

REN

PDIRT

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA REDE NACIONAL
DE TRANSPORTE

2022-31

Proposta
Março 2021

SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

OBJETIVOS

O Planeamento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT) está subordinado a um conjunto de regras e obrigações vertidas na legislação para o setor elétrico. Destas, destacam-se em particular o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações, que estipulam que o Operador da Rede de Transporte (ORT) deve assegurar o planeamento da RNT e, até final do primeiro trimestre dos anos ímpares, enviar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (PDIRT) para o período de 10 anos subsequentes.

A elaboração do PDIRT, com um horizonte decenal, deve ter em consideração, nomeadamente, a Caracterização da 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.

Deve ainda observar as demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes e Regulamento da Qualidade de Serviço, e estar coordenado com o plano decenal à escala europeia, com a rede de transporte de Espanha e com a RND.

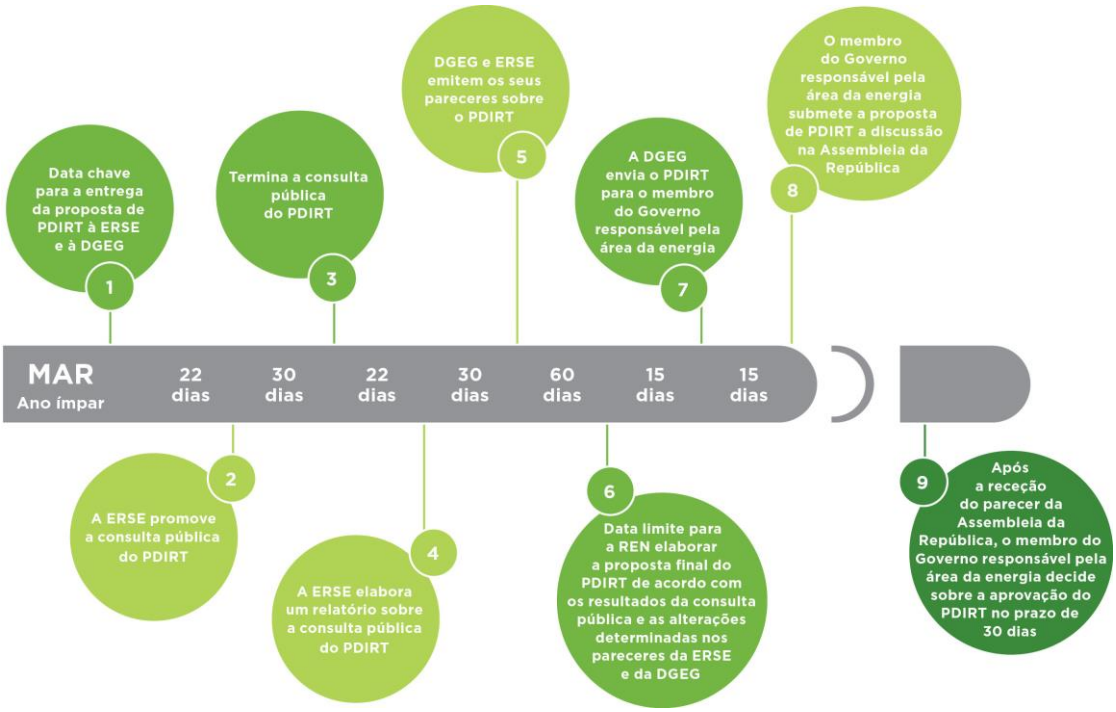
O Operador da Rede de Transporte deve incluir no PDIRT a identificação das novas infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os respetivos investimentos a efetuar, bem assim como o seu calendário indicativo. Deve também conter os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais, as obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009 e as medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade (ENTSO-E).

De referir neste contexto que os projetos da RNT com maior relevância para a criação do MIBEL e do Mercado Europeu de Energia e para a integração de

energias renováveis, encontram-se igualmente contemplados na edição mais recente do plano decenal à escala europeia (TYNDP 2020)[1].

Figura - 1

Cronograma do processo PDIRT



INVESTIMENTOS DO PDIRT 2022-2031

Projetos Base

Projetos Comple-mentares

EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRT

A presente proposta de PDIRT para o período 2022-2031 (PDIRT 2022-2031), mantendo as atualizações que têm vindo a ser introduzidas ao longo das últimas edições de proposta de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua que, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e, no âmbito da consulta pública, de outros *stakeholders*, visa também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e percetível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, fiabilidade da rede, segurança de abastecimento e qualidade de serviço, enquanto valores imprescindíveis para o SEN.

Assim, deste processo evolutivo destacam-se os seguintes pontos:

- ✓ Manter a identificação de uma forma mais visível da classe de projetos constituída por aqueles que decorrem da exclusiva iniciativa do ORT, os

[1] https://tyndp.entsoe.eu/documents/

Projetos Base, necessários para que o ORT possa continuar a garantir a fiabilidade dos equipamentos, os níveis adequados de segurança para pessoas e bens, a adequada operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes do contrato de Concessão e das normas regulamentares em vigor, bem como os investimentos para dar cumprimento aos compromissos acordados com o Operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (ORD), incluindo os relativos ao reforço de alimentação a esta rede; encontram-se, igualmente incluídos nesta classe de projetos, os de âmbito da Gestão Global do Sistema;

- ✓ Apresentação de projetos de expansão ou reformulação da RNT, mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade socio-ambiental, no seu conjunto os designados Projetos Complementares, 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;
- ✓ A elevada dependência da efetiva realização dos Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar, justifica manter-se esta diferenciação;
- ✓ A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos novos projetos em apreciação que visam dar resposta a compromissos e necessidades firmes e/ou bem identificadas e definidas;
- ✓ No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos projetos de carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende do acompanhamento da real evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos, tendo sempre em conta a necessidade de prever o período necessário desde a tomada de decisão até à concretização no terreno, período esse que deve considerar o tempo necessário para a realização de todas as atividades para o efeito, desde os estudos, autorizações administrativas, aprovisionamento, construção e comissionamento;
- ✓ Fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados à apreciação na presente proposta de PDIRT 2022-2031 os que decorrem de novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2020-2029, ou que se encontravam em horizontes temporais não abrangidos no período regulamentar dessa proposta (e que, portanto, não faziam parte da mesma) e os projetos que, ainda que já anteriormente apresentados na proposta de PDIRT 2020-2029, mantêm operativa a sua justificação e oportunidade de apreciação (estes projetos complementam os anteriormente apresentados nas duas edições anteriores e que foram

entretanto desencadeados, cf. se dá conta com mais detalhe no Anexo 4;

- ✓ Para a evolução dos consumos, foi tomado como base o cenário Central Ambição do RMSA-E 2020, a que corresponde uma taxa de crescimento médio anual de 1,5%, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos, e as metas consagradas no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. Considerou-se que, para os estudos centrais do PDIRT, este é o cenário que melhor se adapta às perspetivas e metas para a transição energética anunciadas pelo Governo que antecipa uma forte aposta no aumento da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável e perspetiva um elevado incremento na disseminação da mobilidade elétrica;
- ✓ Evolução da oferta em linha com o cenário Ambição do RMSA-E 2020, observando as mais recentes orientações de política energética. Não obstante, o presente PDIRT não fixa as datas de entrada em serviço para novas infraestruturas de rede que visem a ligação de novos centros electroprodutores, as quais fazem parte dos Projetos Complementares, apresentando antes um horizonte de viabilidade tendo em conta os prazos necessários à sua concretização e o seu estado atual de desenvolvimento, com a respetiva data-objetivo a ser fixada pelo Concedente e desde que tais decisões ocorram em tempo útil face ao necessário para a concretização dessas infraestruturas (naturalmente que se forem fixadas datas mais cedo das que se encontram indicadas no PDIRT, ou que não considerem os períodos mínimos nominais para a sua concretização, o ORT desenvolverá, ainda assim, os seus melhores esforços nesse sentido);
- ✓ Relativamente à desclassificação de centros eletroprodutores, para além do pressuposto base que considera a cessação da produção das duas centrais termoelétricas a carvão de Sines (já ocorrida) e a do Pego, prevista para o final de 2021, o cenário Ambição do RMSA-E 2020 considera a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029;
- ✓ No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, até 2031, o RMSA-E-2020 refere a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega;
- ✓ Introdução de informação adicional associada aos conceitos e evolução verificada da Ponta síncrona de carga do SEN e da Ponta da RNT;
- ✓ Cálculo do Impacto Tarifário considerando só os Projetos Base, só os Projetos Complementares e o conjunto de ambos. Quando aplicável, consideradas comparticipação por terceiros, tendo em consideração, nomeadamente, a Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, de 22 de abril, que aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica;
- ✓ Adicionada mais informação relativamente aos níveis de utilização das reatâncias *shunt* instaladas na RNT para controlo dos perfis de tensão na rede;

- ✓ As alterações climáticas aportam em si diversas variáveis que podem afetar negativamente o desempenho das infraestruturas da RNT. O presente Plano integra um conjunto específico de projetos, quer com intervenções diretamente nas infraestruturas, quer com intervenções nos espaços envolventes, cuja implementação pretende aumentar a resiliência das infraestruturas e melhorar a sua adaptação às alterações climáticas. Estes projetos contribuem ainda para a redução da vulnerabilidade da RNT a fenómenos atmosféricos extremos, cuja frequência tem vindo a aumentar nos últimos anos e que já provocaram, recentemente, incidentes graves nas infraestruturas da RNT;
- ✓ É apresentada uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de investimento (CAPEX) representando o programa de pagamentos estimado, e ainda os montantes previstos relativos a encargos de estrutura, gestão e financeiros, associados a esses projetos, para o período em análise;
- ✓ E apresentada uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de investimento (CAPEX) representando o programa de pagamentos estimado, e ainda os montantes previstos relativos a encargos de estrutura, gestão e financeiros, associados a esses projetos, para o período em análise;
- ✓ Identificação dos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento (DFI) no âmbito da apreciação deste PDIRT. Neste particular, é comentado o pressuposto adotado sobre o processo de tramitação do PDIRT para efeitos de identificação e seleção de Projetos Base requerendo DFI e, para os Projetos Complementares, os prazos mínimos a acautelar entre uma tomada de decisão e a entrada em operação desses projetos[2];
- ✓ A metodologia combinada multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN em sintonia com as boas práticas internacionais (reconhecida pela Comissão Europeia e adotada pela ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante os processos de consulta pública dos Planos anteriores, foi aplicada a ambos os conjuntos de projetos apresentados no PDIRT, quer aos Projetos Base, quer aos Projetos Complementares;
- ✓ Aplicação do cálculo e monetização dos benefícios socioeconómicos aos horizontes de 2026 e 2031, e monetização de alguns dos atributos inscritos na análise multicritério/custo-benefício, nomeadamente os relacionados com perdas e energia não fornecida para os anos de referência da análise (2026 e 2031);
- ✓ Aprofundou-se a fundamentação dos projetos de investimento de remodelação e modernização de ativos, com vista à densificação da demonstração do seu mérito e premência da sua realização. Neste contexto, na análise multicritério/custo-benefício é apresentado o

[2] Sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos estudos não foram iniciados deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos (nalguns casos quatro, se incluírem linhas aéreas ou ainda cuja complexidade e disponibilidade de mercado o aconselhem), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

atributo "*Sobrecusto evitado para o SEN*" para este tipo de investimento;

- ✓ A monetização do atributo-benefício "*Sobrecusto evitado para o SEN*", associado à realização do investimento nos termos apresentados, é estimada pelo custo adicional, sobre esse investimento, que a hipótese metodológica da sua não realização ou adiamento poderia introduzir. Acresce que a monetização deste benefício é conservadora no sentido em que não incorpora a eventual monetização do custo adicional resultante do aumento do risco para a segurança de pessoas que a referida hipótese de não realização ou adiamento do investimento iria acarretar, por opção metodológica e, no entendimento do ORT, por poder constituir uma estimativa adicional sensível que não modificaria o sentido da decisão a tomar;
- ✓ Informação adicional no âmbito das capacidades de rede para receção de nova geração, com a indicação, por subestação, dos valores de potência já atribuída e ainda não ligada;
- ✓ Esta proposta de PDIRT 2022-2031 é objeto de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), dando cumprimento ao compromisso assumido perante os *stakeholders* no processo de discussão pública do anterior PDIRT 2020-2029;
- ✓ No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas de PDIRT, o ORT tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano por parte de instituição com reconhecido prestígio e competência nas áreas técnicas e de conhecimento que sustentam a sua elaboração, no caso o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC).

PROPOSTAS ANTERIORES DE PDIRT

As anteriores propostas do PDIRT, especificamente os relativos aos períodos 2018-2027 e 2020-2029, continham projetos de desenvolvimento e de modernização da RNT com um calendário de execução que coincide em parte com o da atual proposta de PDIRT para o período 2022-2031.

Refira-se, neste contexto, um conjunto de projetos de investimento já apreciados na referidas edições do Plano e cujo desencadeamento se mostrou premente, quer face às obrigações do operador da RNT para continuar a assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade, segurança e qualidade de serviço, quer ao contexto subjacente ao quadro de aprovação do PDIRT 2018-2027 e de aprovação dos necessários projetos específicos de expansão da RNT ou incremento da sua capacidade de transporte, para dotar a Rede Elétrica de Serviço Público das condições inerentes à atribuição de capacidade na sequência dos procedimentos concorrenciais para a ligação de centrais solares fotovoltaicas e à cessação da produção da central termoelétrica a carvão de Sines — no Anexo 4, apresenta-se o detalhe do ponto de situação desses projetos.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

A proposta de PDIRT 2022-2031 encontra-se estruturada em 6 capítulos, conforme se segue:

1 – Enquadramento e Âmbito;

2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;

3 – Pressupostos do Plano;

4 – Projetos Base de Investimento;

5 – Projetos Complementares de Investimento;

6 – Impacto dos Investimentos.

Adicionalmente, faz também parte do PDIRT um conjunto adicional de informação, apresentada sob a forma de anexos.

BREVE CARACTERIZAÇÃO DA REDE EM FINAL DE 2020

ASSIMETRIA GEOGRÁFICA ENTRE O CONSUMO E A PRODUÇÃO

Os principais centros de consumo situam-se maioritariamente na faixa litoral centro-norte (com especial intensidade nas zonas metropolitanas do Porto, Lisboa e Setúbal) e do Algarve (em que a ponta anual ocorre no verão, ao contrário das demais regiões de maior consumo). A evolução da distribuição geográfica das cargas tem variado pouco ao longo dos últimos 10/15 anos e não se espera que haja alteração significativa do seu padrão para o período de análise deste Plano.

Em contrapartida, a distribuição geográfica do parque eletroprodutor tem-se alterado muito significativamente desde meados da primeira década deste século, mobilizada pela entrada em serviço de centros eletroprodutores a partir de fontes de energias renováveis endógenas, designadamente a eólica, com maior dispersão e incidência nas zonas montanhosas do centro interior e norte de Portugal continental. A produção de natureza solar começa a emergir, em particular nas regiões mais a sul, mas ainda com valores reduzidos de potência total instalada.

O padrão de dispersão geográfica e afastamento da produção em relação aos principais centros de consumo continuará na próxima década, mercê da esperada entrada em serviço de novos centros eletroprodutores, quer de nova produção hidroelétrica de grande potência, quer de outras renováveis, designadamente de solar fotovoltaica (em particular no Alentejo e Algarve) e de eólica *onshore* em zonas onde ainda existe potencial por explorar no centro interior e norte de Portugal continental.

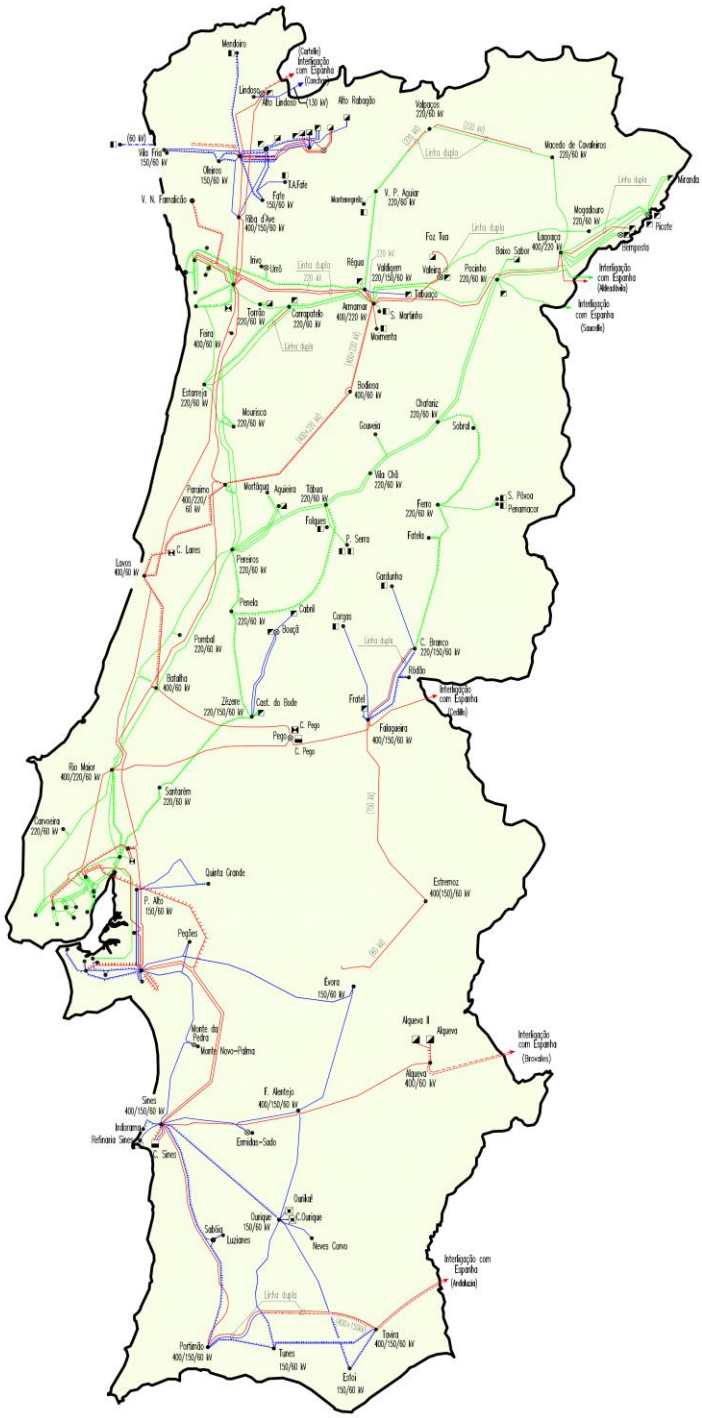
COMPOSIÇÃO DA RNT

A 31 de dezembro de 2020, a RNT tinha em serviço 68 subestações, 11 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV. Os comprimentos totais dos circuitos de linha nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação encontram-se resumidos no Quadro - 1.

A figura seguinte mostra a estrutura da RNT a 1 de janeiro de 2021.

Figura - 2

Mapa da RNT em 1 de janeiro de 2021



Quadro - 1

Equipamentos da RNT a 31-12-2020

EQUIPAMENTOS RNT	31-12-2020
Comprimento dos circuitos de linha (km)	**9 036**
400 kV	2 711
220 kV *	3 780
150 kV **	2 545
Potência de transformação (MVA)	**38 463**
Autotransformação (MAT/MAT)	14 470
Transformação (MAT/AT)	23 673
Transformação (MAT/MT)***	320

* Inclui 95,2 km em circuito subterrâneo.
** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas e 17 km em cabo submarino.
*** Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

LINHAS

9036
km

38463
MVA

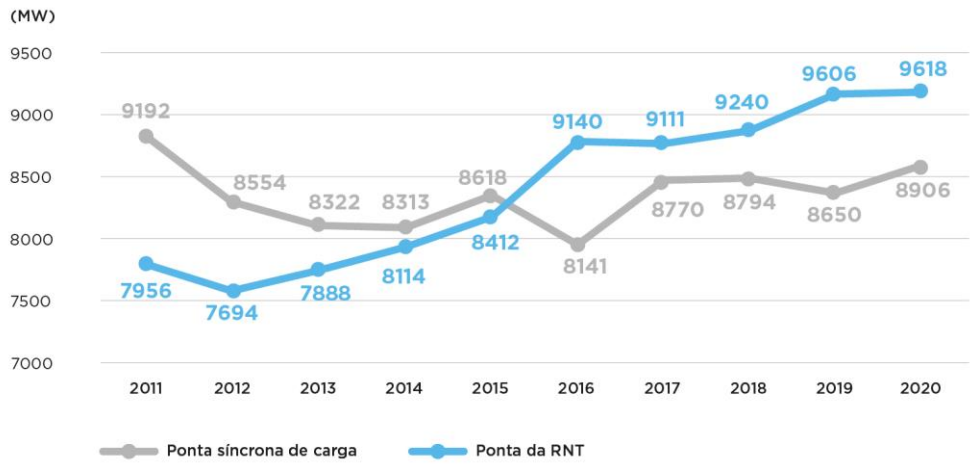
TRANSFORMAÇÃO

Ponta Síncrona de Carga do SEN e Ponta da RNT

A rede deve dar resposta, tanto às solicitações associadas às Pontas síncronas de carga (e a um nível mais desagregado às pontas de carga locais), bem como às Pontas de utilização da RNT. A Ponta síncrona de carga do SEN apresentou, ao longo dos primeiros anos deste século, uma evolução com valores superiores aos da Ponta da RNT, situação que se manteve até 2015. A partir de 2012, observa-se uma tendência de aumento significativo da taxa de variação anual da *Ponta da RNT*, constatando-se, a partir de 2016, um valor da *Ponta da RNT* sempre superior ao da *Ponta síncrona do SEN*, conforme gráfico da figura seguinte.

Figura - 3

Evolução da Ponta síncrona de carga e da Ponta da RNT



CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE PROJETOS

- ✓ 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, 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.

PRESSUPOSTOS DO PDIRT - EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA (RMSA)

PROCURA

O RMSA-E define um conjunto de cenários que são tidos em conta para a monitorização da segurança do abastecimento e permitem ao decisor tomar medidas de forma a garantir os adequados níveis de cobertura da procura e outros indicadores de segurança do abastecimento relevantes para a política energética.

Na elaboração da presente proposta de PDIRT 2022-2031, foi tido em consideração o RMSA-E 2020, observando as mais recentes orientações de política energética, e as metas consagradas no PNEC 2030, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho. No

RMSA-E 2020, aprovado por despacho do senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 30 de dezembro de 2020, e referente ao período 2021-2040, são apresentados dois cenários de crescimento da procura para o cenário Ambição de oferta: cenário Central e cenário Superior, aos quais correspondem as taxas de crescimento médio anual de respetivamente 1,5% e 1,6%.

Para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre estes dois cenários, o PDIRT utiliza o de evolução mais moderada (cenário Central), correspondendo a uma taxa de crescimento médio anual de 1,5%, o qual representa um crescimento de consumo invertendo a tendência de decréscimo registada nos últimos dois anos (-2,1%). Em comparação com o PDIRT 2020-2029, o qual estava baseado no cenário Central do RMSA-E 2018, perspetivam-se valores de consumo futuros ligeiramente inferiores até 2027, passando a ser superiores a partir de 2028.

