas novas infraestruturas da RNT e alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).

Os Projetos Complementares aprovados em edições anteriores de PDIRT não estão incluídos na presente proposta, mas incluem-se projetos anteriormente apresentados, mas que não tenham sido aprovados, e ainda projetos decorrentes de novas necessidades identificadas.

Os Projetos Complementares têm como montante de investimento a custos totais 335,7 M€, para o 1º Quinquénio estima-se um valor médio anual de investimento de 13,2 M€/ano, e de 47,7 M€ para o 2º Quinquénio.

Destaca-se ainda que nos termos do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, e do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) é da responsabilidade dos produtores os encargos com os investimentos nas infraestruturas da sua ligação à rede de transporte, estabelecendo-se assim que um conjunto de investimentos a realizar são suportados pelos respetivos promotores. Nesta edição de PDIRT-E, prevê-se que o montante relativo a participações ascenda a 81,2 M€.

APREN destaca que todos os investimentos relativos “Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável” se encontram previstos para datas posteriores a 2025, sendo que a sua maioria se encontra agendada para o segundo quinquénio do plano, quando a falta de disponibilidade de rede para acomodar nova geração é já uma premente e incontornável realidade, e a pressão sobre a rede para acomodar nova potência será também uma realidade tendo em conta a EH-H2 e a necessidade de reavaliação do PNEC 2030 para dar resposta ao novo Pacote Ecológico Europeu, na redução das emissões em 55%.

APREN considera que os projetos complementares devem ser monitorizados continuamente e com eventuais ajustes de data (e eventualmente de configuração), por forma a dar resposta às metas atuais do PNEC 2030, da ENH2 e futuras revisões, e tendo em consideração condições externas e de processo, como sendo o licenciamento dos projetos que, se sabe à partida, será moroso e apresenta condicionantes que poderão impactar ainda mais no desenvolvimento dos projetos identificados.

IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT

O setor elétrico enfrenta sérios desafios na próxima década, dada a sua posição de principal pilar para a descarbonização através da eletrificação direta e indireta dos diferentes usos de energia, com base numa transição gradual para um sistema com cada vez maior penetração das tecnologias renováveis. Esta transição exige uma readaptação profunda do sistema elétrico que conhecemos, tendo como base fundamental uma infraestrutura capacitada que mantenha os padrões de qualidade de serviço e segurança do abastecimento. Neste sentido, o PDIRT-E deve acompanhar as exigências de um paradigma de produção baseado em produção de eletricidade sobretudo descentralizada, a operar em malha, com maior taxa de bidirecionalidade de fluxos e consequentemente aumento da complexidade da operação.

Como é lógico, é necessário um balanço dos custos e benefícios, e respetivo impacto tarifário no consumidor, e existirem decisões criteriosas de investimentos.

Segundo a informação constante no PDIRT-E, para os projetos, estima-se uma média anual de transferências para exploração de aproximadamente 71,1 M€ no período 2022-2026 referentes a projetos base e complementares a CDE, sendo o valor 57,9 M€ se não se considerarem os projetos complementares. No período 2027-2031, os valores médios anuais das transferências para exploração são de 79,6 M€, sendo igualmente 31,9 M€ se considerarmos apenas os complementares.

A APREN considera que a diferenciação entre o primeiro e segundo quinquénios do plano é relevante na avaliação dos impactes que dependem das datas de entrada em exploração dos projetos. O próprio ORT identifica como mais incerta a data de entrada em exploração de projetos que tenham o seu início de construção na transição para o segundo quinquénio ou decisão de investimento nesse período.

O ORT apresenta uma análise no âmbito dos custos do SEN, preço médio da tarifa de acesso às redes e na ótica dos proveitos unitários médios da atividade de transporte. Nestas três vertentes, considera os projetos base e o efeito dos projetos complementares, incluindo também uma avaliação do efeito dos dois leilões de solar já realizados, que incluem participações dos produtores em favor do SEN decorrentes dos compromissos de pagamento para se ligarem e dos benefícios adicionais que contratualmente ficaram obrigados a pagar a favor do SEN.

Tendo em conta o impacto dos custos unitários médios, nas três análises, custo médio do SEN, preço médio da tarifa de acesso e proveito unitário de transporte, considerando tudo constante, a evolução mostra que a base de ativos praticamente não tem alteração com os Projetos Base objeto deste PDIRT e os preços médios nestas duas dimensões do preço médio do SEN e das tarifas de acesso (que incorporam os contributos pagos pelos produtores já mencionados) não afetam os preços que se mantêm estáveis no horizonte em causa.

Considerando os mesmos pressupostos, mas agora aplicados ao conjunto de investimentos base e complementares, nos impactes tarifários relativamente aos projetos apresentados na presente proposta de PDIRT-E verifica-se igualmente que os investimentos associados não alteram de forma sensível os preços médios, o que a APREN considera relevante, refletindo uma lógica de proteção do consumidor.