CRESCIMENTO MÉDIO CONSUMOS OCORRIDO ENTRE 2018 E 2020

-2,1%

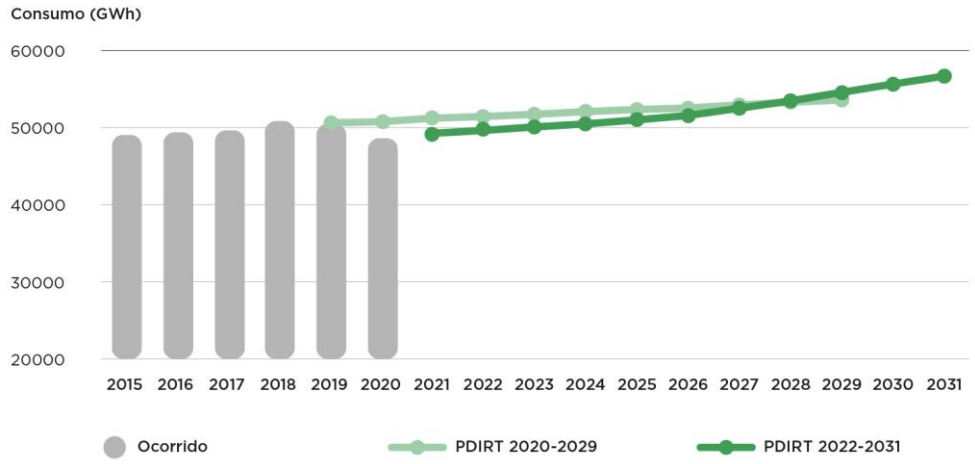
1,5%

CRESCIMENTO DOS CONSUMOS CONSIDERADO NESTA PROPOSTA DE PDIRT

Figura - 4

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental

RMSA-E 2020 (horizonte 2022-2031)



Não se pondera, neste exercício, evoluções mais ambiciosas do consumo, tendo em conta que este Plano será alvo de revisão dentro de dois anos, momento em que eventuais evoluções diferentes das atualmente projetadas poderão ser acomodadas em sede de planeamento de rede, para os horizontes temporais que agora se estendem para além dos primeiros cinco anos.

OFERTA

Relativamente à oferta, o Plano, tem por base o cenário Ambição do RMSA-E 2020, alinhado com os objetivos consagrados no PNEC 2030.

No que se refere à desclassificação de centros eletroprodutores, para além do pressuposto base da cessação da produção das duas centrais termoelétricas a carvão de Sines (já ocorrida) e a do Pego, prevista para o final de 2021,

considera a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029, tal como inscrito nos cenários Continuidade e Ambição do RMSA-E 2020.

A concretização de um largo conjunto de projetos de produção a partir de fontes de energias renováveis (FER) endógenas, nomeadamente tendo em consideração os objetivos até 2030 que constam do PNEC 2030, com mais de 18 GW de potência de produção instalada de base solar e eólica, constitui fator indutor à necessidade de aumento das capacidades de receção e transmissão da rede, a conseguir através de um conjunto de projetos de reforço da RNT, cuja confirmação de realização, bem assim como a sua data de entrada em exploração, se encontra dependente de decisão do Concedente.

Outro aspeto relevante na evolução da oferta tem que ver com o crescimento da potência embebida nas redes de distribuição, na medida em que esta vem alterar o padrão do balanço dos fluxos energéticos na fronteira transporte-distribuição. De facto, em diversas instalações da RNT tem-se vindo a assistir, em termos médios, a uma redução dos fluxos de energia no sentido da MAT para as redes de AT chegando mesmo a inverter, em virtude da produção embebida, a qual o ORT tem em devida conta nas simulações que realiza em sede de planeamento. Sem prejuízo da asserção apresentada, faz-se notar que a variabilidade da produção embebida nas redes de distribuição implica que, em largos períodos de tempo, durante o ano, essa mesma energia não está disponível para a satisfação do consumo, o que assume importância decisiva numa análise local por ponto de entrega da RNT.

CENÁRIO EVOLUÇÃO DA OFERTA DO RMSA-E 2020 CONSIDERADO NO PDIRT



ANO CONSIDERADO NO RMSA-E 2020 PARA DESCLASSIFICAÇÃO DA CENTRAL A GÁS NATURAL DA TAPADA DO OUTEIRO

AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

O PDIRT é sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

A AAE tem, como propósito primordial, *identificar, descrever e avaliar*, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas e criar condições para que o novo Plano integre, a partir de um momento inicial, preocupações biofísicas, sociais e económicas.

Dos documentos que constituem as AAE elaboradas aos ciclos de planeamento anteriores, o Relatório dos Fatores Críticos para a Decisão, o Relatório Ambiental, o Resumo Não Técnico e a Declaração Ambiental, encontram-se publicados na página da internet da REN em [3].

Com este quadro em mente, em paralelo com o presente PDIRT é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), elaborado com o apoio da Faculdade de

[3] http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx

Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), documento que contém a AAE e no âmbito da qual foram comparadas diferentes estratégias de evolução da RNT, sob o ponto de vista dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD): (i) *Coesão Territorial e Social*; (ii) *Alterações Climáticas*; (iii) *Capital Natural e Cultural*.

PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTOS – PROJETOS BASE

ENQUADRAMENTO

Na base da proposta de PDIRT 2022-2031, estão contidos aqueles projetos que o ORT considera ter necessariamente de realizar para que possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de pessoas e bens, do ambiente, da fiabilidade e operação da rede. Fazem também parte deste conjunto, projetos cujo objetivo é dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, incluindo projetos considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição, e ainda projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema e de reabilitação de edifícios da Concessão.

Estes projetos, à semelhança das mais recentes propostas de PDIRT, têm aqui a designação de **Projetos Base**.

PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Uma parte dos ativos em exploração encontra-se a operar no limite do seu tempo de vida útil, situação que, dependendo da avaliação do estado dos equipamentos e dos riscos operacionais e condições de segurança associados, quer para os próprios equipamentos e fiabilidade da rede, quer para pessoas e bens, exigem a sua remodelação e modernização.

Mobilizados pelo objetivo estratégico de eficiência associada às atividades operacionais do ORT, adequação do estado dos ativos ao desempenho regulamentar da RNT e segurança de pessoas e bens, os projetos de remodelação e modernização de ativos, enquadram-se nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição, melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil. Esta abordagem apoia-se na gestão do risco que o ORT realiza sobre os ativos da Concessão, dentro de limiares aceitáveis, suportada por técnicas de monitorização, análise preditiva do estado e integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha. Adicionalmente, são introduzidos projetos específicos para o aumento da resiliência das infraestruturas e sua adaptação às alterações climáticas,

contribuindo para, entre outras, a redução da vulnerabilidade das infraestruturas da RNT a fenómenos atmosféricos extremos.

Estes projetos visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade da rede e qualidade de serviço e a manutenção de condições adequadas para a segurança de pessoas e bens, numa rede com taxas médias de envelhecimento crescentes, apesar dos investimentos realizados nos últimos anos que incidiram sobretudo na expansão da rede. Neste âmbito, destaca-se a modernização de painéis e aparelhagem de muito alta e alta tensão em diversas subestações, a substituição ou recondicionamento de transformadores de potência, a remodelação de sistemas de proteção, automação e controlo e a remodelação de linhas de muito alta tensão.

A utilização de uma abordagem com base no indicador de estado dos ativos e respetivos índices de criticidade visa promover uma maior seletividade e eficiência do investimento, permitindo evitar encargos de cerca de 817 M€ que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade. Esta abordagem surge naturalmente alinhada com o mecanismo de Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos do Operador da RNT (IREI)[4], que entrou em vigor no período de regulação com início em 2018 do setor elétrico, com reflexo no conteúdo do PDIRT e com benefícios claros para o consumidor.

ENCARGOS EVITADOS PARA O SEN DECORRENTES DA METODOLOGIA DE REMODELAÇÃO DE ATIVOS UTILIZADA



MECANISMO DE INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DO INVESTIMENTO

Apesar deste esforço de investimento seletivo, não é possível adiar indefinidamente a substituição/remodelação dos ativos em fim de vida, mantendo *sine die* o seu desempenho adequado, quer na vertente de fiabilidade técnica e funcional, quer com maior acuidade e premência, na vertente de segurança de pessoas e bens. Na vertente de segurança de pessoas e bens, o ORT deverá ter uma abordagem prudente, de índole preventiva e não reativa, ainda que para tal utilize os métodos disponíveis de predição de forma a otimizar o tempo de vida útil dos ativos, dentro de níveis de risco aceitáveis. Nessa medida, a quantificação do risco para pessoas e bens que decorreria do adiamento da realização destes projetos de investimento e consequente falha de integridade dos mesmos, bem como a sua monetização, torna-se um exercício muito complexo e em última análise inviável.

Não obstante, nesta edição, é apresentado o sobrecusto evitado para o SEN, de parte dos projetos de investimento em remodelação/modernização de ativos, designadamente os instalados em subestações, postos de corte ou de transição, contra a opção hipotética da sua não realização ou adiamento. Esta poupança resulta sobretudo da quantificação dos custos evitados com potenciais falhas nos equipamentos decorrentes da degradação do seu Indicador do Estado do Ativo. Esta confrontação, no entanto, não é considerada no caso de intervenções em ativos lineares (designadamente nas linhas aéreas de muito alta tensão), quer pela sua dispersão territorial, com maior exposição e impacto ao público em geral, quer pela menor capacidade de monitorização, sem prejuízo da análise de

[4] Ver Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (Outubro 2017) - Secção XV Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT.

alternativas de diferentes tipos de intervenção que se encontra apresentada no capítulo próprio.

O ORT considera que tendo em conta a abordagem seletiva do investimento que realiza face à alternativa com base estritamente na idade dos mesmos, a gestão do risco é justificável face às poupanças que se consegue obter, dentro de certos limites e condições. De facto, o incremento do risco vs. poupança no investimento exige prudência, devendo ficar condicionado, entre outros aspetos, à obtenção de indicadores de qualidade de serviço e disponibilidade dos equipamentos de rede dentro de limites bem estabelecidos. As decisões de investimento em ativos em fim de vida útil devem contribuir para que os referidos indicadores não sejam prejudicados, observando as normas regulamentares e regulatórias vigentes e não defraudando as expectativas dos utilizadores da RNT. O adiamento indefinido deste tipo de investimento é potencialmente gerador de riscos incomportáveis, o que aliás é secundado pelos diversos pareceres e comentários às anteriores propostas do PDIRT.

A presente edição do PDIRT reflete, no quadro do atual conhecimento da arte e do atual nível de monitorização dos ativos, a adoção de um nível de risco ambicioso devido ao adiamento de investimento em modernização com níveis elevados de poupança, enquadrado no sentido regulador do referido IREI.

Efetivamente, a poupança é já muito significativa face ao que seria necessário se se promovesse a substituição integral dos ativos com base estritamente na sua idade contabilística. Este resultado decorre da estratégia de seleção de investimentos, baseada nos indicadores de estado e criticidade dos ativos, cuja justificação, calendarização e premência da sua decisão final de investimento se encontram densificados na presente proposta e reflete os níveis sustentáveis de gestão de risco na ótica do ORT.

PROJETOS RELATIVOS A COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

Acompanhando a evolução local das cargas, de forma alinhada com o plano de desenvolvimento e investimento da RND, e tendo presente a melhoria das condições de alimentação e operacionalidade da RNT, o presente PDIRT contempla algumas ações tendo em vista assegurar as condições de segurança do abastecimento e continuidade do serviço, bem como investimentos que visam assegurar os requisitos dos padrões de planeamento e qualidade de serviço regulamentares.

Deste lote de projetos, destacam-se:(i) instalação de articulação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima, apoiando a rede local de 150 kV a partir do nível de 400 kV, incluindo a melhoria das condições de ligação à subestação de Vila Fria; (ii) reforço de transformação na futura subestação de Divor; (iii) instalação de meios para compensação de reativa na RNT.

Projeto de capacitação da RNT para integração de pequena produção com potência atribuída na RND

A atribuição de perto de 1,5 GVA de potência para a ligação de Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção para Autoconsumo, unidades até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência num número alargado de subestações da RNT um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT, por forma a transitar energia de zonas da RND com menor consumo e elevada produção, para outras onde o consumo supera a produção. Ao longo do tempo, função do consumo e da produção em cada ponto de entrega da RNT, este movimento vai assumindo diferentes expressões, acontecendo que em diversas subestações o sentido predominante de fluxo é da RND para a RNT.

A entrada em operação desta nova potência ligada na RND traduz-se num esforço adicional sobre a potência de transformação MAT/AT já instalada e que nalgumas subestações fica insuficiente, colocando em causa a segurança n-1 na alimentação a consumos, para além de criar condições para potenciais sobrecargas na própria estrutura malhada da rede MAT.

Neste projeto, prevê-se o reforço da potência de transformação instalada em oito das atuais subestações da RNT e a construção de duas novas linhas a 400 kV.

Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema e reabilitação de edifícios

A proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à GGS incluindo a Rede de Telecomunicações e Segurança (RTS), fundamentais para assegurar as condições necessárias à gestão técnica global do SEN.

Regra geral, os investimentos na Rede de Telecomunicações de Segurança acompanham o desenvolvimento e investimento da rede MAT e AT afetas ao transporte de energia elétrica, incluindo a fibra ótica e sistemas de comunicação que permitem a ligação dos ativos ao Centro de Operação da Rede e ao Centro de Despacho Nacional. Relativamente ao investimento em GGS, para além de infraestruturas técnicas, estão também consideradas necessidades de atualização de equipamentos e sistemas associados às funções de gestão do sistema.

Na vertente edifícios, face à idade apresentada pelos edifícios administrativos da REN, este Plano inclui a necessidade de efetuar melhorias em algumas destas instalações, que derivam principalmente da evolução da legislação em matéria de segurança.

Investimento 2022-2031

Num quadro de investimento seletivo para a remodelação, modernização e garantia de segurança da rede de transporte, de cumprimento dos compromissos com o ORD e de assegurar as funções da Gestão Global do

Sistema, este Plano apresenta uma perspetiva e programação de projetos com valores de investimento reduzidos face a planos anteriores e marginais face aos valores de investimento dos projetos apreciados nos PDIRT 2018-2027 e PDIRT 2020-2029.

O panorama de investimento relativo aos Projetos Base é apresentado no quadro e figura seguintes, com enfoque e detalhe anual do período relativo aos cinco primeiros anos do Plano (2022-2026), assim como o valor médio anual referente a este período.

Quadro - 2

Projetos Base - Transferências para Exploração por projeto no período 2022-2026[5]

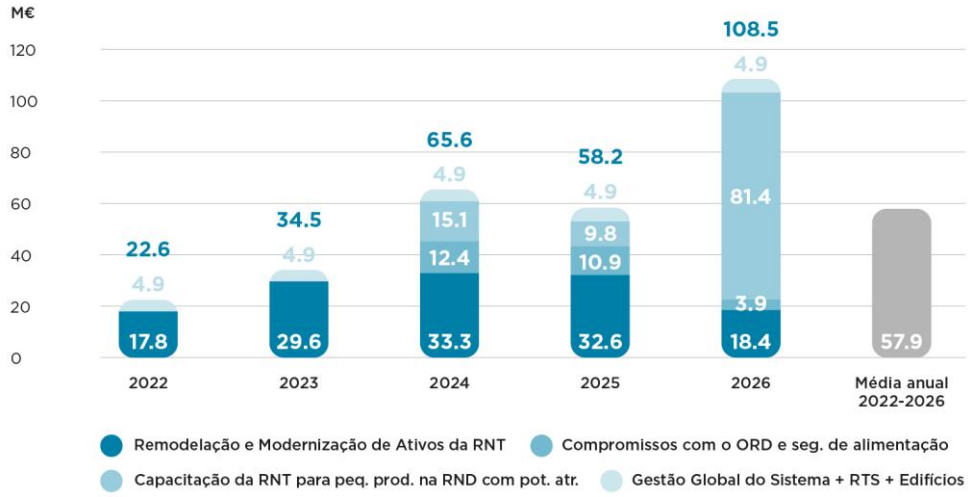
Designação dos projetos	Data prevista para entrada em serviço	Transferências para exploração [M€]				
		2022	2023	2024	2025	2026
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Recarei	2022-2025	1,8	3,4	4,6	0,9	
Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	2023		1,7			
3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado	2023		1,7			
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca Aguiar	2023-2024		1,1	1,3		
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão	2023-2024		1,7	1,8		
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Custóias	2023-2024		1,9	3,3		
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco	2023-2024		1,7	1,0		
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios	2024-2025			1,0	0,4	
Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2025				1,1	
Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2025				3,1	
Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2025				1,7	
Substituição do 1º transformador de Rio Maior	2025				3,6	
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada	2025-2026				0,8	0,8
Monitorização de Ativos	2022-2026	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	2023-2026		1,0	1,1	1,1	1,1
Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2022-2026	2,8	5,0	4,3	5,6	3,1
Recondicionamento de Transformadores	2022-2026	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2023-2026		0,9	0,9	0,9	0,9
Remodelação de Linhas	2022-2026	1,1	0,8	2,7	0,7	1,1
Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura	2023-2026		0,6	3,4	4,9	3,5
Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Gestão Integrada da Vegetação	2022-2026	10,6	6,7	6,4	6,4	6,4
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	2024			8,1		
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	2025				2,9	
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase	2025				4,8	
Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros	2029					
Compensação de reativa - 1ª fase	2025				2,8	
Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2027					
Compensação de reativa - 2ª fase	2026					2,9
Passagem a 400 kV da linha Armamar – Paraimo 2 a 220 kV	2027					
Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	2024			4,3		
PL (Sto André) a 60 kV em Sines	2025				0,5	
2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	2026					0,9
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 1				15,1	9,8	
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 2	2024-2026					78,4
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 3						3,0
Investimento Gestão Global do Sistema e Edifícios	2022-2031	<-------		4,9(1)		------→

(1) Valores médios anuais no período 2022-2026.

[5] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

Figura - 5

Projetos Base - Transferências para Exploração no período 2022-2026[6]



INVESTIMENTO MÉDIO PREVISTO PARA OS PROJETOS BASE NO PERÍODO 2022-2026

58 M€
média anual

32 M€
média anual

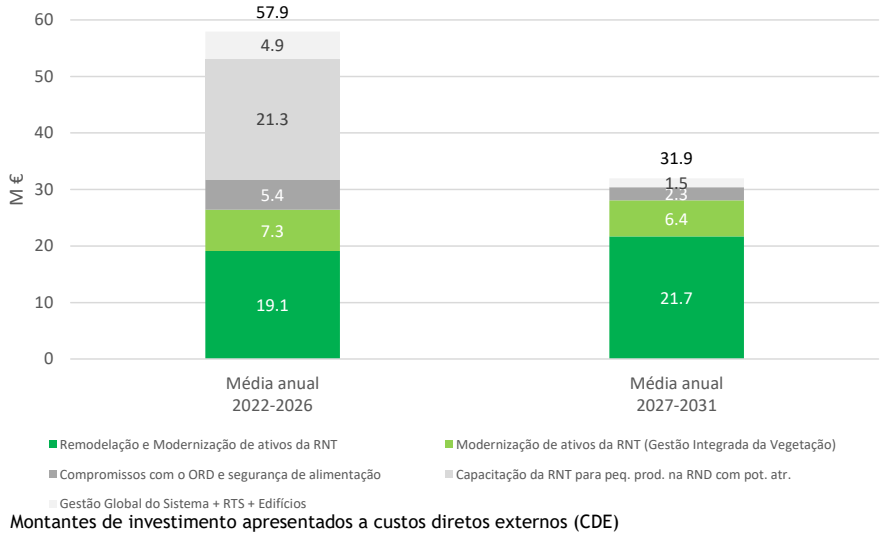
INVESTIMENTO MÉDIO PREVISTO PARA OS PROJETOS BASE NO PERÍODO 2027-2031

Os custos de investimento aqui apresentados são expressos como transferências líquidas para exploração a custos diretos externos, com base nos preços de referência da ERSE.

Em complemento, apresenta-se no gráfico seguinte, de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências prevista para os Projetos Base no primeiro e no segundo quinquénios do PDIRT (i.e., 2022-2026 e 2027-2031).

Figura - 6

Projetos Base - Transferências para Exploração nos períodos 2022-2026 e 2027-2031 (valores médios anuais)[7]



(*) Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

[6] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

[7] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

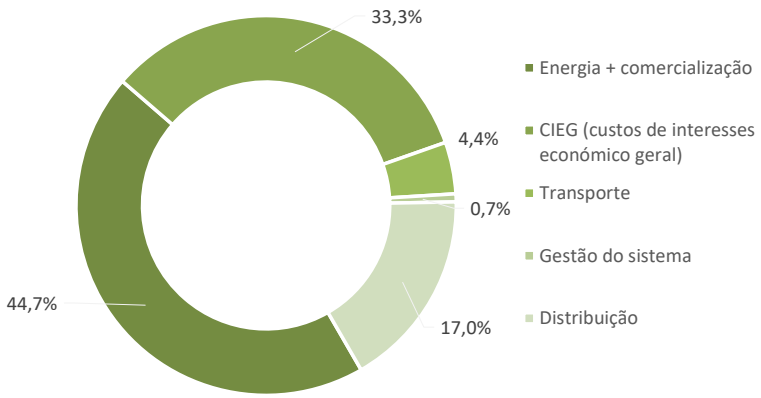
Adicionalmente, é apresentado, no relatório, uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de investimento (CAPEX) representando o programa de pagamentos estimado, e ainda os montantes previstos relativos a encargos de estrutura, gestão e financeiros, associados a esses projetos, para o período em análise.

IMPACTO TARIFÁRIO

As atividades desenvolvidas pelo ORT, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema, representam cerca de 5,1% da estrutura do preço médio do setor elétrico em 2021.

Figura - 7

Estrutura do preço médio do setor elétrico em 2021



Ponderando os efeitos cumulativos do investimento e das amortizações, este Plano tem um impacto praticamente nulo nos preços da eletricidade, mesmo num quadro restritivo de evolução da procura. De facto, o impacto acumulado dos projetos apreciados no âmbito dos PDIRT 2018-2027 e PDIRT 2020-2029, já desencadeados, e dos Projetos Base previstos neste PDIRT 2022-2031 é praticamente nulo (acréscimo de 0,1 €/MWh) no preço médio da tarifa de acesso às redes[8], o que corresponde a um acréscimo médio anual de 0,003%.

O impacto tarifário foi calculado com os valores estimados a custos totais deduzido das comparticipações (87 M€ no período em análise) ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019, de 22 de abril, da ERSE, e considerando um consumo final constante ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2021. A este impacto parcial, acresce considerar, para além do custo dos projetos e das comparticipações nas redes, os contributos anuais para o SEN dos procedimentos concorrenciais de 2019 e 2020, para a atribuição de potência de ligação, à RESP, de centrais solares fotovoltaicas (Leilões de Solar), que os

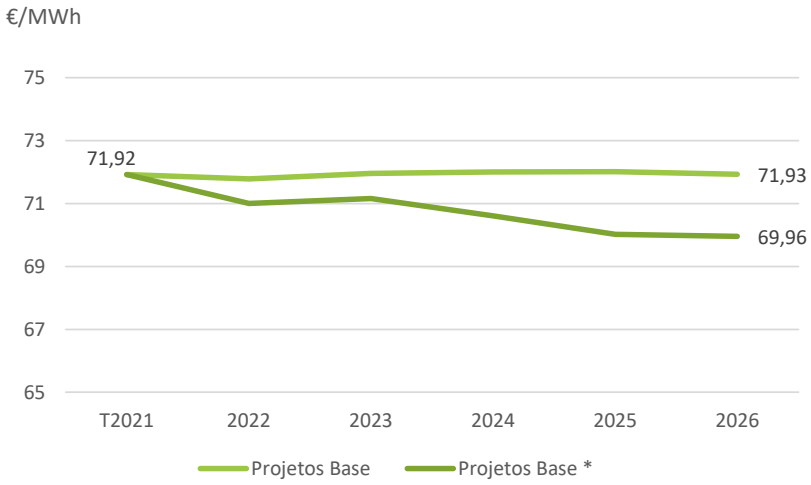
[8] Proveitos estimados das atividades de Transporte, Gestão do Sistema, Distribuição e os custos de interesse geral por unidade consumida.

projetos da RNT permitem[9], num valor agregado de 317 M€ no período em análise, estimando-se, assim, uma redução do preço médio da tarifa de acesso às redes de 1,97 €/MWh, a que corresponde um decréscimo médio anual de 0,55%.