Contudo, a APREN não pode deixar de considerar preocupante a situação atual de falta de disponibilidade de rede, que tem gerado uma enorme instabilidade e especulação no setor, bem vertida na quantidade de pedidos formulados junto do ORT relativamente a projetos solares entre junho de 2019 e fevereiro de 2020 (Figura 6-16). Por outro lado, não se criam as necessárias condições de competitividade entre promotores com dimensões empresariais distintas, principalmente tendo em consideração o mercado único europeu de eletricidade, e em particular o MIBEL, quando em Espanha não existe constrangimentos atribuição de potência para novos projetos.

De acordo com o PDIRD-T 2021, no 6.7 Capacidade de Receção a Longo Prazo, tendo em conta:

- as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo da anterior redação do DL 172/2006;
- os TRC emitidos por ambos os operadores ao abrigo da alínea a) do Artigo 5º-A;
- os TRC emitidos no âmbito do 1.º e 2.º leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP para energia solar fotovoltaica, realizados em 2019 e 2020, ao abrigo da alínea c) do Artigo 5º-A do mesmo decreto-lei;
- as pronúncias do GTGSEN para o ORD (incluindo as mais recentes para UPP e UPAC) e as cauções pagas ou em fase de pagamento.

atualmente não existe capacidade na RNT para receção de nova produção, tanto na AT das instalações da RNT como em MAT.

Observando ainda que com:

- os estudos já realizados, quer para pedidos de Acordo ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A) do DL 172/2006, considerados de acordo com a ordem de remessa da DGEG e observando os Artigos 16.º e 16.º-A do mesmo decreto-lei, quer para UPP e UPAC com parecer favorável ao abrigo dos despachos da DGEG n.º 41/2019, n.º 43/2019 e n.º 46/2019;

- o tratamento de outros pedidos, em número elevado, ao abrigo da mesma alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A) do DL 172/2006, que se seguirão para estudo após classificação e ordenação dos pedidos de acordo com base nos Termos de Referência da DGEG;
- a capacidade de receção a reservar para futuros leilões;
- a incerteza associada à evolução do sistema elétrico espanhol (quer ao nível do parque produtor quer ao nível da rede de transporte) com o qual a RNT se encontra ligada.

o ORT considera que neste contexto de incerteza não é possível, para já, avaliar a capacidade de receção estimada que no curto prazo virá a ficar disponível nas suas instalações.

Assim, apesar da capacidade já cativa para solar representar uma grande parte da potência definida no PNEC 2030, na realidade, parte atribui-se aos Acordos ao abrigo da mesma alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A) do DL 172/2006, não existindo no PDIRT-E 2021 informação detalhada sobre os projetos de investimento, o que cria incerteza e falta de transparência ao processo, uma vez que, estes projetos são essenciais para suprir as necessidades da RNT em termos de falta de capacidade de receção, mesmo sabendo-se que são totalmente comparticipados pelos produtores.

Pela importância que tem para o desenvolvimento da rede, e por uma questão de transparência de processo, a APREN considera que a informação técnica detalhada destes projetos deveria estar incluída no PDIRT-E 2021.

Em relação ao incremento dos centros eletroprodutores eólicos existentes e o estabelecimento de novos, cerca de 3,4 GW tal como referido no capítulo 3.6, faz parte dos pressupostos deste PDIRT que tal acréscimo se faça sentir essencialmente nas regiões norte e centro tendo em conta as zonas de maior potencial de recurso. Neste enquadramento, com os reforços de rede já aprovados e os novos projetos indicado no Quadro 6-23, num contexto de fluxos predominantes norte -> sul como acontece com a energia eólica, **estima-se ser possível até 2030 acolher o acréscimo de cerca de 3,4 GW de potência eólica acima referido.**

Dada incerteza associada à entrada dos projetos complementares do segundo quinquénio, a APREN considera grave que o setor eólico fique obrigado nos próximos anos a estar estagnado, impedindo a programação de novos investimentos, sem previsibilidade concreta de expansão, o que irá também impactar nas decisões de repowering com aumento de potência de ligação, que em termos de sustentabilidade e impacte ambiental será a solução mais custo-eficaz para o país.

CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

O nível de investimento e o planeamento da rede de transporte não pode ser dissociado da visão europeia e estratégica do Estado sobre o setor energético, bem como do papel esperado dos operadores das redes face ao desenvolvimento tecnológico da sociedade.

Não obstante, a Comissão Europeia coloca a transição climática, como um dos vetores centrais para estruturar e acelerar a recuperação socioeconómica europeia dos respetivos Estado-Membros após situação de pandemia. A contínua evolução tecnológica com redução significativa de custos, a necessidade urgente de dar resposta à emergência climática e a ambição da Europa em criar as condições para que se torne líder, mundialmente, na economia verde, antecipam um provável aumento das metas.

Com esta visão, e através do Pacote Ecológico para todos os Europeus, diferentes propostas de estratégias têm sido lançadas, que vão inevitavelmente impactar a ambição do processo de eletrificação direta e indireta dos consumos energéticos com impactos na economia. Para além da realidade já ambiciosa vertida o Pacote Limpo para todos os Europeus, que apresentava uma visão integrada da economia e dos setores de atividade, para a eficiência energética, a eletrificação dos consumos, o incremento da produção de eletricidade renovável, a descentralização da produção de eletricidade e a introdução de fatores de consumo relevantes, tais como, o carro elétrico e o armazenamento de energia, o Pacote Ecológico para todos os Europeus dá um gigante passo em frente exigindo uma análise ainda mais cuidada das melhores opções de investimento das redes de transporte como suporte e ferramenta base para transição.