Esta evolução reflete a redução da base de ativos regulada, decorrente do maior nível acumulado de amortizações face ao valor acumulado das transferências para exploração no período em análise

Figura - 8

Impacto dos Projetos Base nos preços médios da tarifa de acesso às redes[10]



*Inclui os benefícios para o SEN dos Leilões de Solar de 2019 e 2020

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

A análise multicritério/custo-benefício realizada considera os atributos geradores de externalidades positivas para o SEN e a sociedade em geral. Nesta análise global, apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2026, uma vez que os projetos de modernização de ativos, os quais constituem a maior parte do investimento dos Projetos Base, não se encontram especificados no segundo quinquénio dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de cinco anos.

[9] Os benefícios dos procedimentos concorrências de 2019 e 2020 são incorporados nos cálculos, a partir de 2022 e de julho de 2024, respetivamente, altura em que se prevê virem a estar concluídos todos os projetos da RNT subjacentes à potência de ligação atribuída; os benefícios do procedimento de 2019, incorporados nestes cálculos, são apenas parciais, uma vez que foram deduzidos os benefícios dos lotes associados a capacidades de ligação que não dependem de forma decisiva da concretização dos projetos da RNT considerados nesta análise de impacto tarifário.

[10] Este impacto considera cumulativamente os projetos apreciados nas anteriores edições de PDIRT (v. Anexo 4).

No Quadro seguinte, é possível observar os benefícios globais de médio prazo decorrentes dos Projeto Base, assim como o valor global de cada atributo (para o conjunto de todos os blocos de Projetos Base do PDIRT).

Quadro - 3

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2026
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)		1,8 a 8,1
Redução das perdas de energia	(GWh/ano | M€/ano)	-0,1 | 0
Redução de Energia em Risco | ENF	(GWh/ano | M€/ano)	2,0 | 0,73
Redução de carga natural em risco de interrupção[1] (*)	(GW)|(M€)	1,4 | 8
Redução de carga sem recurso em risco de corte[1] (*)	(GW)|(M€)	0,3 | 2
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)		2 420
Cavas de tensão: redução da profundidade[2] (%)		11
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km²)		0,41
Dimensão da faixa intervencionada (km²)		318
Valorização de espécies autóctones (n)		775 700
Redução de capacidade de transporte em risco[1] (*) (MVA)		74 965
Redução de potência de produção em risco de corte[1] (*) (MW)		5 638
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo[1] (0-10)		5
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)		290
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)		9

(*) Soma dos valores dos eventos de teste, ao longo do período, não simultâneos.

(**) Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

[1] Os projetos de modernização de ativos, para o segundo quinquénio, não se encontram especificados, dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos, para este tipo de projeto de investimento, e, constituindo estes a maior parte do investimento dos projetos Base só são apresentados os atributos estimados no horizonte de 2026.

[2] A redução refere-se ao valor médio perante defeitos nas zonas de rede na vizinhança dos ativos em consideração.

Para além dos benefícios monetizados, os projetos permitem ainda a incorporação de benefícios não monetizados constantes da análise multicritério/custo-benefício baseada na metodologia adotada pela ENTSO-E e aprovada pela Comissão Europeia.

No âmbito dos Projetos Base, o plano de modernização de ativos comporta várias iniciativas em equipamentos cuja manutenção em exploração, sem que sejam realizadas as ações de remodelação planeadas, podem configurar cenários de falha, que teriam, como consequência financeira, sobrecustos significativos para o SEN. Estes sobrecustos decorrem, de entre outros aspetos, do seguinte:

- ✓ Realização da reposição em serviço nos níveis exigidos de fiabilidade e de segurança de pessoas e bens, em cenários de reação a emergência, mobilizando de forma não programada os recursos necessários para o efeito;

- ✓ Indisponibilidades mais prolongadas e não planeadas, quer dos ativos em causa, quer, eventualmente, de outros conexos aos que foram sede da falha ou do incidente;

- ✓ Indução de custos diretos e indiretos acrescidos decorrentes da falha, por não limitação dos danos, nesses ativos ou nos que venham a ser afetados pela falha;

- ✓ Limitação e risco de disponibilidade do recurso ao mercado para a aquisição de equipamentos e serviços para a reposição do serviço, com fatores de sobrecusto não controláveis pelo ORT;

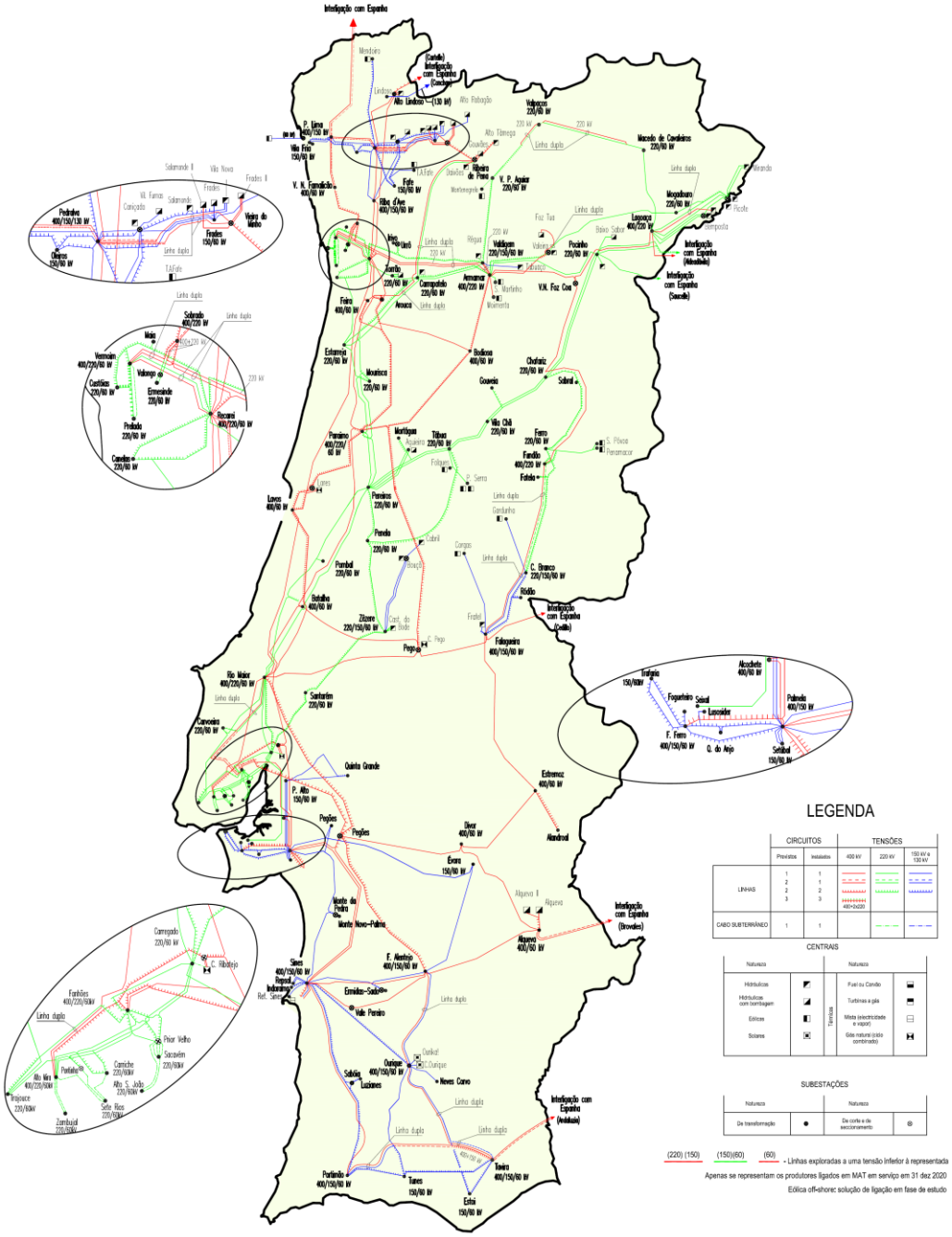
- ✓ Sobrecustos decorrentes da realização forçada e intempestiva, num quadro de resposta a emergência, do investimento aqui apresentado que se pretende realizar de forma programada e com previsibilidade, com vantagem na obtenção dos melhores preços de mercado.

Destaca-se ainda o benefício adicional decorrente do maior controlo e evicção da degradação de alguns indicadores de continuidade e qualidade de serviço, nomeadamente os que se relacionam com as cavas de tensão, as quais, tal como sucede com os designados "microcortes", impactam significativamente nos atuais processos industriais e dos demais do tecido económico que utilizam tecnologias muito sensíveis às flutuações das tensões da rede.

A adaptação das infraestruturas às alterações climáticas é já considerada nos projetos de novas infraestruturas que visam adequar a sua funcionalidade aos fatores de risco e torná-las menos vulneráveis a fenómenos atmosféricos extremos como os ocorridos nos últimos anos em Portugal continental. Para além desta abordagem, que também se pretende observar nas iniciativas de remodelação e modernização de ativos, foram identificados projetos específicos que visam tornar algumas das linhas aéreas em serviço menos vulneráveis a fenómenos atmosféricos extremos, como por exemplo a precipitação com formação de gelo ("manga de gelo") que podem ocorrer em determinadas zonas do território continental.

As linhas da RNT contribuem também de forma efetiva no combate a incêndios florestais, integrando a rede secundária de defesa da floresta contra incêndios, para a qual o projeto apresentado de gestão integrada da vegetação desempenha um papel importante — este projeto não realiza intervenções diretas nas infraestruturas, mas objetiva a criação de condições de redução da vulnerabilidade das mesmas, face, por exemplo, a incêndios e a ventos fortes. A este respeito, refira-se que as atividades de reconversão do solo sobrepassado pelos circuitos, na faixa de servidão, permitem substituir de forma planeada e estratégica espécies de rápido crescimento por espécies autóctones, criando corredores de biodiversidade de fins múltiplos, aumentando a segurança das infraestruturas, a resiliência das infraestruturas e dos territórios face a incêndios florestais e valorização dos ecossistemas endógenos.

Figura-9
Mapa da rede em 2031 considerando os Projetos Base



PROJETOS COMPLEMENTARES

O grupo dos Projetos Complementares incorpora projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, em particular os de política energética (nomeadamente ao encontro das metas definidas em sede de RMSA-E 2020 e PNEC 2030) e de promoção da sustentabilidade socio-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.

A efetiva realização destes projetos está assim entendida nesta proposta de PDIRT como condicionada, caso a caso, à solicitação formal da sua concretização por parte da DGEG, ERSE e outros *stakeholders* externos, bem como à confirmação pelo Concedente quanto à sua efetiva realização e data-objetivo a ser tida em conta.

Neste contexto, a presente proposta de PDIRT não atribui a estes projetos uma data específica para a sua efetiva entrada em exploração, uma vez que essa data-objetivo não depende exclusivamente do ORT, admitindo antes, intervalos temporais dentro dos quais eventualmente a realização desses projetos poderá vir a ter lugar, condicionada à decisão do Concedente.

Relativamente ao conjunto dos Projetos Complementares, para além de projetos cuja natureza está associada ao enquadramento socio-ambiental de infraestruturas da RNT em determinadas zonas de elevada densidade populacional e de especial proteção patrimonial, outros projetos visam ir ao encontro das metas de FER até 2030 que estão apontadas em sede de RMSA-E 2020 e PNEC 2030, em particular as relativas ao aproveitamento do potencial eólico.

Ter-se-á ainda presente, cf. referido *supra* e aqui reiterado, a necessidade de prever o período necessário desde a tomada de decisão até à concretização no terreno dessas infraestruturas, período esse que deve considerar o tempo necessário para a realização de todas as atividades para o efeito, desde os estudos de detalhe, autorizações administrativas, aprovisionamento, construção e comissionamento. Note-se, por exemplo, que uma DFI de uma dessas infraestruturas adiadas para edições futuras de Plano poderá comprometer a respetiva concretização em datas desejadas anteriores a 2028.

INVESTIMENTO 2022-2031

No quadro que se segue, apresentam-se os valores correspondentes às transferências para exploração de cada um dos Projetos Complementares, no caso da sua realização.

QUADRO - 4

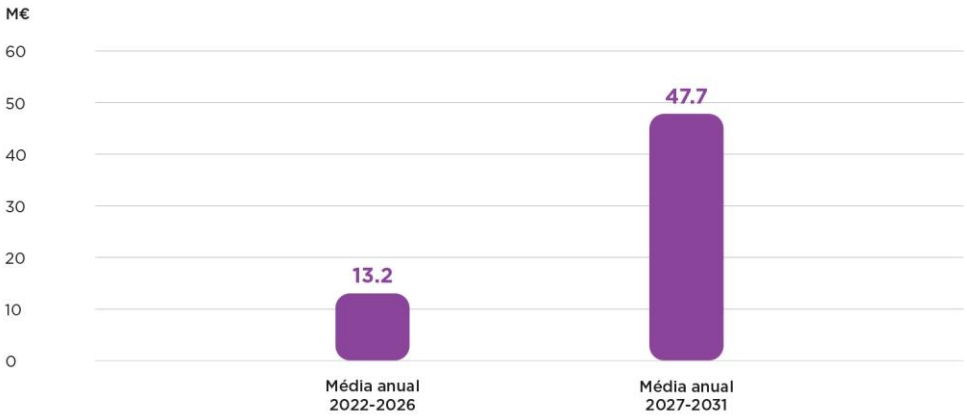
Transferências para exploração e classificação por indutores dos Projetos Complementares

Projeto Complementar	Datas indicativas	Montante de investimento [M€] CDE	Indutor de desenvolvimento			
			Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	2025-2026	10,0	X		X	
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1	2025-2027	36,5				X
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2	2026	3,8				X
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 2	2026-2027	15,9			X	
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo	2026-2028	17,8			X	
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2027-2028	2,9			X	
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2027-2029	25,8			X	
Nova linha 400 kV Pedralva – Sobrado	2028-2030	26,4	X		X	
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2028-2030	10,3				X
Criação do injetor Pegões	2029-2030	5,7		X		
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 3	2029-2030	51,3			X	
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2029-2031	12,0				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2		22,1				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3		18,7				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2029-2031	16,2				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2		14,6				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3		14,6				X

No período 2022-2026 (primeiro quinquénio do PDIRT), o volume de Transferências para Exploração médias anuais representa um montante da ordem dos 13,2 M€. Já no período 2027-2031 (segundo quinquénio do PDIRT), os valores médios anuais de Transferências para Exploração, podem ascender a 47,7 M€.

Figura - 10

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2022-2026 e 2027-2031 (valores anuais médios)[11]



INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PREVISTO PARA OS PROJETOS COMPLEMENTARES NO 1º QUINQUÉNIO

13 M€

48 M€

INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PREVISTO PARA OS PROJETOS COMPLEMENTARES NO 2º QUINQUÉNIO

IMPACTO TARIFÁRIO

No quadro seguinte, encontra-se apresentada a estimativa do impacto tarifário de cada Projeto Complementar para os primeiros cinco anos em serviço. Foram consideradas as comparticipações ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, de 23 de abril, que aprova os parâmetros relativos às ligações às redes.

[11] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

QUADRO - 5

Impacto dos Projetos Complementares nos preços médios da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento				Custo unitário por energia consumida (Impacte no preço médio do acesso às redes e no preço médio do setor elétrico) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	X		X		0,006	0,012	0,011	0,011	0,011
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1				X	0,043	0,079	0,078	0,076	0,074
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2				X	0,004	0,008	0,008	0,008	0,008
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 2			X		0,017	0,032	0,031	0,031	0,030
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo			X		0,017	0,031	0,030	0,029	0,029
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT			X		0,002	0,004	0,004	0,004	0,004
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça			X		0,026	0,048	0,047	0,046	0,045
Nova linha 400 kV Pedralva – Sobrado	X		X		0,030	0,055	0,054	0,053	0,052
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro				X	0,012	0,022	0,022	0,021	0,021
Criação do injetor Pegões		X			0,007	0,013	0,013	0,012	0,012
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 3			X		0,052	0,097	0,095	0,093	0,091
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1				X	0,014	0,026	0,026	0,025	0,024
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2				X	0,026	0,048	0,047	0,046	0,045
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3				X	0,022	0,034	0,034	0,033	0,033
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1				X	0,019	0,035	0,034	0,033	0,033
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2				X	0,017	0,032	0,031	0,030	0,030
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3				X	0,017	0,027	0,026	0,026	0,025

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

Apresenta-se no Quadro seguinte uma análise global dos benefícios esperados com a execução dos Projetos Complementares constantes nesta proposta de PDIRT. São também aqui considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente e apresentados para os horizontes 2026 e 2031. É possível observar os benefícios globais decorrentes dos Projetos Complementares, assim como o valor global de cada atributo.

Quadro - 6

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2026	2031
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[13,6; 29,3]	[58; 117,9]
Redução das perdas de energia (GWh/ano | M€/ano)	0,4 | 0,01	46,1 | 0,92
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "*full-time equivalent*" (n)	224	5 316
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	694	2 587
Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	82	338
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	3,02	7,84
Valorização de especies autóctones (n)	42 200	109 600
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km^2)		10 622
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)		403,4
Investimento (líquido de comparticipações)[a] (M€)	10	237,4
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)	67	174

Para além dos benefícios monetizados, destaca-se os relativos à redução das emissões de CO_2 e à redução da ocupação superficial linear de infraestruturas aéreas em zonas sensíveis, contribuindo para a descarbonização da economia e valorização do meio socio-ambiental.

Tal como acontece com as existentes, as novas linhas da RNT contribuem de forma efetiva no combate a incêndios florestais, integrando a rede secundária de defesa da floresta contra incêndios. A este respeito, refira-se que as atividades de reconversão do solo sobrepassado pelos novos circuitos, na faixa de servidão, permitem substituir de forma planeada e estratégica espécies de rápido crescimento por espécies autóctones, criando corredores de biodiversidade de fins múltiplos, aumentando a segurança das infraestruturas, a resiliência dos territórios face a incêndios florestais e valorização dos ecossistemas endógenos.

A RNT no Contexto Europeu e os Projetos de Interesse Comum

Os projetos apresentados neste Plano encontram-se articulados com o plano decenal europeu, que tem por base as orientações europeias de política energética e que pretendem dar resposta aos principais pilares de orientação estratégica, confirmados e ampliados no Conselho Europeu de outubro de 2014. Enquanto membro da ENTSO-E, a REN participa na elaboração do plano decenal europeu (TYNDP) e tem promovido a candidatura de alguns dos projetos de desenvolvimento da RNT à atribuição do estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC), ao abrigo do Regulamento (UE) N.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril.

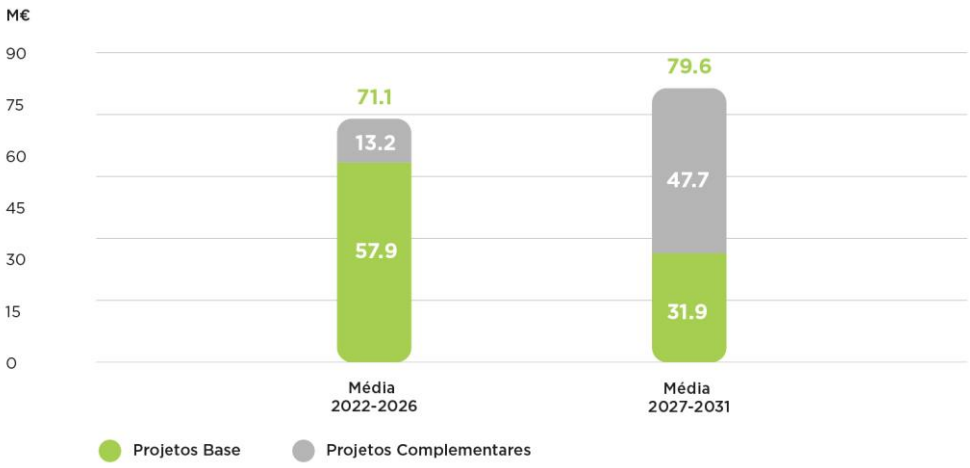
Do conjunto de projetos apresentado nesta proposta de PDIRT 2022-2031, adquiriu o estatuto de PIC o projeto da RNT PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado, confirmado na 4.ª lista de PIC da União, aprovada em outubro de 2019 e publicada em março de 2020 (Regulamento Delegado (UE) 2020/389).

INVESTIMENTO 2022-2031 CONSIDERANDO O CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E OS PROJETOS COMPLEMENTARES

Num cenário de conjugação dos Projetos Base e Projetos Complementares, verifica-se que, no período 2022-2026, o valor médio das transferências anuais para exploração pode representar um montante da ordem dos 71 M€ a CDE. No mesmo pressuposto de conjugação dos Projetos Base e Projetos Complementares, no segundo quinquénio, período 2027-2031, o valor médio das transferências anuais para exploração pode ascender a 80 M€.

Figura - 11

Projetos Base e Complementares – Transferências para Exploração no período 2022-2026 e 2027-2031 (valores anuais médios)[12]



INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PARA PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2022-2026

71 M€ média anual

80 M€ média anual

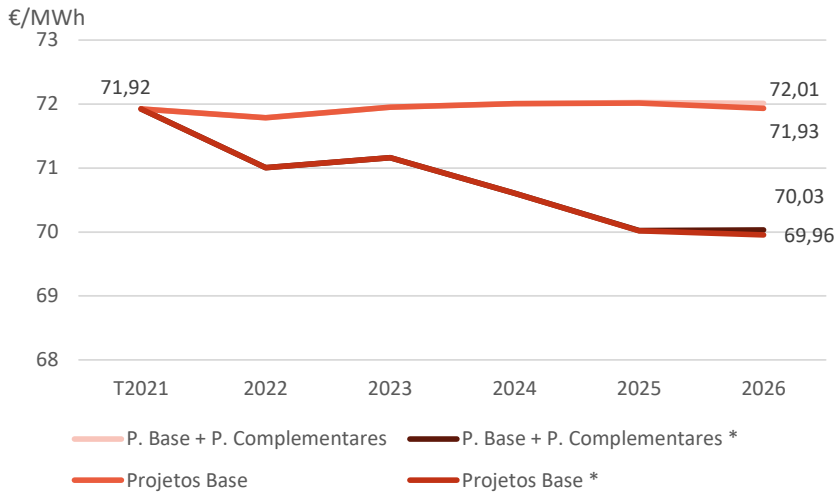
INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PARA PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2027-2031

Apresenta-se de seguida, na Figura 12, o impacto no preço médio das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN, com a realização dos Projetos Base e Projetos Complementares.

[12] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

FIGURA - 12

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio das tarifas de acesso às redes



*Inclui os benefícios para o SEN dos Leilões de Solar de 2019 e 2020

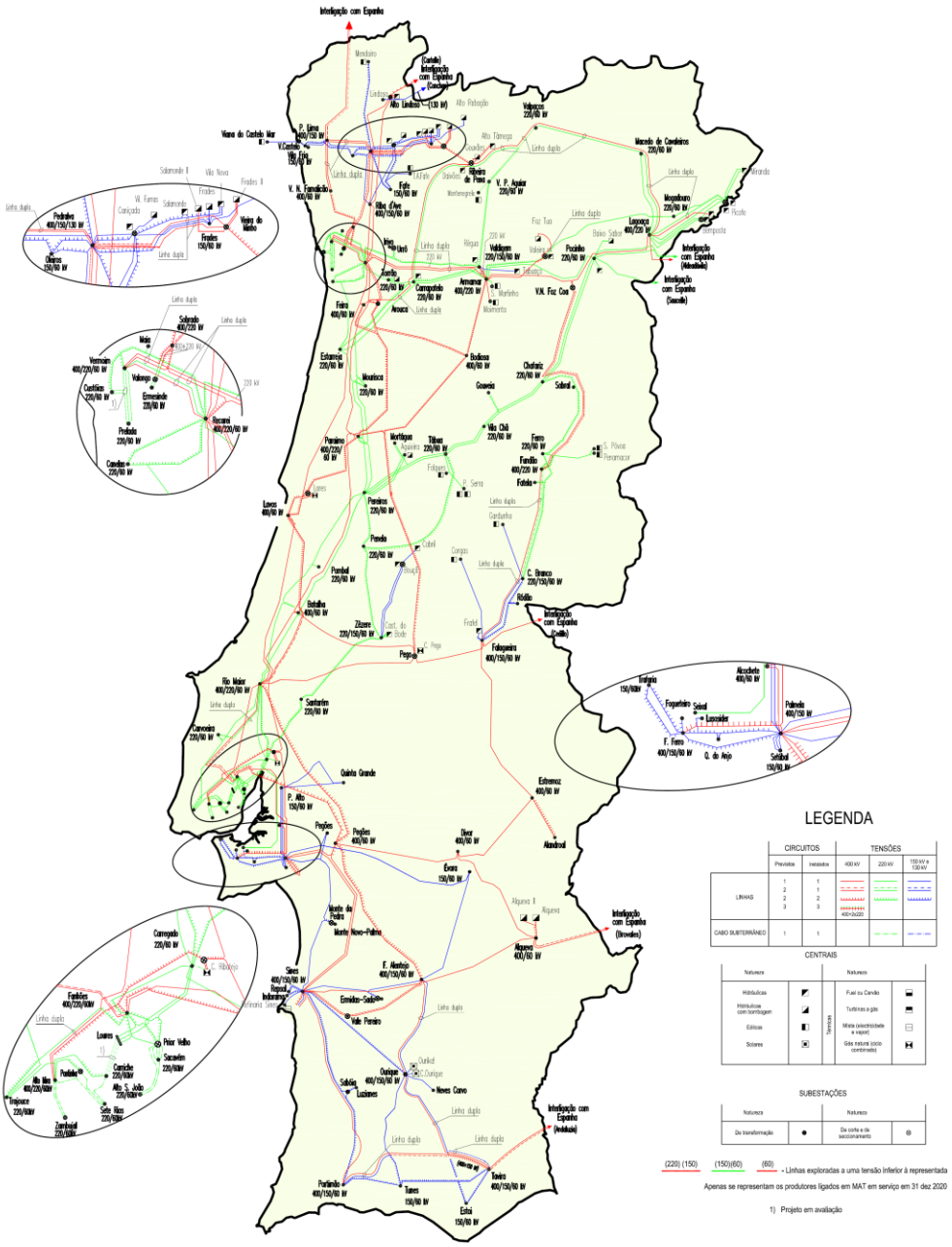
Pode-se concluir que, em relação ao preço médio das tarifas de acesso às redes, a realização da totalidade dos projetos apresentados neste PDIRT apresenta, entre 2021 e 2026, uma taxa de variação média anual de 0,025%, a que corresponde um acréscimo do preço médio em cerca de 0,09 €/MWh relativamente ao valor previsto para as tarifas de 2021.

De forma semelhante ao que se calculou para os Projetos Base, a este impacto parcial, acresce considerar, para além do custo dos projetos e das comparticipações nas redes, o contributo para o SEN dos Leilões de Solar, que os projetos da RNT permitem, estimando-se uma redução do preço médio das tarifas de acesso às redes de 1,89 €/MWh, ao que corresponde um decréscimo médio anual de 0,53%.

Relativamente ao impacte nos proveitos unitários médios da atividade de transporte1, estima-se um aumento de cerca de 0,08 €/MWh em 2026. Regista-se a este respeito a redução da base de ativos regulada, decorrente do maior nível acumulado de amortizações face ao valor acumulado das transferências para exploração no período em análise.

Figura - 13

Mapa da rede em 2031 – Projetos Base e Complementares



ÍNDICE

APRESENTAÇÃO III

SUMÁRIO EXECUTIVO I

ÍNDICE II

SIGLAS V

1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO 1

1.1. A REDE DE TRANSPORTE 3
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR 5
1.3. ARTICULAÇÃO E COORDENAÇÃO DO PDIRT 9
1.4. OBJETIVOS DE PLANEAMENTO 10
1.5. O PLANEAMENTO DA RNT NO CONTEXTO EUROPEU 12
1.5.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE 12
1.5.2. PROJETOS DE INTERESSE COMUM 15
1.5.3. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS 16
1.5.4. ASSISTÊNCIA FINANCEIRA PARA PROJETOS DE INTERESSE COMUM 16
1.6. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DECONTEÚDO 18
1.7. CONTEÚDO DO PDIRT 22
1.8. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL 25

2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE DE TRANSPORTE 27

2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES 29
2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS 31
2.2.1. CONSUMO 31
2.2.2. PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS 34
2.2.3. PONTA SÍNCRONA DE CARGA DO SEN E PONTA DA RNT 37
2.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT 39
2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO 41
2.5. INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO 45
2.6. UTILIZAÇÃO DAS REATÂNCIAS SHUNT 48
2.7. EVOLUÇÃO DAS PERDAS 49
2.8. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL 50

3. PRESSUPOSTOS DO PLANO 53

3.1. ENQUADRAMENTO 55
3.2. ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT 56
3.3. CELEBRAÇÃO DE ACORDOS ENTRE ORT E PROMOTORES DE NOVOS CENTROS ELETROPRODUTORES 58
3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA 60
3.4.1. ENQUADRAMENTO 60
3.4.2. METODOLOGIAS E EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DAS PONTAS 60
3.5. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA 64
3.5.1. PREVISÃO DA PONTA SÍNCRONA DE CARGA 64
3.5.2. PREVISÃO DE CARGAS POR PONTO DE ENTREGA (PDE) 68
3.6. FLEXIBILIDADE DA PROCURA 72
3.6.1. '*DEMAND SIDE RESPONSE*' 72
3.6.2. INTERRUPTIBILIDADE 74
3.7. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA 76
3.8. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT 80

4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO 83

4.1. ENQUADRAMENTO 85
4.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE 87
4.2.1. PANORÂMICA GERAL DO INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE 87
4.2.2. DETALHE DAS TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO (2022-2026) 90
4.2.3. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO 96
4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT 98
4.3.1. ENQUADRAMENTO À GESTÃO DE ATIVOS 98
4.3.2. METODOLOGIA PARA PLANEAMENTO DO INVESTIMENTO 102
4.3.3. PLANO DE REMODELAÇÃO DE ATIVOS 104
4.4. COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO 115
4.4.1. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS 115
4.4.2. TRANSFORMADORES MAT/AT E PAINÉIS AT PARA APOIO AOS CONSUMOS 116

4.4.3. COORDENAÇÃO ENTRE O ORT E O ORD 119
4.4.4. COMPENSAÇÃO DE REATIVA 120
4.5. CAPACITAÇÃO DA RNT PARA FAZER FACE À LIGAÇÃO DE MÚLTIPLAS UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO NA RND COM POTÊNCIA ATRIBUÍDA 122
4.6. RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS 125
4.7. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA 129
4.7.1. RTS 129
4.7.2. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE 132
4.7.3. REABILITAÇÃO E ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR DE EDIFÍCIOS ADMINISTRATIVOS 133

5. PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO 135

5.1. ENQUADRAMENTO 137
5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES 140
5.2.1. MONTANTES INDIVIDUAIS DOS PROJETOS 140
5.2.2. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO 143
5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES 144
5.4. ENERGIAS RENOVÁVEIS DE ORIGEM OU LOCALIZAÇÃO OCEÂNICA 151
5.5. APOIO A CONSUMOS 155

6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT 157

6.1. INVESTIMENTO DO CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES 159
6.2. IMPACTO TARIFÁRIO 160
6.2.1. ENQUADRAMENTO 160
6.2.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE 161
6.2.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES 163
6.2.4. IMPACTO TARIFÁRIO CONSIDERANDO OS PROJETOS BASE MAIS OS PROJETOS COMPLEMENTARES 165
6.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO 170
6.3.1. APLICAÇÃO AOS PROJETOS BASE 170
6.3.2. APLICAÇÃO AOS PROJETOS COMPLEMENTARES 187
6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES 195
6.4.1. PROJETOS BASE 195
6.4.2. PROJETOS COMPLEMENTARES 199
6.5. PERDAS NA RNT 201
6.6. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO 202
6.7. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO 204
6.7.1. ENQUADRAMENTO 204
6.7.2. CARACTERIZAÇÃO DOS PEDIDOS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO À REDE 205
6.7.3. CAPACIDADE DE RECEÇÃO NO CURTO PRAZO 207
6.7.4. CAPACIDADES DE RECEÇÃO PARA O MÉDIO/LONGO PRAZO 209
6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO 211
6.8.1. ENQUADRAMENTO 211
6.8.2. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO – PROJETOS BASE 211
6.9. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO 216
6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA 223
6.10.1. EVOLUÇÃO DA PROCURA 223
6.10.2. EVOLUÇÃO DA OFERTA 224
6.11. SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA 225
6.11.1. PRINCÍPIOS GERAIS 225

Em 2019/2020, foi realizado um estudo de estabilidade estática que teve como objetivo a avaliação e revisão do ajuste dos parâmetros dos estabilizadores de potência (PSS – Power System Stabilizers) de centrais elétricas portuguesas que possuam essa função instalada. Este estudo, coordenado com a Red Eléctrica de España (REE), foi realizado na sequência da verificação de perturbações europeias que salientaram a existência de novos problemas de estabilidade estática com a Europa Continental, envolvendo em particular centros produtores síncronos clássicos da Península Ibérica, os quais estiveram envolvidos em oscilações de potência mal amortecidas com a Europa Continental. **225**

6.11.2. NOVOS DESAFIOS PARA A SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO 226
6.11.3. EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES 227
6.12. AVALIAÇÃO AMBIENTAL 229

ANEXOS

Anexo 1 – Padrões de segurança para planeamento da RNT

Anexo 2 – RMSA-E 2020 | Cenários e Pressupostos; PNEC 2021-2030 | Objetivos de FER para 2030

Anexo 3 – Lista dos projetos de investimento

Anexo 4 – Propostas anteriores de PDIRT

Anexo 5 – Quadros de entradas em serviço de 2022 a 2031 e Mapa da RNT (Projetos Base)

Anexo 6 – Quadros de entradas em serviço de 2022 a 2031 e Mapa da RNT (Projetos Complementares)

Anexo 7 – Fichas dos Projetos Base

Anexo 8 – Fichas dos Projetos Complementares

Anexo 9 – Discriminação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares do PDIRT

Anexo 10 – Estudos e Metodologias

Anexo 11 – Ten Year Network Development Plan 2020

Anexo 12 – Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos Horizontes 2022, 2026 e 2031

Anexo 13 – Potência atribuída e capacidade para a ligação de nova geração

Anexo 14 – Mapas de trânsitos na RNT para o horizonte de 2031

Anexo 15 – Indicadores evolutivos dos equipamentos da rede

Anexo 16 – Evolução das correntes de defeito

Anexo 17 – Perspetiva de Inovação

Anexo 18 – Parecer de entidade externa relativo à proposta de PDIRT 2022-2031

SIGLAS

AA	Avaliação Ambiental
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ACER	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV)
CAPEX	*Capital Expenditure*
CDE	Custos Diretos Externos
CE	Comissão Europeia
CEF	*Connecting Europe Facility*
CEM	Campos Eletromagnéticos
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DSR	*Demand Side Response*
ENTSO-E	*European Network of Transmission System Operators for Electricity*
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FCD	Fatores Críticos para a Decisão
FER	Fontes de Energia Renovável
GGS	Gestão Global do Sistema
GS	Gestor do Sistema
ICP	Índice de Cobertura Probabilístico
IE	Indicador do Estado do Ativo
IP/MPLS	*Internet Protocol / Multi-Protocol Label Switching*
M€	Milhões de Euros
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110kV)
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV)
ORD	Operados da Rede de Distribuição
ORT	Operados da Rede de Transporte
PCH	Pequenas Centrais Hídricas
PIC	Projeto de Interesse Comum
PdE	Ponto de entrega
PDH	*Plesiochronous Digital Hierarchy*
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico
PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
QRE	Quadro de Referência Estratégico

RA	Relatório Ambiental
REE	Red Eléctrica de España, S.A. (TSO Espanhol)
RG CSW	*Continental South-West Regional Group*
RMSA	Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento
REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
REORT	Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte
Rev.	Centrais hidroelétricas reversíveis
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RRT	Regulamento da Rede de Transporte
RSLEAT	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RTS	Rede de Telecomunicações de Segurança
SAIDI	*System Average Interruption Duration Index*
SAIFI	*System Average Interruption Frequency Index*
SARI	*System Average Restoration Index*
SCADA	*Supervisory Control And Data Acquisition*
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TRC	Título de Reserva de Capacidade
TSO	*Transmission System Operator (Operador da Rede de Transporte)*
TYNDP	*Ten-Year Network Development Plan*



1

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

1.1. A REDE DE TRANSPORTE

Uma rede de transporte de energia elétrica constitui a base para a segurança de um sistema elétrico interligado, promovendo as condições para a cadeia de valor técnico-económico de produção, transmissão (transporte e distribuição) e consumo de energia. Incorpora necessariamente uma dimensão nacional, proporcionando as condições de balanço global, quer em regime estacionário, quer em regime dinâmico, incluindo a dimensão de produção-consumo realizada através de infraestruturas locais embebidas nas redes de distribuição.

A filosofia das redes de transporte, contrariamente ao que se passa numa grande maioria das redes de distribuição, assenta numa estrutura malhada, o que, se por um lado permite um dimensionamento mais eficiente (reduzindo o número de quilómetros de linhas e quantidades de outros equipamentos) e, por conseguinte, uma maior utilização das capacidades dos elementos constituintes das redes, por outro conduz a maiores variações e incerteza relativamente às distribuições dos fluxos nessas redes ao longo do tempo, muito dependentes do *mix* de produção em serviço em cada momento, quer os diretamente ligados à rede de transporte, quer os ligados às redes de distribuição, em conjunto com os montantes de carga a abastecer e os saldos de trocas internacionais. Por outro lado, uma rede malhada favorece também a definição e adoção de soluções de desenvolvimento que conjuguem uma resposta integrada e, quando necessário, simultânea a mais do que uma necessidade da rede.

O desenvolvimento de uma rede de transporte, em resposta a necessidades concretas, deve ter em consideração diversos fatores base, destacando-se de entre eles *A Segurança e Garantia de Abastecimento* — a continuidade do serviço deve ser garantida, mesmo em presença dos incidentes mais comuns (e.g., em acordo com a "regra de segurança n-1" regulamentar, segundo a qual a falha de um qualquer elemento da rede não deve conduzir a interrupções no fornecimento de energia).

Outro fator igualmente relevante, contribuindo de forma significativa para o cumprimento do objetivo anterior, passa por assegurar a receção e a transmissão da energia produzida pelas diversas centrais do sistema (estejam estas ligadas diretamente à rede de transporte ou às redes de distribuição), contribuindo deste modo para a disponibilização aos consumos da energia por eles requerida. Esta dimensão nacional deve também ter em consideração uma evolução crescente da produção de energia baseada em fontes renováveis, de acordo com objetivos e políticas energéticas estabelecidos, designadamente no quadro nacional, as metas consagradas no mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, o RMSA-E 2020, e no Plano Nacional Energia e Clima para o horizonte 2021-2030 (PNEC 2030).

Um terceiro fator impactante no desenvolvimento das redes de transporte, igualmente importante, tem que ver com objetivos traçados a nível supranacional, no caso português a nível europeu, no sentido de um progressivo reforço da interligação entre as redes de diferentes regiões, concorrendo assim para uma maior integração dos mercados (maior facilidade de acesso a energia disponibilizada por centros eletroprodutores localizados noutras 'geografias') e apoio mútuo, por exemplo, em caso de incidentes.

A rede de transporte de energia elétrica em Portugal continental, Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT), compreende as redes que integram a concessão da RNT, as interligações e as instalações para a operação da rede de transporte e para a gestão técnica global do SEN (cf. o artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, na sua atual redação).

As necessidades de modernização e desenvolvimento da RNT são estudadas e apresentadas pela REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), operador da RNT (ORT), observando os factores atrás descritos, tendo igualmente em atenção o cumprimento das obrigações decorrentes das Bases da concessão da RNT, cf. Anexo III do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, e dos demais deveres e incumbências consagrados no contrato de concessão da *Atividade de Transporte de Eletricidade através da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT)*, na legislação e regulamentação específica aplicável à RNT e ao ORT.

1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

O planeamento da RNT está subordinado a um conjunto de regras e obrigações vertidas na legislação para o setor elétrico, das quais, sem prejuízo da demais legislação em vigor, se destaca:

- ✓ As alterações legislativas introduzidas no quadro nacional que transpõem para a legislação portuguesa a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade, tendo como principais objetivos o aumento da concorrência, a existência de uma regulação eficaz e o incentivo ao investimento em benefício dos consumidores (no âmbito do chamado pacote "Energias Limpas para Todos os Europeus", a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, altera a Diretiva 2012/27/UE e revoga, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2021, a Diretiva n.º 2009/72/CE);

- ✓ O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações, estipulam que a REN, enquanto Operador da Rede de Transporte deve assegurar o planeamento da RNT e até ao final do primeiro trimestre de cada ano ímpar apresentar à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade;

- ✓ O artigo 35.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, relativo à Gestão técnica global do SEN, refere no seu n.º 2 que "a gestão técnica global do SEN é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema de eletricidade e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, no curto, médio e longo prazo, mediante, nomeadamente, o exercício" do "Planeamento da RNT, designadamente no que respeita 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 da política energética nacional, e, em particular, através da preparação dos PDIRT da eletricidade" (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte);

- ✓ No n.º 5 do seu artigo 36.º, o Decreto-Lei n.º 172/2006 refere que, no processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração os seguintes elementos:

  a) A caracterização da RNT;
  b) O RMSA mais recente;
  c) Os padrões de segurança para planeamento da RNT (contidos no Regulamento da Rede de Transporte, V. Anexo 1) e demais exigências técnicas e

regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;

d) 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 alta tensão (AT) e média tensão (MT) e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores.

Refira-se que, em complemento ao Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi dada pelo Decreto–Lei n.º 76/2019, os Despachos da DGEG n.º 41/2019, de 20 de setembro, n.º 43/2019, de 23 de outubro, e n.º 6/2020, de 17 de fevereiro, operacionalizam o procedimento de atribuição de capacidade de receção pela DGEG na rede elétrica de serviço público (RESP) resultante de pedidos de ligação de Unidades de Pequena Produção (UPP) até 1 MW.

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, veio estabelecer o regime jurídico aplicável aos pedidos de ligação de autoconsumo de energia renovável, incluindo o autoconsumo com injeção na RESP, bem como às comunidades de energia renovável. O Despacho DGEG n.º 46/2019, de 30 de dezembro, veio operacionalizar o procedimento de registo prévio pela DGEG e atribuição de certificado de exploração.

O Decreto-Lei n.º 172/2006, prevê ainda no n.º 6 do seu artigo 36.º que o operador da RNT deve incluir no PDIRT o seguinte:

a) A identificação dos principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede, especificando as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguinte, os investimentos que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, indicando ainda o calendário dos projetos de investimento;

b) Os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais;

c) As obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;

d) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;

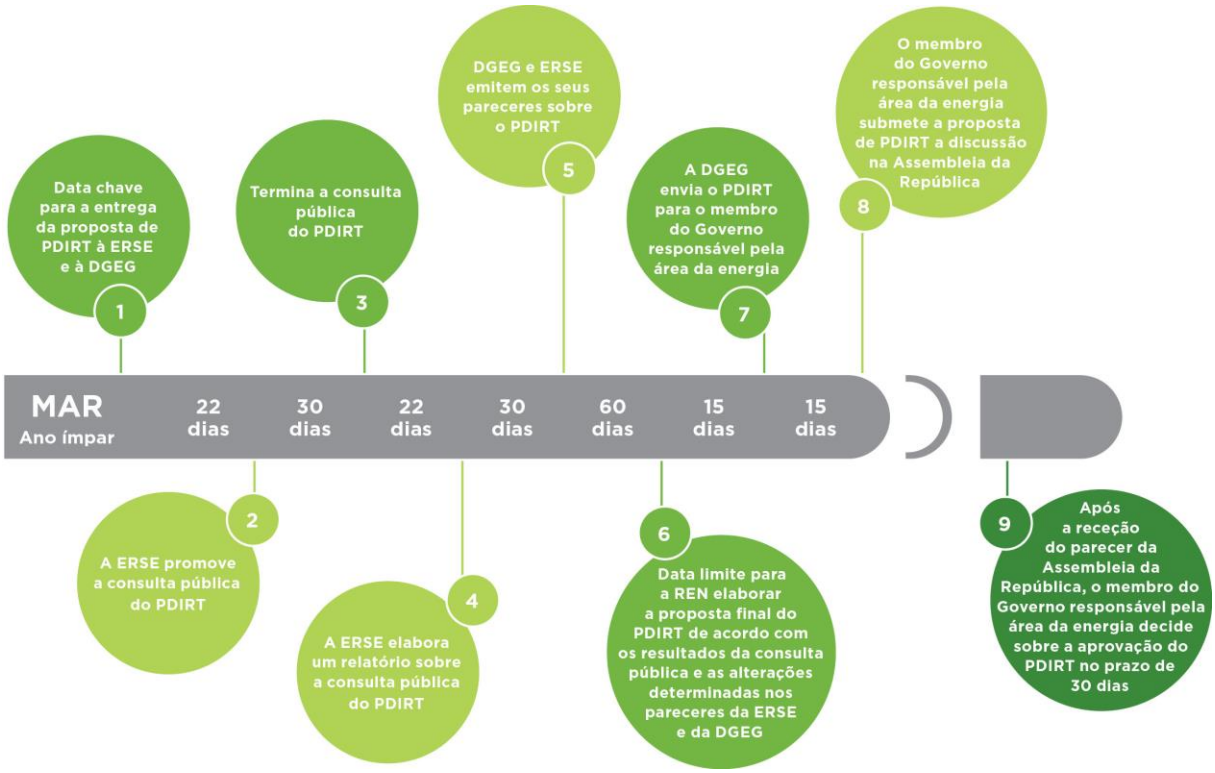
e) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos relacionados com a instalação de linhas internas que afetem materialmente as interligações.

Ainda de acordo com a legislação (n.º 6 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho), do ponto de vista da sua tramitação, ver Figura 1-1, a proposta do PDIRT é apresentada à DGEG e à ERSE até ao final do primeiro trimestre dos anos ímpares. A ERSE, no prazo de 22 dias, promove a consulta pública da proposta de PDIRT, com duração de 30 dias, findos os quais, no prazo de 22 dias, a ERSE elabora o relatório da consulta pública que é levado ao conhecimento da DGEG e operador da RNT. Recebido

o relatório da consulta pública, DGEG e ERSE têm 30 dias para emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNT o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNT dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRT que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos. Recebida a proposta final do PDIRT a DGEG, no prazo de 15 dias, envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo este de 15 dias para submeter a proposta de PDIRT a discussão na Assembleia da República. Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRT, no prazo de 30 dias.

FIGURA 1-1

Procedimento de elaboração do PDIRT



O Anexo III do Decreto-Lei n.º 172/2006 contém as bases da *concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade* (Concessão), definindo o objeto da Concessão: "a concessão tem por objeto o estabelecimento e a exploração da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em regime de serviço público e em exclusivo". No objeto da concessão está incluído, nomeadamente, o planeamento, construção, exploração e manutenção de todas as infraestruturas que integram a RNT e das interligações às redes a que esteja ligada e, bem assim, das instalações necessárias para a sua operação; a elaboração do PDIRT.