A publicação da *“EU Strategy for Energy System Integration”* que visa uma melhor ligação dos diferentes setores da energia na UE (eletricidade, gás, edifícios, transportes, indústria) para os ajudar a reduzir as emissões de carbono através da substituição dos combustíveis fósseis por eletricidade renovável ou por outros combustíveis renováveis com baixo teor de carbono, onde a eletrificação directa não seja possível, ao mesmo tempo que garante que a energia permaneça segura e acessível, requer ponderação e análise que culmine numa rápida readaptação das exigências a esta estratégia de transformação da economia.

Paralelamente, surgiu *“A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”* que impõe metas específicas para a incorporação de H₂ para a Europa, pois o hidrogénio é visto como um componente-chave para fornecer energia descarbonizada onde a eletricidade renovável tem seus limites e desafios, especialmente quando se trata de armazenamento, transporte pesado e indústrias de uso intensivo de calor de alta temperatura. Eletrificação renovável e hidrogénio limpo fornecem as sinergias necessárias para fornecer um sistema de energia descarbonizado integrado e flexível. Neste contexto, Portugal antecipou, tendo publicado ainda antes da Comissão Europeia a sua Estratégia Nacional o Hidrogénio – ENH2, reconhecendo a necessidade de apostar num vetor que vai ter um papel essencial na descarbonização, o que inevitavelmente irá impactar na necessidade de rede de transporte.

Neste contexto, considera-se que o atual PDIRT-E 2021, apesar de responder às necessidades reconhecidas aquando do seu desenvolvimento, vai necessitar uma visão muito mais alargada no futuro, que para além de uma estreita colaboração com ORD elétrica, será necessário ainda uma cooperação com os ORD e ORT da rede gás natural.

Por outro lado, e como já referido no documento, o novo quadro legal e do funcionamento dos mercados e das redes elétricas refletido na nova Diretiva e Regulamento relativos ao mercado interno de eletricidade, vem impor que os consumidores passem a ser agentes ativos e, através de um comportamento mais flexível, exerçam a sua influência nos mercados e na gestão das redes. Esta alteração do mercado, vem impor uma necessidade de análise profunda no planeamento e operação das redes, exigindo um esforço adicional na incorporação de digitalização e expansão das redes inteligentes. Os mercados de flexibilidade e serviços de sistema são já uma realidade em alguns Estados-Membros, sendo grave a falta de avaliação da necessidade e potencial deste mercado na operação e gestão das redes elétricas.

Por último, a APREN destaca-se as principais recomendações e comentários ao PDIRT-E 2021, sistematizando a sua resposta à consulta pública:

- Dada importância da infraestrutura de rede nos desígnios da descarbonização a APREN salienta a importância de serem cumpridos os diversos passos do ciclo de planeamento e aprovação do PDIRT-E, denotando-se que após a aprovação do PDIRT E 2017, o PDIRT-E 2019 não conheceu ainda uma decisão final. Consideramos esta situação extremamente gravosa.

- O planeamento do sistema elétrico nacional e em particular das redes de distribuição e transporte deve futuramente congregar uma maior articulação entre o ORT e ORD, sendo mesmo necessário uma coordenação mais alargada, passando também a existir uma necessidade de coordenação com as redes de transporte e distribuição de gás natural. Uma transição energética eficiente em termos de custos irá requerer cada vez mais um planeamento e implementação coordenada de todos os elementos do sistema envolvendo geração, transporte, distribuição, consumidores/prosumers e CERs, em todos os setores de energia.
- É urgente que seja criado um quadro legislativo que promova os mecanismos de flexibilidade e serviços de sistema aos atores de mercado da procura centralizada e descentralizada, mas, não obstante, o ORT e o ORD deveriam estar já a trabalhar conjuntamente para avaliar a necessidade e respetivos custos dos mecanismos flexibilidade versus a necessidade futura de gerir cada vez mais cargas variáveis, em paralelo, com a necessidade de expansão da rede.
- É preocupante a situação atual de falta de disponibilidade de rede, o que tem gerado uma enorme instabilidade e especulação no setor, bem vertida na quantidade de pedidos formulados junto do ORT. Neste momento, não existem as condições necessárias de competitividade entre promotores com dimensões empresariais distintas, principalmente tendo em consideração o mercado único europeu de eletricidade, e em particular o MIBEL, quando em Espanha não existe estrangulamentos atribuição de potência para novos projetos.
- Existe a necessidade de maior articulação e coordenação dos diferentes instrumentos de planeamento no atual contexto de mudança da política energética e climática. A alteração de um sistema elétrico assente em produção centralizada para produção distribuída, a par da eficiência energética e da mobilidade elétrica, obriga à identificação e decisão atempada dos investimentos a realizar.