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS

Os códigos de rede europeus definem conjuntos de regras que se aplicam a um ou mais segmentos do setor da energia, a fim de facilitar a harmonização, integração e eficiência do Mercado Interno de Energia. A necessidade destes códigos foi identificada no decurso do desenvolvimento do Terceiro Pacote Energético, mais especificamente, do Regulamento (CE) n.º 714/2009, que define as áreas em que serão desenvolvidos códigos de rede e todo o processo para desenvolvê-los.

Encontra-se publicado e em vigor o conjunto de códigos de rede, abrangendo três áreas-chave do setor da energia elétrica da União Europeia (UE):

- ✓ Códigos de ligação: "Código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede" (Regulamento (UE) 2016/631), "Código de rede relativo à ligação do consumo" (Regulamento (UE) 2016/1388) e "Código de rede relativo a requisitos de ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão e de módulos de parque gerador ligados em corrente contínua" (Regulamento (UE) 2016/1447;
- ✓ Códigos de operação: "Orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade" (Regulamento (UE) 2017/1485) e "Código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade" (Regulamento (UE) 2017/2196);
- ✓ Códigos de mercado: "Orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos" (Regulamento (UE) 2015/1222), "Orientações sobre a atribuição de capacidade a prazo" (Regulamento (UE) 2016/1719) e "Orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico" (Regulamento (UE) 2017/2195).

A implementação nacional e monitorização da implementação destes códigos em cada Estado-Membro, no âmbito deste importante processo do setor da eletricidade, tem representado um desafio muito exigente, com impacto na atividade do ORT no horizonte temporal a que se refere o PDIRT, uma vez que requereu a tomada de uma série de medidas que contribuem para a plena implementação nos respetivos Estados-Membros.

Entre estas medidas, incluem-se a fundamentação de decisões nacionais, alteração de legislação e aplicação de novas metodologias, nas três áreas de ação dos códigos. Todo o trabalho de implementação dos códigos envolveu a participação de representantes dos Estados-Membros, entidades reguladoras, operadores de redes de distribuição e operadores de redes de transporte, juntamente com os principais *stakeholders*.

Tendo em conta as características do *mix* energético português atual e futuro, fortemente suportado em fontes de energia renovável (FER), sublinha-se a importância e abrangência dos requisitos técnicos introduzidos pelo "Código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede", para facilitar o nível de integração de FER em Portugal e para assegurar a manutenção da segurança e resiliência do sistema elétrico.

Os códigos de ligação estabelecem as capacidades técnicas que as instalações de utilizadores da rede deverão ter disponíveis, mas não regulamentam o uso dessas capacidades técnicas. Assim, aspetos como a definição de metodologias para o cálculo e gestão de capacidades de rede, embora também importantes para a integração de renováveis, constituem níveis de decisão suplementares que se encontram fora do âmbito da implementação nacional destes códigos.

1.3. ARTICULAÇÃO E COORDENAÇÃO DO PDIRT

Neste enquadramento, o presente PDIRT apresenta soluções para as orientações de política energética enunciadas pelo Estado Português e para outras necessidades entretanto já partilhadas por outros *stakeholders*, nomeadamente aqueles cujas instalações se interligam fisicamente com a RNT.

A estratégia de desenvolvimento da RNT encontra-se coordenada com a concessionária da rede de distribuição, bem como com os operadores das redes elétricas de sistemas vizinhos, pelo que a presente proposta de PDIRT 2022-2031 incorpora projetos que permitem dar resposta ao planeamento coordenado, tanto no âmbito da articulação na fronteira de ligação Transporte/Distribuição, como no campo de ação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Este Plano tem também em consideração as orientações dispostas ao nível da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (REORT), nomeadamente no plano decenal de desenvolvimento da rede à escala comunitária — "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP).

Esta coordenação é essencial para a identificação das melhores soluções e respetivos calendários de implementação, bem como para a racionalidade técnico-económica das decisões envolvendo as diferentes entidades, viabilizando o cumprimento das missões e objetivos alocados aos diferentes atores do sistema elétrico, numa envolvente balizada pelos requisitos de segurança para a garantia de abastecimento e pelo alinhamento com as políticas energéticas superiormente definidas.

1.4. OBJETIVOS DE PLANEAMENTO

O edifício legislativo e regulamentar que orienta a elaboração do PDIRT e o seu amplo e diverso âmbito de fonte de informação, de restrições, de condições técnicas e económicas, de objetivos, de interesses e de obrigações, torna o processo num desafio que tem vindo a registar uma evolução no sentido de tornar mais claro aos diversos *stakeholders*, todo o enquadramento e motivações associados aos diversos projetos apresentados no PDIRT e correspondentes procedimentos decisionais.

Assim, há a distinguir, desde logo, os projetos cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que o ORT faz sobre os ativos da RNT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, de outros que resultam da necessidade de criação das condições de rede requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas de Plano o ORT deve ter em consideração, cf. referidos *supra*, enunciados no Decreto-Lei n.º 172/2006.

Neste contexto, tendo em consideração o atrás exposto, na elaboração da proposta de PDIRT 2018-2027 o ORT introduziu uma distinção metodológica, quanto à forma de apresentação dos projetos. Esse modelo, descrito nos parágrafos seguintes, mantém-se na atual proposta de PDIRT 2022-2031.

No referido modelo, distingue-se de forma mais visível o conjunto dos projetos que dependem da exclusiva iniciativa do ORT, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede, e ainda aqueles que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, incluindo-se nestes os projetos considerados no Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição (PDIRD). Estes projetos integram os designados **Projetos Base**.

Um segundo conjunto de projetos, designados por **Projetos Complementares**, integra os de expansão ou reformulação da RNT que são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética 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.

A acentuada dependência da efetiva realização dos Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar, conduziu à sua diferenciação. Embora existam soluções e capacidade para a concretização destes projetos, a sua efetiva concretização e respetiva calendarização depende da decisão final do Concedente. Tendo presente esta incerteza e sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos trabalhos não foram iniciados, deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos (ou quatro, caso

incluam linhas aéreas ou ainda cuja complexidade e disponibilidade de mercado o aconselhem), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

Estes dois conjuntos de projetos, o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares, serão aprofundados em maior detalhe mais adiante neste documento, nomeadamente nos capítulos 4. e 5., respetivamente.

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções de rede que apresenta, o operador da RNT procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções que otimizem os custos de investimento e a ocupação territorial, sem perder de vista uma evolução estratégica de mais longo prazo.

Cabe ainda salientar que os traçados de futuras novas linhas e localizações de novas subestações que figuram no texto e anexos deste Plano, com particular destaque para potenciais reforços de longo prazo, são meramente indicativos, na medida em que se desconhecem as suas localizações exatas no terreno. Este grau de detalhe apenas poderá ser definido numa fase posterior, no âmbito dos estudos de impacto ambiental e dos processos de avaliação ambiental específicos tendo em vista os respetivos licenciamentos.

1.5. O PLANEAMENTO DA RNT NO CONTEXTO EUROPEU

1.5.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 714/2009, de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de eletricidade a nível europeu, passou a ser assegurada pela "European Network of Transmission System Operators for Electricity"[1] (ENTSO-E), da qual a REN é associada. Ainda de acordo com o mesmo regulamento, esta associação é responsável por elaborar, a cada dois anos, o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede de transporte de eletricidade à escala Europeia, o "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP). A última edição deste plano foi publicada pela ENTSO-E em fevereiro de 2021, o "TYNDP 2020"[2], tendo o mesmo sido enviado pela ENTSO-E à "Agency for the Cooperation of Energy Regulators" (ACER), a qual deverá emitir o seu parecer, seguindo-se a revisão do documento para posterior publicação da versão final. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas e que suportaram a sua elaboração, em particular a de "Cost Benefit Analysis" dos projetos nele contidos, foram sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais *stakeholders*, fatores estes que permitiram a introdução de um conjunto alargado de melhorias relativamente a anteriores edições do TYNDP.

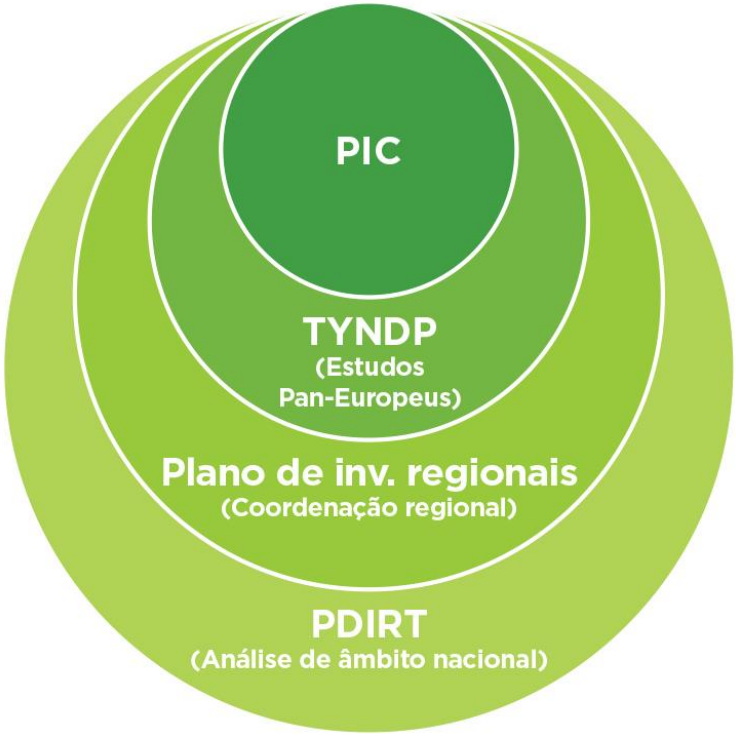
A elaboração do TYNDP tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor da eletricidade, assegurar a segurança de abastecimento, a descarbonização da economia e a implementação de um mercado europeu de eletricidade.

Do ponto de vista operacional e organizativo, no seu comité de planeamento e desenvolvimento das redes, a ENTSO-E encontra-se dividida em seis grupos regionais, os quais validam os estudos técnicos que suportam as conclusões e a elaboração do TYNDP, identificando as necessidades de rede em cada região e nas ligações das diversas regiões entre si, e validando os projetos a incluir neste plano.

[1] Designada na legislação portuguesa por "rede europeia dos operadores das redes de transporte".
[2] http://tyndp.entsoe.eu/

Figura 1-2

O PDIRT no contexto europeu



Os projetos incluídos no TYNDP devem ser projetos considerados com interesse de caráter Europeu. Adicionalmente poderão também ser incluídos projetos de caráter regional (caso sejam assim reconhecidos no seio dos grupos regionais) que são publicados nos "*Regional Investment Plans*"[3] que fazem parte do 'pacote' TYNDP. A REN está integrada no grupo regional *Continental South West* (RG CSW), juntamente com as suas congéneres espanhola, a Red Eléctrica de España (REE) e francesa, a Reseaux de transport d'électricité (RTE). Os principais resultados dos estudos técnicos desenvolvidos neste grupo regional, no âmbito do TYNDP 2020, encontram-se publicados no "*Regional Investment Plan 2020 - Continental South West*"[4].

ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRT 2022-2031 E O TYNDP 2020

A proposta de PDIRT 2022-2031, nomeadamente por imperativo na alínea d) do ponto 6 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, deve contemplar as medidas de articulação necessárias ao cumprimento dos compromissos assumidos "no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia" (TYNDP).

Conforme referido, o TYNDP 2020 identifica as principais necessidades de expansão da rede europeia num horizonte de muito longo prazo (2030-2040), com base em diferentes cenários de evolução da procura e da oferta existentes à data da sua preparação. No caso específico de

[3] https://tyndp.entsoe.eu/system-needs
[4] https://tyndp.entsoe.eu/documents/

Portugal, os cenários de evolução da procura e da oferta basearam-se no RMSA em vigor à data de preparação dos cenários para o TYNDP 2020, o RMSA-E 2018, e na proposta inicial do PNEC 2030, de 7 de maio de 2019. Para além dos cenários nacionais, fornecidos pelos ORT, foram também utilizados outros cenários desenvolvidos centralmente pela ENTSO-E.

Os projetos da RNT incluídos no TYNDP 2020 encontram-se agrupados numa lógica de *cluster* (grupo) de investimentos que concorrem para um objetivo comum.

Informação adicional sobre a descrição dos *clusters* e resultados da análise custo-benefício efetuada (segundo metodologia multicritério/custo-benefício desenvolvida pela ENTSO-E em colaboração com a ACER e aprovada pela Comissão Europeia), pode ser consultada com maior detalhe no relatório do TYNDP 2020, disponível no site da ENTSO-E[5].

Do conjunto de projetos apresentado na presente proposta de PDIRT 2022-2031, faz parte do TYNDP 2020 a linha a 400 kV Pedralva - Sobrado, incluída neste TYNDP sob a refª. 1 - "RES in north of Portugal".

Sobre o TYNDP 2020 e com particular enfoque os projetos da RNT incluídos no TYNDP, está disponível informação mais detalhada no Anexo 11 desta proposta de PDIRT.

[5] https://tyndp.entsoe.eu/documents/; https://tyndp2020-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets

1.5.2. Projetos de Interesse Comum

O Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril, estabelece as orientações para o desenvolvimento de corredores físicos prioritários e de outras áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa, bem como define critérios gerais para a identificação dos projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia (UE), designados por "Projetos de Interesse Comum" (PIC). Os principais objetivos deste regulamento são:

- ✓ Determinar os procedimentos necessários à seleção dos PIC;
- ✓ Facilitar a execução atempada dos PIC, definindo para isso novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- ✓ Determinar as condições de elegibilidade dos PIC para assistência financeira da UE ao abrigo do "*Connecting Europe Facility*" (CEF).

O processo de seleção dos PIC, de acordo com o mencionado regulamento, usa como suporte os resultados da análise custo-benefício incluída no TYNDP, pelo que, a candidatura de qualquer projeto ao estatuto de PIC pressupõe, aliás tal como requerido pelo Regulamento (UE) n.º 347/2013, a inclusão do mesmo no TYNDP em vigor à data de seleção destes projetos. Em 2019 foi aprovada a quarta lista, suportada no TYNDP 2018. Durante o ano de 2020, iniciou-se o processo de candidaturas à quinta lista de PCI, suportada no TYNDP 2020, tendo a REN submetido novamente a candidatura dos três projetos da RNT que obtiveram estatuto de PIC na quarta lista.

A atribuição de classificação PIC, consequência do reconhecimento, pela Comissão Europeia, da sua contribuição para as prioridades estratégicas definidas em matéria de infraestruturas energéticas transeuropeias, designadamente (i) integração de mercado, pondo termo ao isolamento de pelo menos um Estado-Membro e reduzindo os estrangulamentos das infraestruturas energéticas; concorrência e flexibilidade do sistema; (ii) sustentabilidade, através da integração da energia renovável na rede; (iii) segurança de abastecimento, através da interoperabilidade, das conexões adequadas e do funcionamento seguro e fiável do sistema; deve ser entendida como uma valorização adicional dos projetos em causa, o que lhes confere um estatuto especial, nomeadamente um acesso a processos de licenciamentos mais expeditos, a possibilidade de repartição de custos de investimento com outros estados membros que beneficiem com as externalidades positivas desses projetos e também a sua elegibilidade para candidaturas à obtenção de assistência financeira da União Europeia e para acesso ao CEF.

Salienta-se, no entanto, que à data de entrega desta proposta de PDIRT o Regulamento (UE) n.º 347/2013 encontra-se em fase de revisão. A REN irá acompanhar este processo até à sua versão final, tendo em particular atenção o processo de seleção dos PIC.

PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRT 2022-2031

Na sequência dos exercícios de planeamento realizados pelo ORT, quer em sede de PDIRT, quer em sede do TYNDP, a REN candidatou, em 2012, quatro projetos de desenvolvimento da RNT ao estatuto de PIC, tendo estas candidaturas sido aprovadas em outubro de 2013 e publicadas na primeira lista da CE em dezembro de 2013 (Regulamento Delegado (UE) n.º 1391/2013). Nas candidaturas à segunda, terceira e quarta listas, a REN recandidatou três desses projetos, visto

que um dos projetos aceites na primeira lista ficou, entretanto, concluído. Estas três candidaturas foram aprovadas como PIC e esses projetos figuram na quarta lista da CE, aprovada em outubro de 2019 e publicada em março de 2020 (Regulamento Delegado (UE) 2020/389). Este facto confirma, não só o interesse destes projetos numa lógica nacional, que já estava adquirida, como também o seu valor acrescentado também numa perspetiva pan-europeia.

De 25 de novembro de 2020 e até 7 de janeiro de 2021, decorreu a fase de candidaturas para a quinta lista, tendo a REN recandidatado ao estatuto de PIC os mesmos três projetos da RNT que integram a quarta lista.

1.5.3. Desenvolvimentos futuros

Com base nos resultados dos estudos conjuntos realizados no seio da ENTSO-E, a REN tem recandidatado ao estatuto de PIC os projetos que eram passíveis de candidatura, tendo neste momento três projetos incluídos na quarta lista de PIC, a mais recente, aprovada em outubro de 2019 e publicada em março de 2020. Com base nos instrumentos que tiver ao seu dispor, a REN irá continuar a envidar esforços para que estes projetos tenham acesso aos apoios comunitários (CEF ou outros), tendo em consideração os respetivos regulamentos de acesso, na perspetiva da sua desoneração para o SEN.

1.5.4. Assistência financeira para Projetos de Interesse Comum

Os Projetos de Interesse Comum são elegíveis para a obtenção de assistência financeira da União Europeia na fase de estudos e na fase de construção, através dos programas específicos para os PIC, que poderão ser sob a forma de condições de financiamento preferenciais, ou em casos limitados, para projetos comercialmente não viáveis, através de subsídios a fundo perdido.

Com o atual enquadramento legal, as candidaturas a financiamentos do CEF para a fase de obra têm como um dos seus requisitos a apresentação prévia do pedido de investimento ("*Investment Request*"), que se destina, também, à repartição dos custos transfronteiriços ("*Cross-border Cost Allocation – CBCA*") do projeto em causa.

De acordo com o artigo 12.º do Regulamento (UE) N.º 347/2013, assim que o projeto PIC atinja maturidade suficiente, os promotores do projeto, após consulta aos ORT dos Estados-Membros nos quais o projeto tenha um significativo impacto positivo líquido, devem apresentar um pedido de investimento ("*Investment Request*"). Este pedido de investimento deve incluir um pedido de imputação dos custos transfronteiriços, quando aplicável, e deve ser submetido às entidades reguladoras nacionais em causa, acompanhado dos seguintes elementos:

a) uma análise de custo-benefício ("*Cost-benefit Analysis – CBA*") específica do projeto que tenha em consideração os benefícios obtidos fora das fronteiras do Estado-Membro em causa;

b) um plano de atividades ("*Business Plan*") que avalie a viabilidade financeira do projeto, incluindo a solução de financiamento escolhida; e

c) se os promotores do projeto estiverem de acordo, uma proposta fundamentada para uma repartição dos custos transfronteiriços ("*Cross-border Cost Allocation – CBCA*").

No prazo de seis meses a contar da data em que o último pedido de investimento for recebido pelas entidades reguladoras nacionais em causa, essas entidades devem, após consulta aos promotores do projeto envolvidos, tomar decisões coordenadas sobre a imputação dos custos de investimento a suportar por cada ORT relativamente ao projeto, bem como a sua inclusão nas tarifas.

No caso de as entidades reguladoras nacionais em causa não chegarem a acordo sobre o pedido de investimento, no prazo de seis meses, devem informar a ACER desse facto sem demora, para que a decisão sobre o pedido de investimento possa ser tomada pela ACER no prazo de três meses. Antes de tomar a decisão, a ACER deve consultar as entidades reguladoras nacionais em causa e os promotores do projeto, e deve notificar imediatamente a Comissão Europeia de todas as decisões de imputação dos custos, acompanhada de todas as informações relevantes acerca de cada decisão. O prazo de três meses pode ser prorrogado por mais dois meses se a ACER pretender obter informações complementares.

Os promotores dos projetos PIC poderão submeter uma candidatura a financiamentos do CEF, apenas após haver uma decisão relativa ao pedido de investimento ("*Investment Request*"), devendo para tal, utilizar uma das janelas de candidatura ("*calls*") que são abertas pela Comissão Europeia.

Neste contexto, o ORT irá continuar a colaborar com a DGEG, enquanto ponto de contacto nacional, bem como com a ERSE, no espírito do Regulamento (UE) n.º 347/2013.

Salienta-se, no entanto, que à data de entrega desta proposta de PDIRT o Regulamento (UE) n.º 347/2013 encontra-se em fase de revisão, aguardando-se a sua versão final, a qual pode eventualmente vir a trazer alterações nesta matéria.

1.6. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DECONTEÚDO

A proposta de PDIRT 2022-2031, mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das recentes edições de propostas de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e, no âmbito da consulta pública, de outros *stakeholders*, tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e percetível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, fiabilidade da rede, segurança de abastecimento e qualidade de serviço, enquanto valores imprescindíveis para o SEN.

O resultado final deste processo acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, na qual estão considerados contributos das diversas partes interessadas, dando origem à presente proposta de Plano, de que se destacam os seguintes pontos:

- ✓ Segmentação dos projetos de investimento da proposta de PDIRT em duas classes: os projetos que são, eles mesmos, a proposta do Plano de investimentos que decorre da iniciativa do ORT, os **Projetos Base**, e um outro conjunto de projetos representando soluções de que o ORT dispõe para dar resposta a necessidades associadas a *stakeholders* externos, os **Projetos Complementares**:
  - Os **Projetos Base** constituem aqueles que, resultado dos trabalhos e compromissos assumidos pelo ORT, assumem um carácter de realização imperiosa para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes da concessão e dos critérios regulamentares em vigor, incluindo os já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND;
  - Os **Projetos Complementares** consistem naqueles que são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética 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;
- ✓ Diferenciação temporal em dois quinquénios (a janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos):
  - Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em Planos anteriores e cuja decisão final de investimento foi então programada ou adiada para edições futuras. Os últimos dois anos do primeiro

quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados (à exceção de projetos de elevada dimensão, nomeadamente envolvendo linhas longas e/ou novas subestações), mas cuja necessidade de realização nesse horizonte está identificada (sem prejuízo de pequenas variações na sua calendarização);

- No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos projetos de carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da efetiva evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos, tendo sempre em conta a necessidade de prever o período necessário desde a tomada de decisão até à concretização no terreno, período esse que deve considerar o tempo necessário para a realização de todas as atividades para o efeito, desde os estudos, autorizações administrativas, aprovisionamento, construção e comissionamento;

✓ Para a evolução dos consumos, foi tomado como base o cenário Central Ambição de Procura do RMSA-E 2020, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos, em alinhamento com as metas consagradas no Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030);

✓ Evolução da oferta em linha com o RMSA-E 2020, observando as mais recentes orientações de política energética, nomeadamente as metas consagradas no PNEC 2030. Não obstante, o presente PDIRT não fixa as datas para entrada em serviço de novas infraestruturas de rede que visem a ligação de novos centros eletroprodutores, as quais fazem parte dos Projetos Complementares, apresentando antes um horizonte de viabilidade tendo em conta os prazos necessários à sua concretização e o seu estado atual de desenvolvimento, com a respetiva data-objetivo a ser fixada pelo Concedente (naturalmente que se forem fixadas datas mais cedo das que se encontram indicadas no PDIRT, o ORT desenvolverá as ações necessárias e promoverá os seus melhores esforços nesse sentido);

✓ No que respeita à desclassificação de centros eletroprodutores, o cenário Ambição do RMSA-E 2020 considera a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029;

✓ No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, até 2029 o RMSA-E-2020 refere a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega;

✓ Introdução de informação associada aos conceitos de Ponta síncrona de carga do SEN e de Ponta da RNT, e sua evolução verificada;

✓ Incorporação de informação para maior explicitação da coordenação entre os projetos inscritos no PDIRT e os correspondentes projetos constantes dos planos de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição de eletricidade;

✓ Apresentação dos valores de investimento, quer em termos de CAPEX, quer em termos de Transferências para Exploração, a custos diretos externos (CDE) e a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura e gestão e financeiros, no sentido de promover

uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste plano e o seu reflexo nas tarifas;

- ✓ Saliente-se que os valores de CAPEX e de Transferências para Exploração apresentados são marginais aos montantes de investimento relativos aos aprovados em anteriores propostas de PDIRT ou decorrentes de Acordos[6];

- ✓ Identificação dos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento (DFI) no âmbito deste PDIRT. Neste particular, é comentado o pressuposto adotado sobre o processo de tramitação do PDIRT para efeitos de identificação e seleção de Projetos Base requerendo DFI;

- ✓ O investimento relativo a projetos aprovados no âmbito de anteriores propostas de PDIRT, encontra-se reportado no Anexo 4;

- ✓ A metodologia combinada multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN em sintonia com as boas práticas internacionais (CE e ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante os processos de consulta pública dos anteriores Planos, foi aplicada a todos os projetos apresentados no PDIRT, quer aos Projetos Base, quer aos Projetos Complementares;

- ✓ Aplicação do cálculo e monetização dos benefícios socio-económicos aos horizontes de 2026 e 2031, e monetização adicional de alguns dos atributos inscritos na análise multicritério/custo-benefício, nomeadamente os relacionados com perdas e energia não fornecida para os anos de referência da análise (2026 e 2031);

- ✓ Aprofundada a fundamentação dos projetos de investimento de remodelação e modernização de ativos, com vista à densificação da demonstração do seu mérito e premência da sua realização. Neste contexto, conforme recomendado pela ERSE, na análise multicritério/custo-benefício foi adicionado o novo atributo "*Sobrecusto evitado para o SEN*" para este tipo de investimento;

- ✓ A monetização do atributo-benefício "*Sobrecusto evitado para o SEN*", associado à realização do investimento nos termos apresentados, é estimada pelo custo adicional, sobre esse investimento, que a hipótese metodológica da sua não realização ou adiamento poderia introduzir. Acresce que a monetização deste benefício é conservadora no sentido em que não incorpora a eventual monetização do custo adicional resultante do aumento do risco para a segurança de pessoas que a referida hipótese de não realização ou adiamento do investimento iria acarretar, por opção metodológica e, no entendimento do ORT, por poder constituir uma estimativa adicional sensível que não modificaria o sentido da decisão proposta a tomar;

- ✓ Cálculo do Impacto Tarifário considerando só os Projetos Base, só os Projetos Complementares e o conjunto de ambos. Quando aplicável, consideradas comparticipação por terceiros, tendo em consideração, nomeadamente, a Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, de 22 de abril, que aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica;

[6] Acordos entre o operador da RESP e promotores de novos centros eletroprodutores ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Art.º 5.º-A do DL n.º 76/2019 (subcapítulo 3.3 deste Plano).

- ✓ Informação adicional no âmbito das capacidades de rede para receção de nova geração, com a indicação, por subestação, dos valores de potência já atribuída e ainda não ligada;

- ✓ Relativamente ao processo de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), a presente proposta de PDIRT foi alvo de AAE, dando cumprimento a compromissos assumidos nesta matéria aquando da anterior proposta de PDIRT 2020-2029, documentada em relatório que acompanha esta proposta de Plano. As recomendações emanadas do exercício de AAE estão incorporadas na presente proposta de Plano;

No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas de PDIRT, a REN tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano por parte de instituição universitária com reconhecido prestígio e competência nas áreas técnicas e de conhecimento que sustentam a sua elaboração, no caso o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC), que se junta como anexo integrante do presente documento.

1.7. CONTEÚDO DO PDIRT

A proposta de PDIRT 2022-2031 encontra-se documentada com uma estrutura dividida em 6 capítulos, que se dão a conhecer:

Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;

Capítulo 2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;

Capítulo 3 – Pressupostos do Plano;

Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;

Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;

Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos Apresentados no PDIRT.

Neste capítulo 1., para além de um enquadramento geral ao exercício de planeamento de uma rede de transporte de energia elétrica, com menção ao conjunto de fatores base que motivam o desenvolvimento deste tipo de infraestruturas, é apresentada uma breve síntese das obrigações decorrentes das Bases da concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, em conjunto com um resumo de outros deveres e incumbências consagrados em legislação e regulamentação especifica aplicável ao operador da RNT, fazendo-se também referência ao desenvolvimento e implementação dos novos códigos de rede europeus. Neste capítulo, é igualmente enquadrado o planeamento da RNT no contexto europeu, "no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia", com uma referência aos critérios gerais estabelecidos a nível da Comissão Europeia para identificação dos Projetos de Interesse Comum e a indicação dos que, com este estatuto, constam da presente proposta de PDIRT. Faz-se ainda uma breve descrição dos principais aspectos organizativos e de conteúdo do PDIRT e uma pequena nota sobre o enquadramento ambiental do Plano.

No capítulo 2., procede-se à caracterização da rede de transporte com referência a final de 2020. Numa primeira parte, faz-se uma descrição dos elementos constituintes da rede, seguida de uma caracterização do histórico de evolução dos consumos e das pontas sazonais síncronas nos últimos anos. Encontra-se igualmente destacado neste capítulo, a oferta, com uma síntese da potência instalada no parque eletroprodutor nacional. Numa segunda parte deste capítulo, é apresentado um histórico da evolução da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha, em ambos os sentidos, a verificação da adequação da transformação MAT/AT nas subestações ao longo dos últimos anos, os níveis de utilização das reatâncias shunt instaladas na RNT, a evolução verificada das perdas na RNT e ainda a evolução dos principais indicadores de qualidade de serviço.

O capítulo 3. contém os pressupostos de base para elaboração do Plano, começando com uma nota explicativa relativa aos elementos da estrutura base da rede de partida da presente proposta de PDIRT. Ainda na parte inicial deste capítulo, são apresentados os pressupostos de organização e apresentação dos projetos de investimento, observados segundo dois grandes grupos: o dos *Projetos Base* e o dos *Projetos Complementares*. Assinala-se a consideração no Plano de um conjunto de reforços de rede com decisão no âmbito de Acordos entre o ORT e promotores de

novos centros eletroprodutores fotovoltaicos, ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação. Apresentam-se também os cenários de evolução da procura considerados para o horizonte temporal do PDIRT bem como princípios e metodologias inerentes à verificação da adequação da RNT à procura. Neste último são apresentados, entre outros conteúdos, valores previsionais de carga (para efeitos de simulação do comportamento da RNT), com referência à contribuição da produção embebida na satisfação do consumo e ao potencial impacto futuro da *"Demand Side Response"*. Este capítulo refere igualmente a evolução do parque eletroprodutor. Já na sua parte final, são apresentados os critérios de segurança para planeamento da RNT.

No capítulo 4., são apresentados os Projetos Base de investimento relativos à atividade de Transporte de Energia Elétrica e os afetos à Gestão Global do Sistema e reabilitação de edifícios da concessão, para o período 2022-2031. Apresentam-se os valores estimados para as entradas em exploração anuais no primeiro quinquénio e médias anuais no segundo quinquénio da presente proposta de PDIRT. Faz também parte do presente capítulo a descrição e justificação desse bloco de projetos, com informação relativamente aos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento.

No capítulo 5., são apresentados os Projetos Complementares. Apresenta-se os valores estimados para as entradas em exploração associados a cada um dos projetos e os valores de comparticipação de outras entidades. Também neste capítulo, apresenta-se uma descrição e justificação destes projetos, com referência aos respetivos indutores, e adicionalmente informação relativa aos prazos mínimos que é necessário acautelar entre uma tomada de decisão e a respetiva entrada em serviço.

No capítulo 6., é efetuada uma análise do impacto dos investimentos apresentados. Na parte inicial deste capítulo, apresenta-se a análise multicritério/custo-benefício dos projetos e o impacto tarifário associado aos mesmos. São analisados os principais indicadores de qualidade de serviço, assim como se realiza uma apreciação sobre a estabilidade do sistema, também à luz das novas exigências regulamentares decorrentes dos novos códigos europeus. Apresenta-se igualmente os valores mínimos previstos de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha para o horizonte 2022-2031, os valores previsíveis de capacidade do sistema para ligação de novos centros eletroprodutores, bem assim como a evolução dos principais indicadores relativos à composição da RNT, à estimativa de perdas na RNT e às correntes de defeito, bem como o impacto esperado na qualidade de serviço. Faz-se uma breve análise de sensibilidade à evolução da oferta e ao parque de transformação MAT/AT face a uma eventual estagnação do consumo, apresentando-se o respetivo impacto ao nível dos investimentos. Já na parte final, faz-se também uma referência ao exercício de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) que acompanha a realização deste Plano, e que é documentado em relatório próprio específico.

Adicionalmente, e como suporte aos temas desenvolvidos nestes seis capítulos, faz ainda parte do documento um conjunto alargado de informação, apresentada nos seguintes anexos:

Anexo 1 – Padrões de segurança para planeamento da RNT

Anexo 2 – RMSA-E 2020 | Cenários e Pressupostos; PNEC 2021-2030 | Objetivos de FER para 2030

Anexo 3 – Lista dos projetos de investimento

Anexo 4 – Propostas anteriores de PDIRT

Anexo 5 – Quadros de entradas em serviço de 2022 a 2031 e Mapa da RNT (Projetos Base)

Anexo 6 – Quadros de entradas em serviço de 2022 a 2031 e Mapa da RNT (Projetos Complementares)

Anexo 7 – Fichas dos Projetos Base

Anexo 8 – Fichas dos Projetos Complementares

Anexo 9 – Discriminação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares do PDIRT

Anexo 10 – Estudos e Metodologias

Anexo 11 – Ten Year Network Development Plan 2020

Anexo 12 – Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos Horizontes 2022, 2026 e 2031

Anexo 13 – Potência atribuída e capacidade para a ligação de nova geração

Anexo 14 – Mapas de trânsitos na RNT para o horizonte de 2031

Anexo 15 – Indicadores evolutivos dos equipamentos da rede

Anexo 16 – Evolução das correntes de defeito

Anexo 17 – Perspetiva de Inovação

Anexo 18 – Parecer de entidade externa relativo à proposta de PDIRT 2022-2031

1.8. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL

O PDIRT é sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às entidades com responsabilidade ambiental específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

Um modelo de pensamento estratégico caracteriza-se por manter uma *visão* sobre objetivos de longo prazo (os pontos longínquos que se pretende atingir), pela *flexibilidade* para lidar com *sistemas complexos* (compreender os sistemas, as ligações, os bloqueios e aceitar a incerteza), pela capacidade de *adaptação a contextos* e circunstâncias dinâmicos (alterar caminhos quando necessário) e por ser devidamente *focalizado* no que realmente importa num escopo mais amplo (tempo, espaço e perspetivas).

Nesta medida, o objetivo geral da AA do PDIRT é identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as *opções estratégicas* que se colocam à expansão da RNT, contribuindo para a integração precoce e atempada de preocupações biofísicas, sociais e económicas. Subsequentemente, o Plano e o respetivo Relatório Ambiental (RA) passam a constituir um quadro de referência geral de partida para o desenvolvimento futuro dos projetos, no que respeita ao enquadramento do âmbito ambiental a considerar nas fases subsequentes do processo, nomeadamente, a fase de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) prevista no Decreto–Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado e republicado pelo Decreto-lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro .

Em paralelo com o presente PDIRT é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a AAE, consignado no citado Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, e no âmbito da qual foram comparadas diferentes estratégias de evolução da RNT, sob o ponto de vista dos seguintes Fatores Críticos para a Decisão (FCD):

- ✓ Coesão Territorial e Social;
- ✓ Alterações Climáticas;
- ✓ Capital Natural e Patrimonial.

(Página em branco)



2

CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE TRANSPORTE

2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES

Em 31 de dezembro de 2020, a RNT tinha em serviço 68 subestações, 11 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV. Os valores dos comprimentos totais de circuitos de linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação e autotransformação encontram-se resumidos no quadro seguinte.

QUADRO 2-1

Síntese dos principais equipamentos da RNT

Equipamentos da RNT	31-12-2020
Comprimento das linhas (km)	**9 036**
400kV	2 711
220 kV*	3 780
150 kV**	2 545
Potência de transformação (MVA)	**38 463**
Autotransformação (MAT/MAT)	14 470
Transformação (MAT/AT)	23 673
Transformação (MAT/MT)***	320

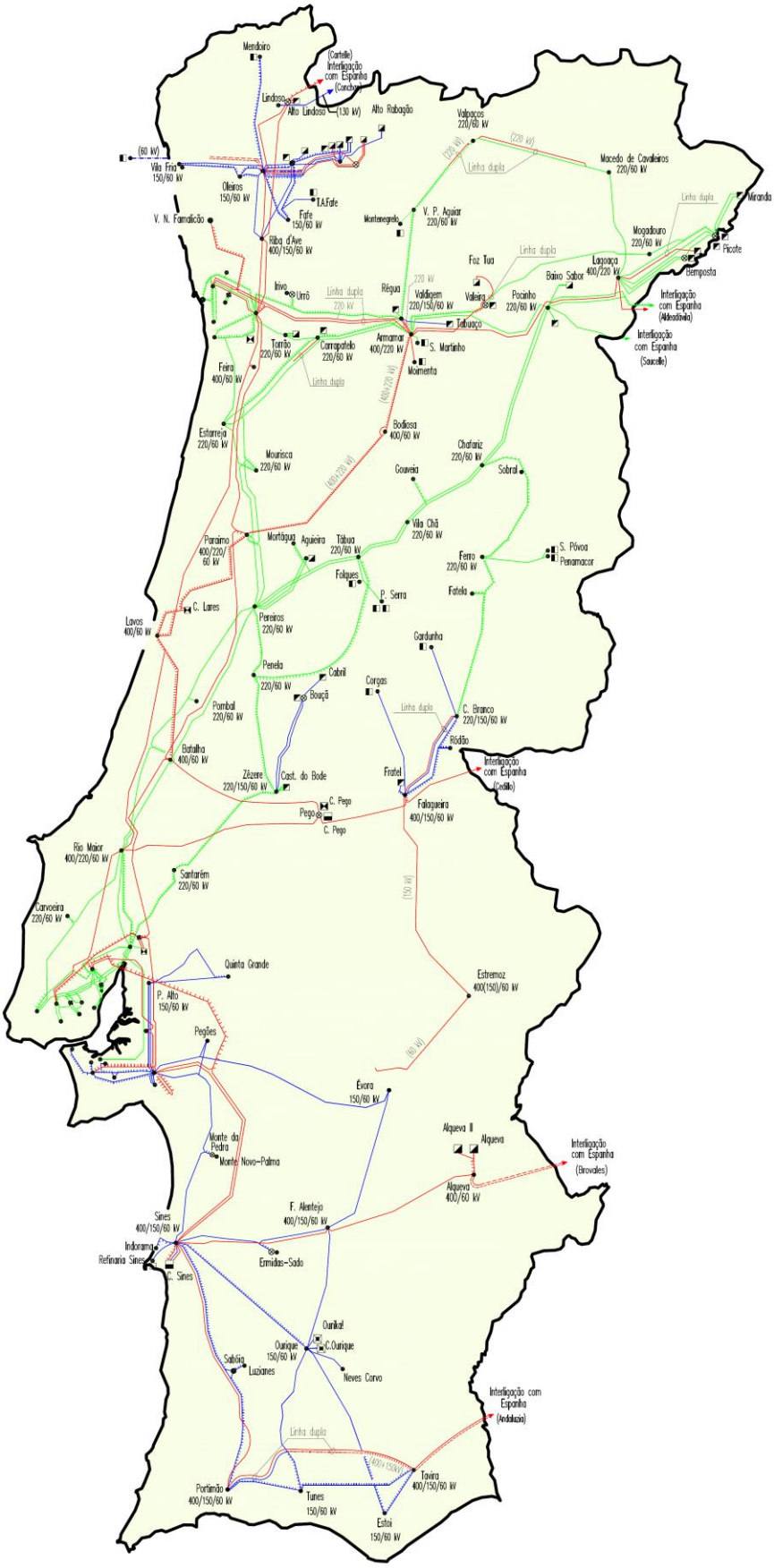
* Inclui 95,2 km em circuito subterrâneo.
** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas e 17 km em circuito submarino.
*** Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

Para compensação do fator de potência, a RNT tem instaladas baterias de condensadores e reatâncias *shunt*, a que correspondiam, no final de 2018, os montantes de 2 370 Mvar e 1 265 Mvar, respetivamente. Para limitação das correntes de defeito, encontram-se em serviço na RNT diversas reatâncias de fase e de neutro.

Na figura seguinte apresenta-se o mapa da RNT com a situação da rede MAT em 1 de janeiro de 2021.

FIGURA 2-1

Mapa da RNT a 1 de janeiro de 2021



2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS

2.2.1. Consumo

Em 2020, o consumo de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional (SEN) totalizou 48,8 TWh. Este valor traduz o agregado da produção injetada na rede pública pelos centros produtores, de origem renovável e não renovável, e do saldo de trocas internacionais, subtraído do consumo para bombagem hidroelétrica.

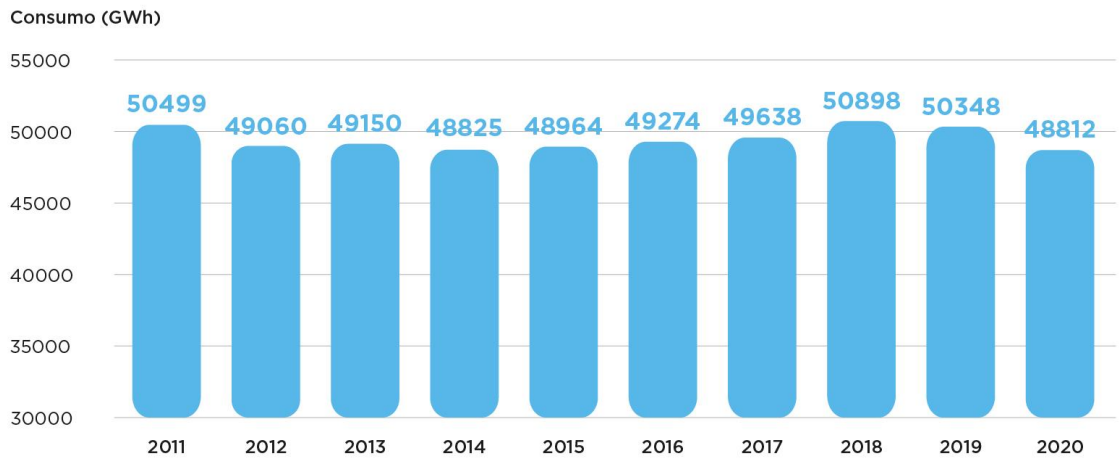
Em 2020 face a 2019, o consumo de energia elétrica registou uma redução de 3,1%, ou 3,6% considerando a correção do efeito da temperatura e do número de dias úteis.

No que respeita à evolução dos consumos, a Figura 2-2 ilustra o ocorrido nos últimos anos, sendo de realçar a redução verificada em 2020, após um período de estagnação, resultante em parte do efeito da pandemia provocada pelo vírus SARS-CoV-2. Os maiores centros de consumo continuam a localizar-se na faixa litoral, em particular nas áreas urbanas do Porto e de Lisboa.

FIGURA 2-2

Evolução do consumo nos últimos anos

Portugal continental (SEN)

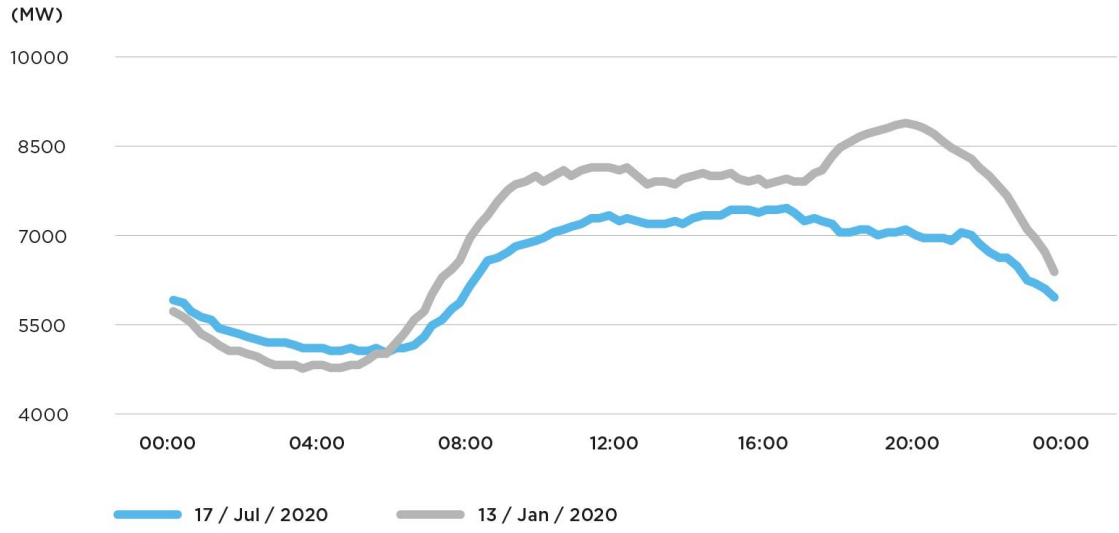


Na Figura 2-3 e Figura 2-4, apresenta-se, para o ano de 2020, a evolução da carga nos dias de maior ponta nas épocas sazonais de inverno e de verão, para Portugal continental e, dada a sua importância a nível de valores agregados de consumo, também para as zonas do Grande Porto, da Grande Lisboa, da Península de Setúbal e do Algarve.

FIGURA 2-3

Carga* nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2020

Portugal continental

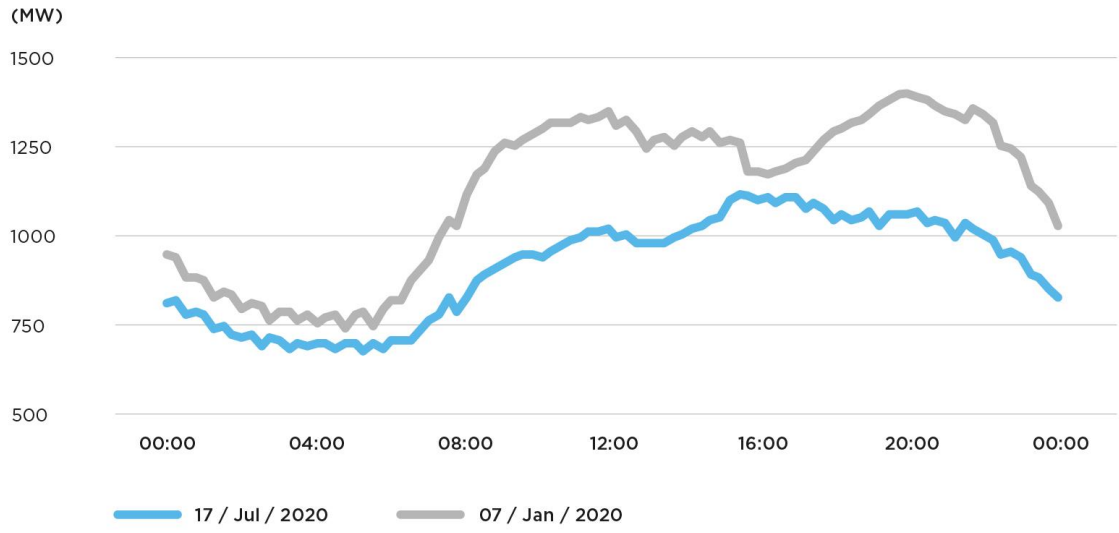


* A carga ilustrada é referida à emissão

FIGURA 2-4

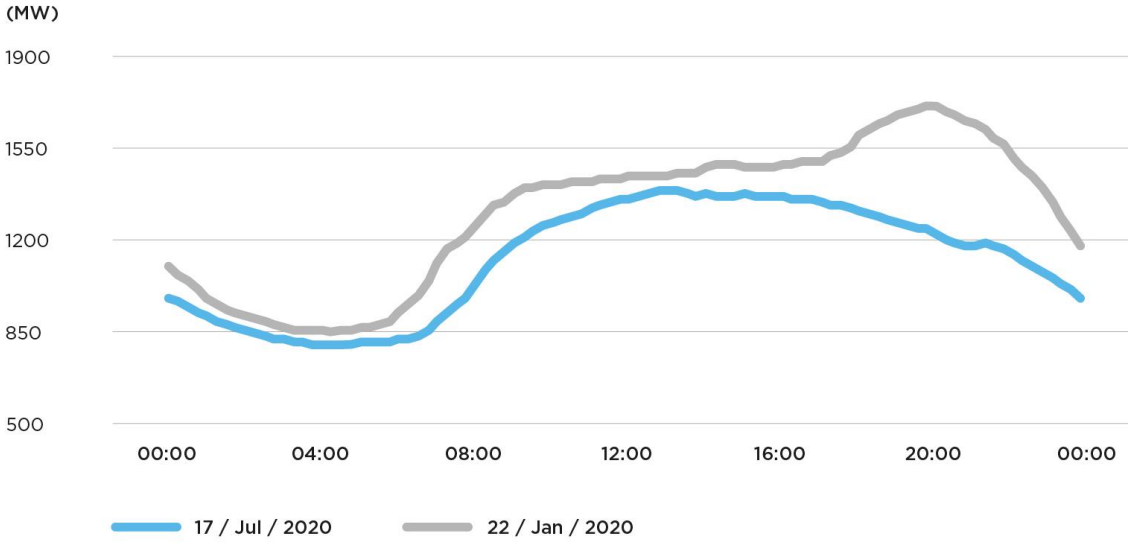
Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2020

Grande Porto [a)]



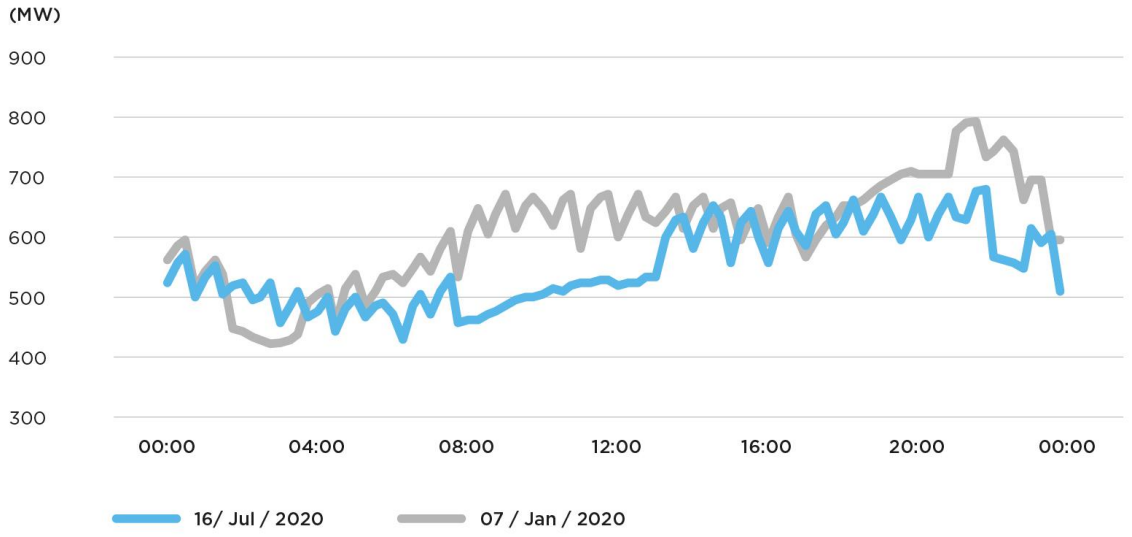
a) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Canelas, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei e Vermoim, à Siderurgia Nacional da Maia, e a produção embebida na área de influência destas subestações;

Grande Lisboa [b)]

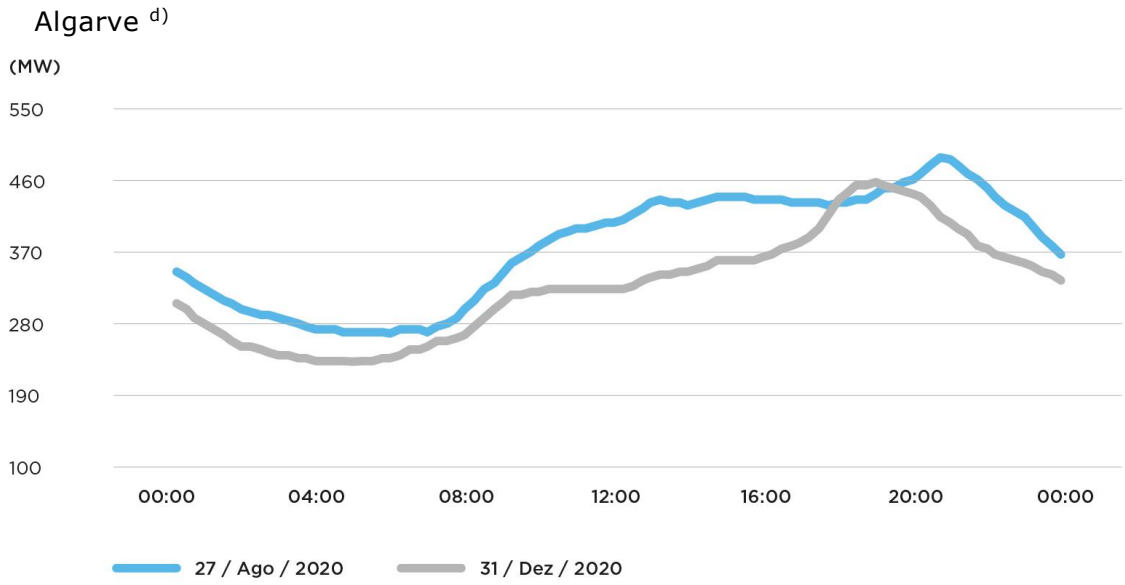


b) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Alto de Mira, Alto de São João, Carriche, parte de Carvoeira, Carregado, Fanhões, Trajouce, Sete Rios, Sacavém e Zambujal, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Península de Setúbal [c)]



c) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Alcochete, Fernão Ferro, Trafaria e Setúbal, o consumo da Quinta do Anjo, da instalação ferroviária do Fogueteiro e das instalações da Siderurgia Nacional, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.



d) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Estoi, Portimão, Tunes e Tavira, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

2.2.2. Pontas síncronas sazonais

A potência máxima de carga verificada no SEN, em 2020, foi de 8 906 MW, valor cerca de 5% inferior à ponta máxima histórica em Portugal registada em 2010 (9 403 MW).

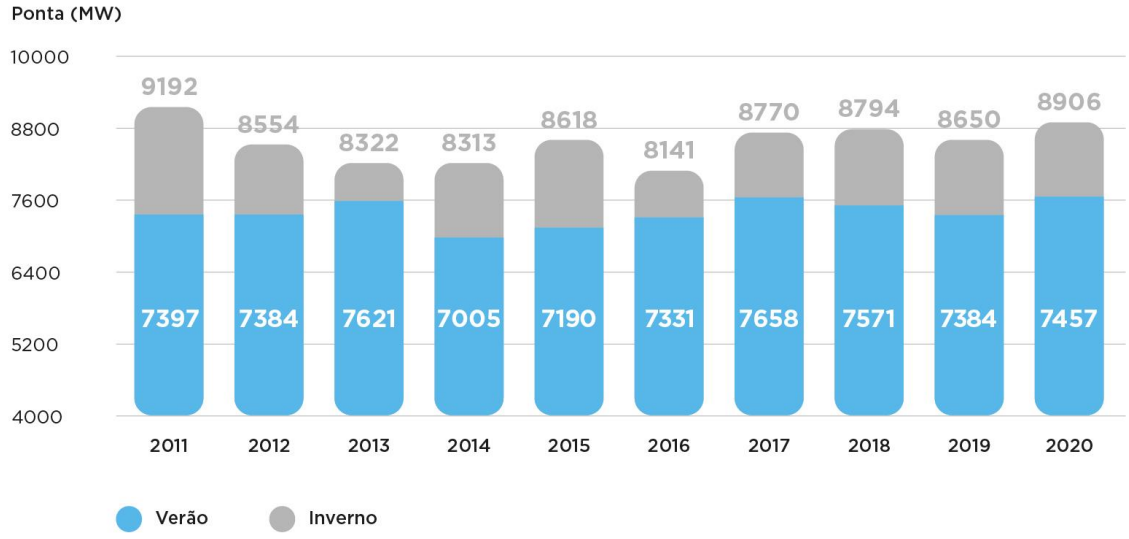
Salienta-se, contudo, que já em 2021, a ponta máxima histórica registada em 2010 foi amplamente ultrapassada, tendo-se registado no dia 12 de janeiro de 2021 uma ponta máxima de 9 889 MW, num contexto de vários dias consecutivos de uma vaga de frio, com temperaturas mínimas extremas, e num ambiente económico e laboral restritivo em resultado da pandemia.

Na Figura 2-5, apresenta-se, para os últimos anos, os registos das pontas de carga síncronas sazonais, do total para Portugal continental e por grandes regiões: Grande Porto, Grande Lisboa, Península de Setúbal e Algarve.

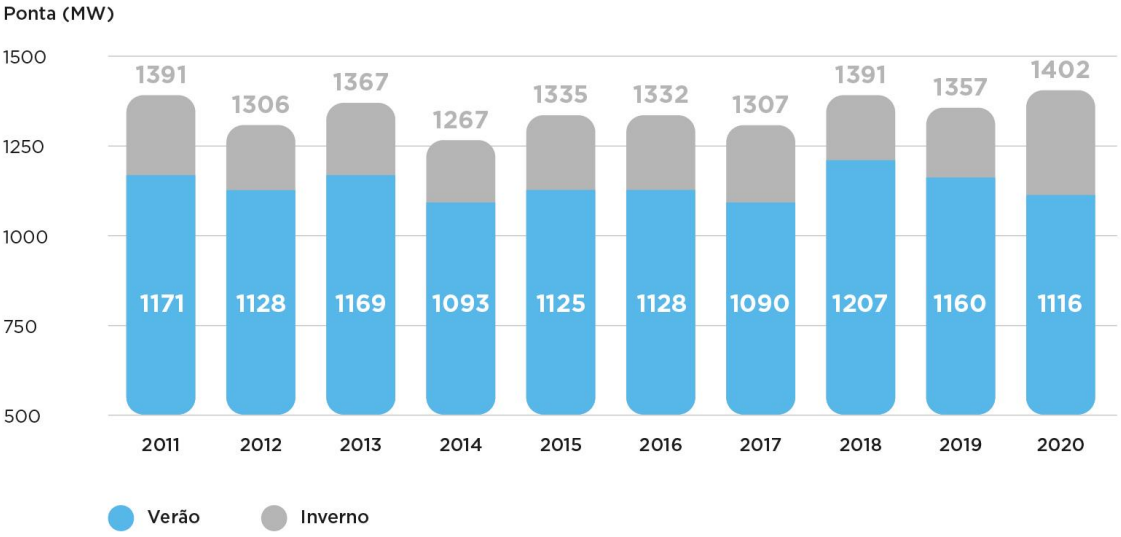
FIGURA 2-5

Pontas de carga síncronas sazonais nos últimos anos

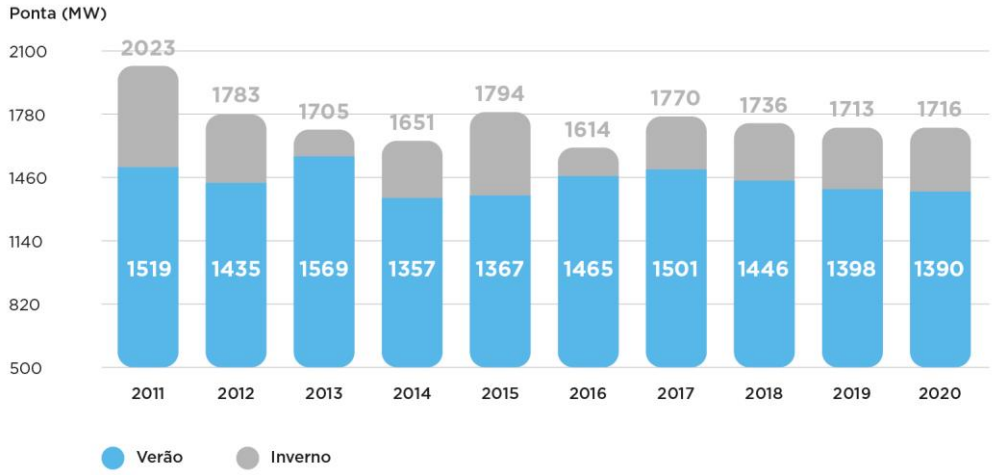
Portugal continental



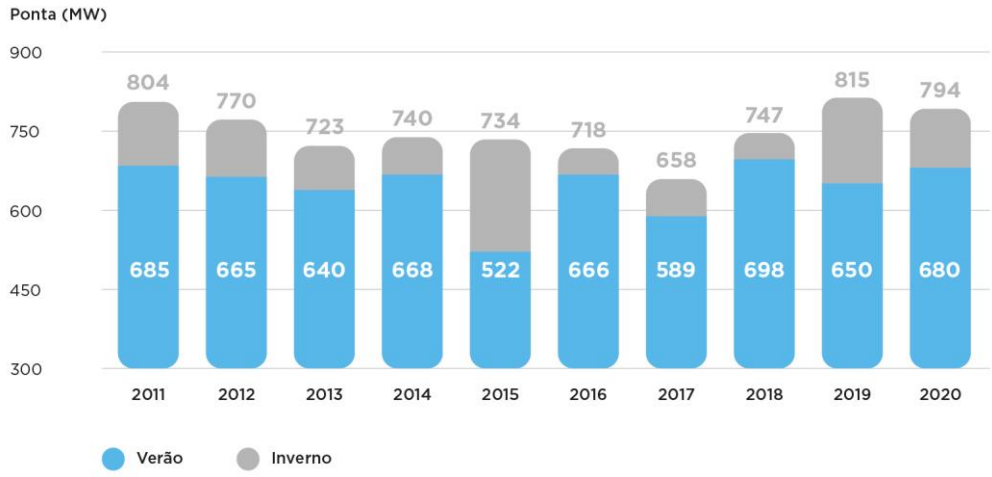
Grande Porto



Grande Lisboa



Península de Setúbal



Algarve

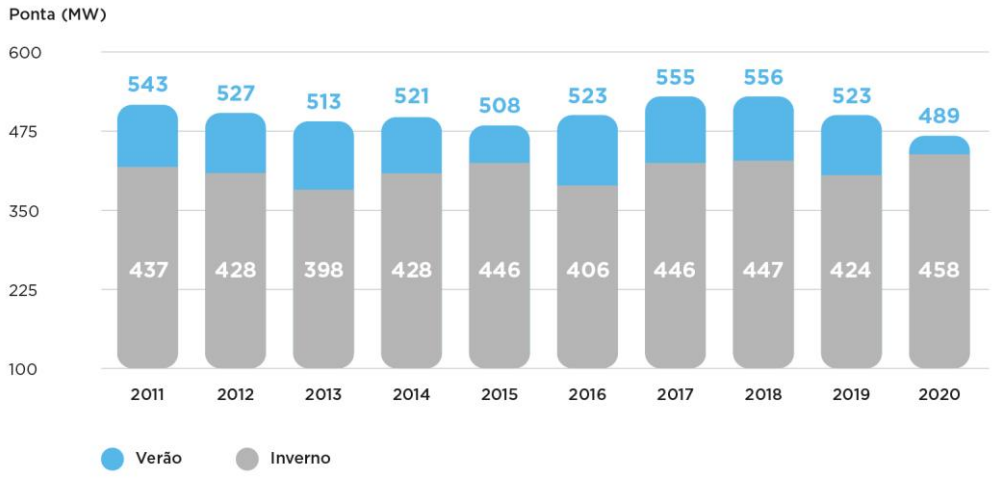
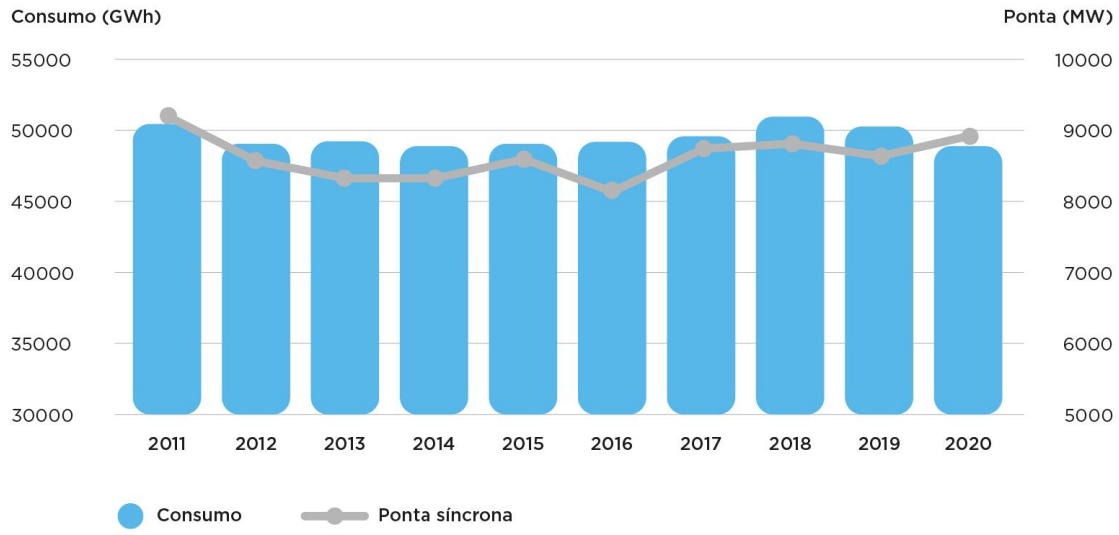


FIGURA 2-6

Relação entre consumo e ponta síncrona nos últimos anos em Portugal continental



Embora a evolução da procura, em termos do seu valor global de consumo, tenha vindo a apresentar um padrão de estagnação, com variações homólogas anuais de reduzida expressão, é relevante, para efeitos de planeamento e mormente para a adequação da capacidade de transformação, o comportamento das cargas locais observadas (a que é efetivamente solicitada à RNT), fortemente mobilizadas pelas cargas naturais. Tendo isto presente, o planeamento da rede deverá dar resposta, quer aos padrões do consumo e das pontas solicitadas na RNT, quer ao comportamento não homogéneo das cargas locais por ponto de entrega, sejam estes diretos a consumidores ligados em MAT, sejam as subestações de ligação com a rede de distribuição onde existe ou deverá passar a existir transformação.

2.2.3. Ponta síncrona de carga do SEN e Ponta da RNT

A rede deve dar resposta, tanto às solicitações associadas às Pontas síncronas de carga (e a um nível mais desagregado às Pontas de carga locais), bem como às pontas da RNT.

Neste contexto, entende-se:

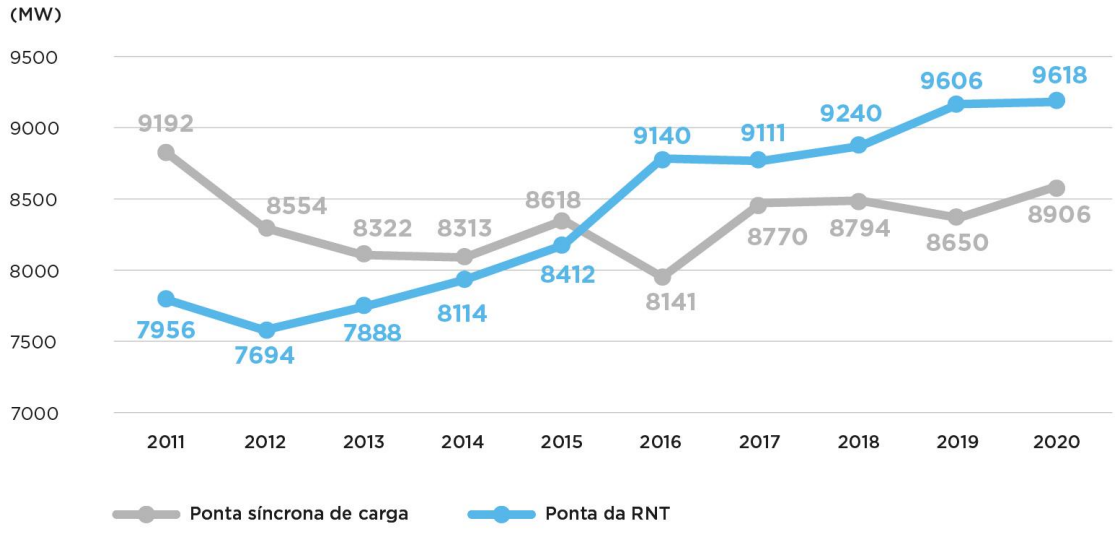
- *Ponta síncrona de carga do SEN (referida à emissão)*, como o valor máximo de potência simultânea de geração em Portugal e do saldo importador nas interligações internacionais necessário para abastecer a carga natural simultânea nos pontos de entrega da RNT a clientes em MAT e de apoio à distribuição de energia elétrica;

- *Ponta da RNT (injeção máxima na RNT)*, como o valor máximo de potência simultânea associada aos fluxos de entrada na RNT através dos pontos de ligação desta com os centros eletroprodutores a ela diretamente ligados, com outras redes (redes de distribuição e interligações internacionais) e com clientes em MAT.

Historicamente, a *Ponta síncrona de carga do SEN* tem apresentado ao longo dos anos valores superiores aos da *Ponta da RNT*, situação que se manteve até 2015. A partir de 2012, observa-se uma tendência de aumento significativo da *Ponta da RNT* , constatando-se de 2016 em diante um valor da *Ponta da RNT* sempre superior ao da *Ponta síncrona do SEN*, cf. gráfico da Figura 2-7.

FIGURA 2-7

Evolução da Ponta síncrona de carga do SEN e da Ponta da RNT



2.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT

No final de 2020, o valor total da potência de produção instalada era de 20 413 MW, dos quais 14 042 MW de origem renovável e 6 370 MW de origem não renovável. À semelhança do que tem acontecido nos últimos anos, a potência instalada no sistema elétrico nacional não conheceu no último ano variações muito significativas, registando um aumento global de apenas 195 MW, fundamentalmente devido a novas instalações fotovoltaicas cuja potência instalada global cresceu 136 MW. No Quadro 2-2 apresenta-se uma síntese da potência instalada em Portugal em 31 de dezembro de 2020.

QUADRO 2-2

Síntese da potência instalada em Portugal Continental

Potência Instalada em Portugal Continental a 31-12-2020	[MW]
Total	**20 413**
Renovável	**14 042**
Hídrica	7 215
Eólica	5 246
Biomassa	703
Cogeração	*348*
Solar	879
Não Renovável	**6 370**
Carvão	1 756
Gás Natural	4 586
Cogeração	*757*
Outros	28
Cogeração	*28*

O crescimento verificado desde meados da primeira década deste século da componente de produção renovável no *mix* energético nacional, tem exigido uma conveniente expansão da rede para integrar esta nova produção que se encontra localizada, por norma, bastante afastada das áreas de maior consumo. De facto, constata-se a ocorrência de um afastamento progressivo da produção relativamente ao consumo: a produção (em termos de potência instalada) tem-se gradualmente deslocado do litoral para o interior, enquanto que a maior parte do consumo (cerca de 80%) continua a localizar-se na faixa litoral entre Braga e Setúbal e na costa Algarvia.

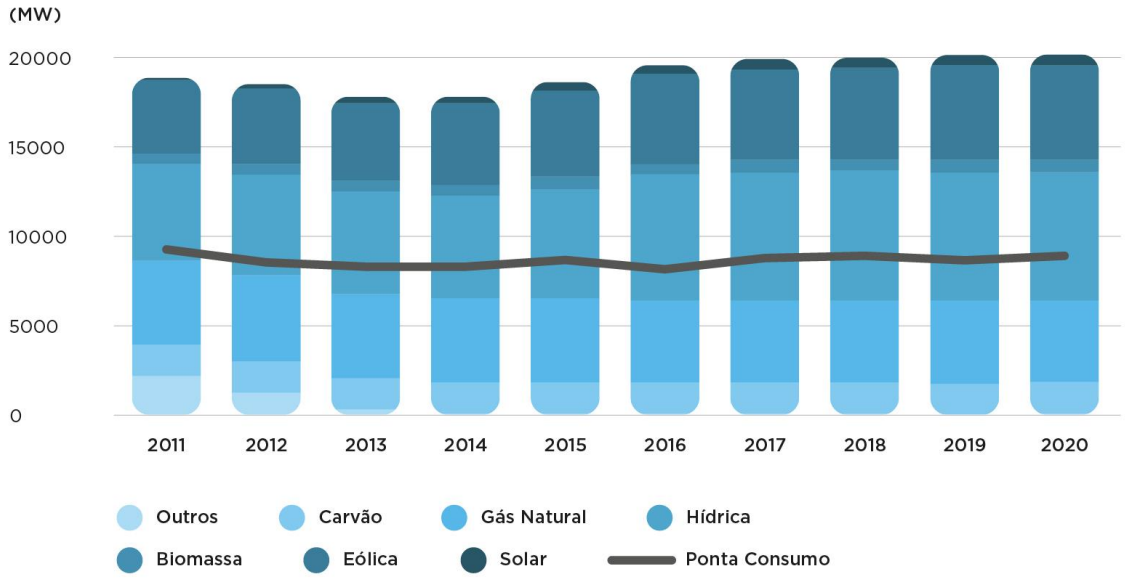
Este crescente afastamento geográfico entre produção e consumo tem contribuído em grande parte para o crescimento da RNT ao longo dos últimos anos. Efetivamente, a integração de nova produção, em particular e até há poucos anos de renovável hídrica e eólica no interior norte e centro de Portugal continental, tem sido um dos principais mobilizadores de investimento na expansão e reforço da RNT. Mais recentemente, esta necessidade de reforço da RNT tem vindo a expandir-se do centro para o sul do território, impulsionada pelo acentuado crescimento do aproveitamento do potencial solar. Só com uma adequada capacidade de transporte de energia elétrica é possível a transmissão segura e eficiente de toda esta nova geração entre os centros eletroprodutores, estejam estes ligados diretamente à RNT ou embebidos nas redes de

distribuição, as subestações de ligação com a RND e os centros de consumo, evitando desta forma o desperdício de energia renovável e assegurando a segurança global do sistema.

A figura seguinte representa a evolução da potência instalada na última década e a ponta máxima anual, onde se pode verificar a partir de 2015 um aumento da componente renovável, em particular de origem hídrica e eólica.

FIGURA 2-8

Evolução da potência instalada em centros eletroprodutores e da ponta máxima anual de consumo (situação a 31 de dezembro)



2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A capacidade de interligação assume uma particular importância no sentido de permitir trocas internacionais, quer de carácter comercial, quer para socorro mútuo entre a rede de Portugal e do resto da Europa, em particular com a rede de Espanha. Neste sentido e fruto do trabalho desenvolvido pelos dois operadores das redes de transporte Ibéricas no âmbito do MIBEL, o valor da capacidade de interligação disponível para fins comerciais entre as redes de transporte de energia elétrica de Portugal e de Espanha tem continuado a apresentar uma evolução crescente ao longo da última década.

Duma forma gráfica, a evolução nos últimos 10 anos do valor da capacidade de interligação disponível para fins comerciais no mercado diário pode ser observado na Figura 2-9 e na Figura 2-10, as quais apresentam, respetivamente, a distribuição acumulada da capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal e de Portugal para Espanha

FIGURA 2-9

Evolução anual da capacidade de interligação no sentido de Espanha para Portugal (inclui limitações de rede e do sistema produtor)

Distribuição acumulada para 2011, 2016 e 2020

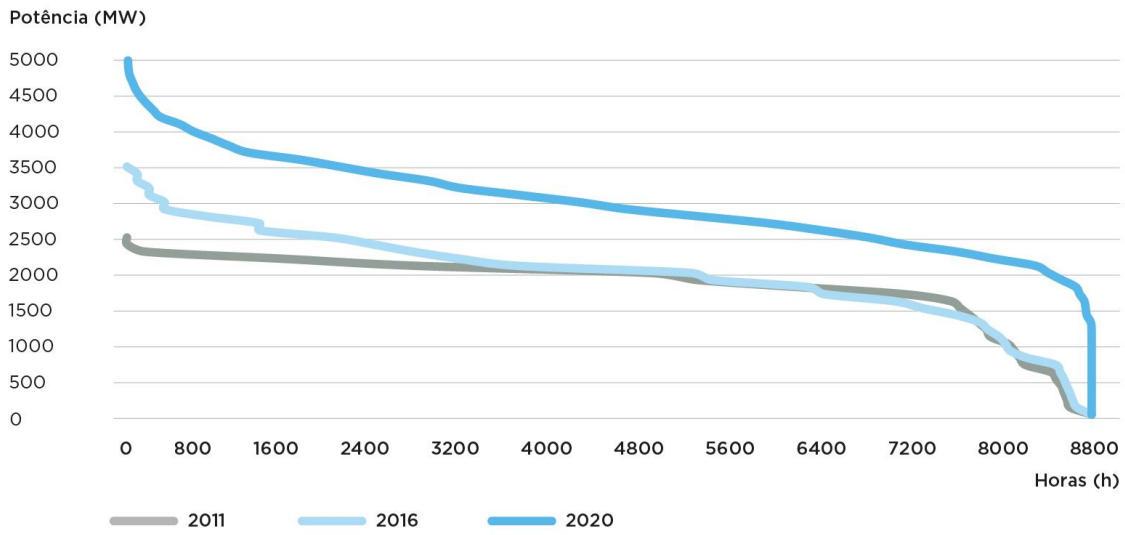
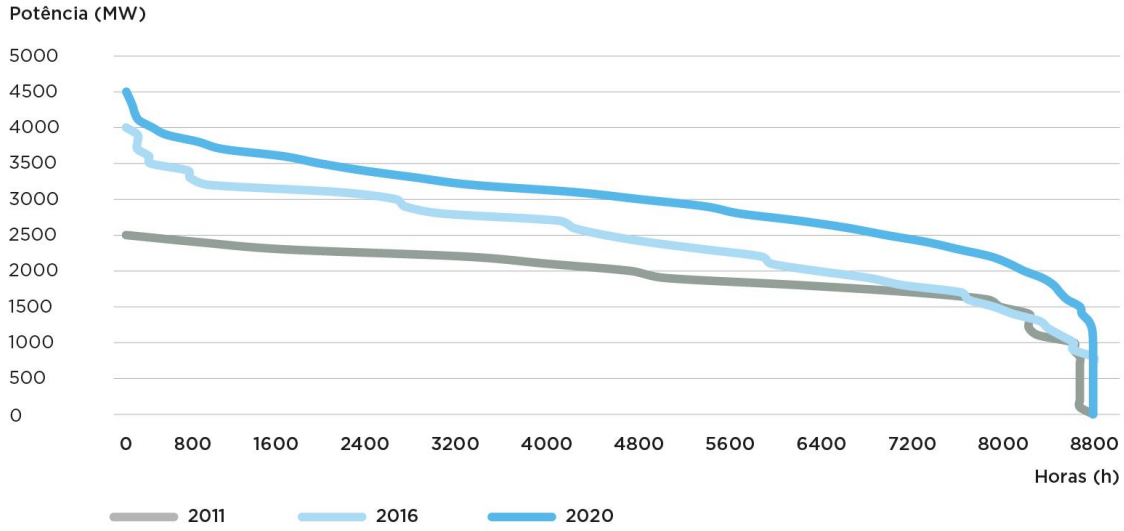


FIGURA 2-10

Evolução anual da capacidade de interligação no sentido de Portugal para Espanha (inclui limitações de rede e do sistema produtor)

Distribuição acumulada para 2011, 2016 e 2020



O crescimento da capacidade de interligação verificado nos últimos dez anos é o resultado não só de um programa coordenado de implementação de reforços nas redes de transporte de Portugal e de Espanha, do qual se destaca a linha de interligação a 400 kV Tavira – Puebla de Guzmán (em operação desde maio de 2014), como também da alteração do perfil de geração em ambos os lados da fronteira, com maior significado nos últimos anos com a redução da produção das centrais térmicas a carvão.

Em relação aos valores mais reduzidos da capacidade de interligação apresentados na Figura 2-9 e na Figura 2-10, há a destacar que os mesmos resultam, na maioria dos casos, de restrições de mercado ou de intervenções pontuais na rede, como sejam indisponibilidades temporárias de elementos da rede de transporte para manutenção, para modernização e/ou para reforço da sua capacidade de transporte.

NÍVEIS DE SATURAÇÃO DA CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO DISPONÍVEL

A saturação da capacidade de interligação disponível provoca tipicamente a designada separação de mercados (*market splitting*). Na verdade, e de acordo com atuais regras do MIBEL, a ocorrência deste tipo de situações conduz a uma real separação de mercados, na medida em que, nesses períodos, se constata uma diferença nos preços da energia no mercado *spot* entre Portugal e Espanha.

Sendo a competitividade entre os agentes de mercado inversamente proporcional ao número de horas em que esta situação de *market spliting* ocorre, pretende-se que a ocorrência destas situações seja limitada ao máximo, tendo sempre presente o racional económico dos custos associados ao reforço das redes para aumento da capacidade de interligação e a maior competitividade possibilitada por esse acréscimo de capacidade.

Para além da topologia das redes de transporte (de Portugal e de Espanha) e das respetivas linhas de interligação, a alocação dos centros eletroprodutores, nomeadamente a prioridade de algumas centrais renováveis, são fatores que influenciam fortemente o valor de capacidades de interligação a disponibilizar para efeitos comerciais e, por conseguinte, o período de tempo de ocorrência de *market splitting*.

Na Figura 2-11 e na Figura 2-12, apresenta-se, respetivamente, a evolução anual da percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting* e os montantes transacionados entre os sistemas elétricos português e espanhol, desde 2008.

FIGURA 2-11

Percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting*

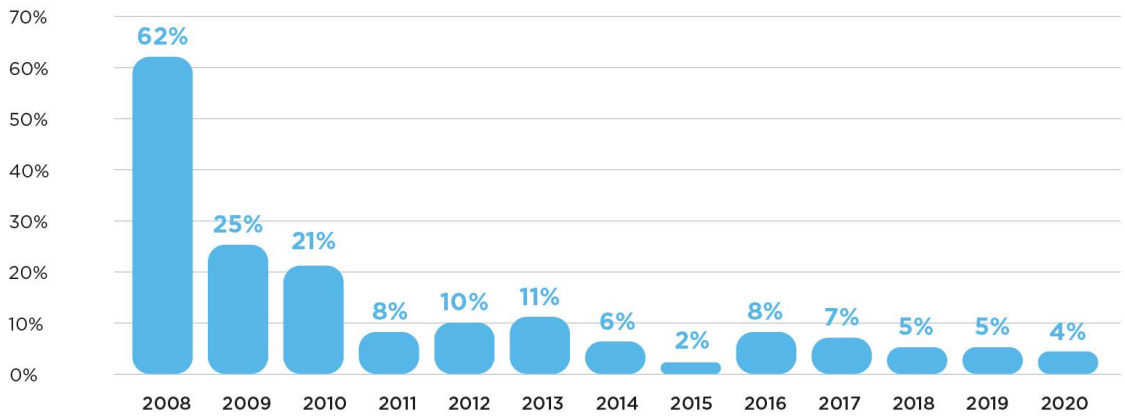
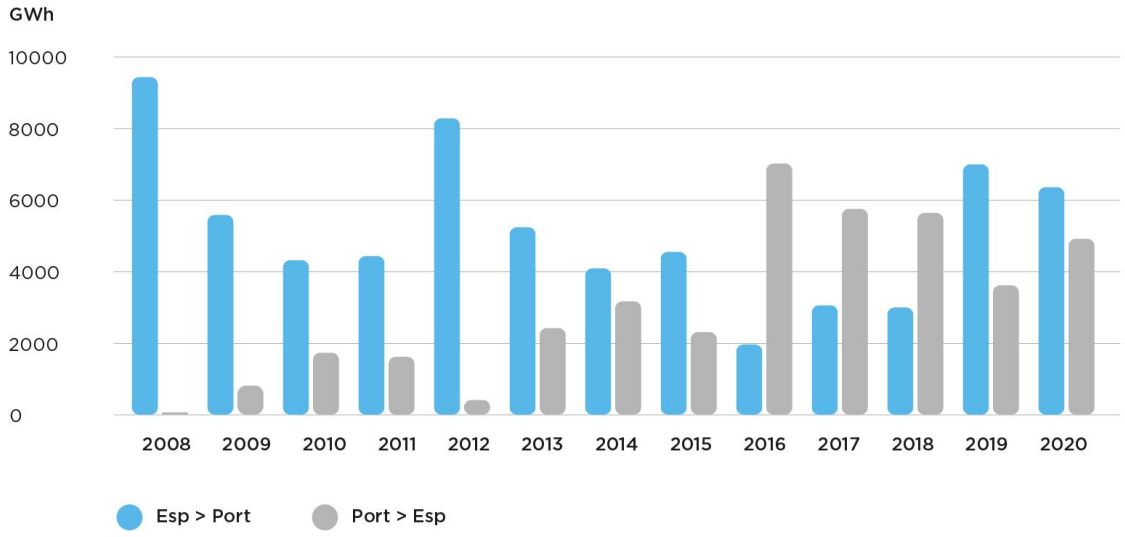


FIGURA 2-12

Trocas energéticas entre os sistemas elétricos português e espanhol em cada sentido



Da observação das Figura 2-9 a Figura 2-11, pode-se concluir que o aumento da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha tem contribuído fortemente para uma redução dos períodos em que se registaram limitações ao livre funcionamento do MIBEL.

Observa-se também que, até ao ano de 2015, verificou-se uma predominância de fluxos no sentido de Espanha para Portugal, sendo que uma boa parte dos períodos de *market splitting* ocorreram, não por qualquer limitação técnica de segurança de operação das redes elétricas, mas antes pela elevada injeção de produção renovável em Portugal em momentos de menor consumo.

Desde 2016, tem vindo a registar-se um crescimento das trocas no sentido de Portugal para Espanha face a anos anteriores, tendo ocorrido nos anos de 2016 a 2018, pela primeira vez desde a criação do MIBEL em 2007, balanços de trocas anuais positivos no sentido de Portugal para Espanha.

Com a subida dos níveis de capacidade de interligação para fins comerciais a caminho do valor objetivo mínimo sustentado de 3 000 MW em ambos os sentidos, espera-se que os períodos de congestionamento da interligação por questões de limitação técnica das redes continuem a ter pouca expressão, sem prejuízo da necessidade de se continuar a acompanhar estes fluxos de forma a prevenir, em tempo útil, as condições necessárias para que os congestionamentos se mantenham com expressão pouco significativa, tanto em amplitude como em duração.

2.5. INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO

O indicador de adequação da transformação, $(Ad_{TR})_{RNT}$, pretende representar, em cada período (ano), uma taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT às condições de exploração, para que, nos termos do Regulamento da Rede de Transporte (RRT), do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação seja monitorizada a garantia de abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida (ligada em redes de tensão igual ou inferior à AT), bem como avaliada a adequação do investimento realizado de uma forma objetiva e transparente.

Na RNT, existem subestações que em regime normal de exploração e do ponto de vista da transformação possuem apenas um transformador instalado (monoalimentação), correspondendo em 31 de dezembro de 2020 a quatro casos num total de 64 subestações de ligação com a rede de distribuição. A esmagadora maioria das subestações possui dois ou mais transformadores em serviço.

De acordo com o RRT, RQS e Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, em qualquer uma destas instalações deve verificar-se, em todo o tempo, a condição de não haver corte de abastecimento da carga adstrita à sua área de influência, isto é, a subestação deve manter uma adequada capacidade de transformação MAT/AT, mesmo em caso de falha de uma unidade ou, quando em regime de monoalimentação, um adequado nível de recurso rápido prestado pela rede de distribuição.

As subestações com apenas um transformador em serviço – muitas vezes em configuração inicial - estão '*per si*' adequadas, com base nos pressupostos anteriormente enunciados, i.e., haver recurso rápido às cargas por si normalmente alimentadas através de reconfiguração da RND. Para efeitos da determinação numérica do indicador global de adequação da transformação, assume-se que para estes casos o seu valor corresponde à unidade (1,0), ou seja, considera-se que a RND tem capacidade para manter a alimentação dos consumos em caso de indisponibilidade do único transformador existente na subestação e desta forma a transformação MAT/AT da respetiva subestação é adequada.

O Ad_{TR} considera, em cada subestação com dois ou mais transformadores MAT/AT, a *ratio* entre o valor máximo da carga natural (quando a subestação é predominantemente dirigida à alimentação de consumos) ou do escoamento de produção (quando na subestação os valores de trânsito mais elevados se registam do nível de AT para o da MAT) e o valor da potência de transformação em 'n-1', i.e., quando o transformador de maior potência se encontra fora de serviço para manutenção, na sequência de um incidente ou de inspeção que a tal obrigue, entre outros.

$$Ad_{TR} = Max\ ([P_{CN_MAX}]\ ou\ [P_{ESCOA}])/S_{TR(n-1)}$$

Em que:

P_{CN_MAX}: valor máximo da carga natural (garantia de abastecimento) [MW] – obtido a partir de registos efetuados.

P_{ESCOA}: valor da potência para escoamento [MW] - Potência de ligação da produção embebida, cujo escoamento foi autorizado em 100% do tempo pela DGEG na licença de exploração, subtraída do mínimo da carga natural: corresponde, assim, ao valor a escoar pela transformação instalada.

$S_{TR(n-1)}$: Potência nominal de transformação assegurada em regime 'n-1', face a qualquer contingência com impacto nas unidades de transformação (corresponde à indisponibilidade do transformador com a maior potência nominal) [MVA].

O valor global, para a RNT, deste Indicador obtém-se pela média aritmética de cada valor singular calculado em cada subestação:

$$(Ad_{TR})_{RNT} = \Sigma(Máx([P_{CN_MAX}]\ ou\ [P_{ESCOA}])/S_{TR(n-1)})/N$$

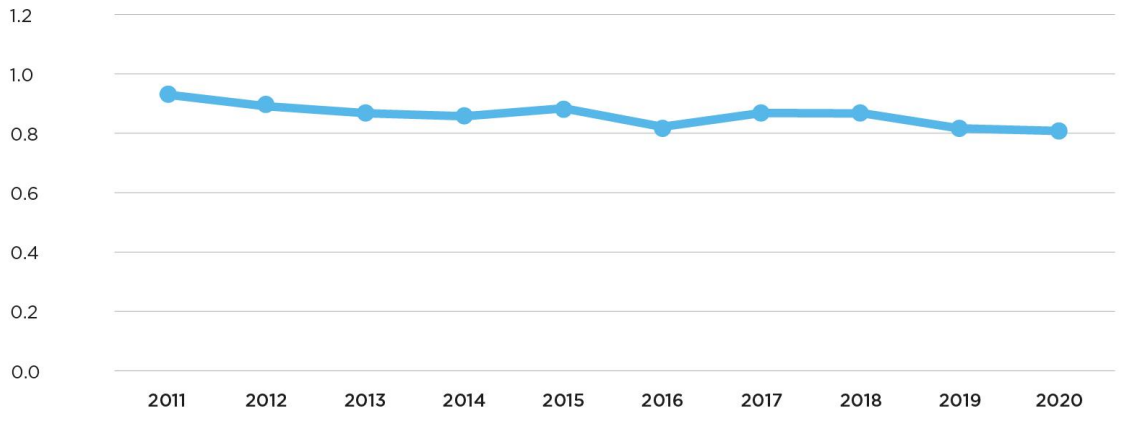
Em que:

N: número de subestações com transformação MAT/AT (PdE MAT/AT no intervalo em análise).

Ilustra-se de seguida o valor assumido pelo indicador global (AdTR) para a RNT desde 2011.

FIGURA 2-13

Evolução do Indicador global de adequação da transformação para a RNT



Em termos da adequação individual da transformação em cada subestação, o valor unitário será atingido quando, em regime 'n-1' de transformação, não haja qualquer margem para o crescimento da carga natural ou da potência de ligação da geração embebida, indicando a eminência de possíveis situações de sobrecarga e a necessidade de atempada decisão de investimento. Assim sendo, devendo a decisão de investimento ocorrer com antecipação suficiente para que o projeto e licenciamento, '*procurement*' e construção se possam realizar, considera-se que o valor deste indicador de adequação, em termos médios, na interpretação previsional no âmbito da atividade de planeamento, não deverá ultrapassar um valor em torno de 0,90 para que seja possível acomodar taxas de crescimento locais das cargas e outras incertezas, no sentido de assegurar

atempadamente adequação da transformação. A metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício (ver subcapítulo 6.3) tem também por base, no cálculo da energia em risco, a não adequação atempada da transformação local.

A evolução do indicador global de adequação da transformação, calculado da forma apresentada, revela de forma objetiva que, em termos médios, a transformação da RNT tem vindo a mostrar-se adequada para garantir o abastecimento da carga natural e o escoamento da produção embebida.

Os valores obtidos são resultado de uma adequada e atempada decisão de investimento em transformação. No entanto, são também reflexo da redução mais recente da carga natural por PdE.

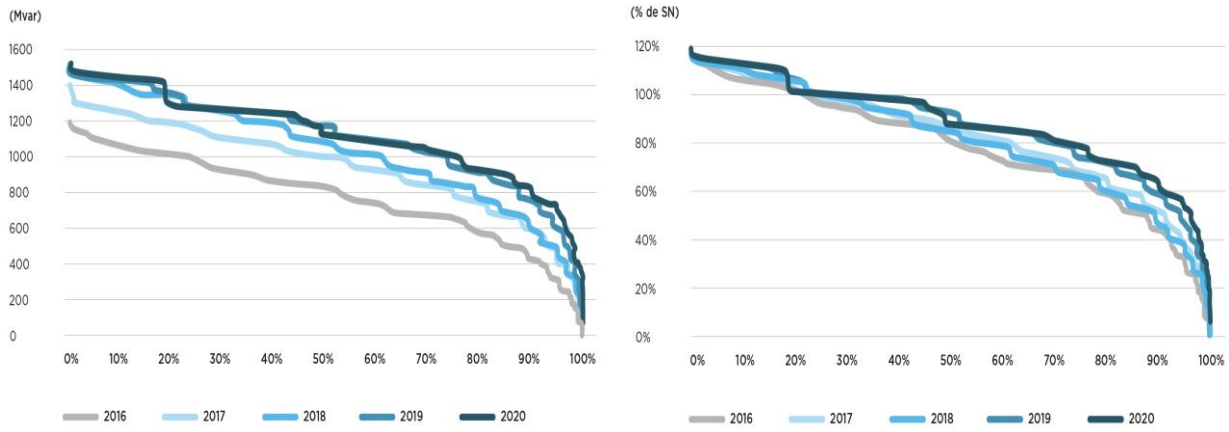
Contudo, a ocorrência, verificada em 2021, da ponta histórica de carga, bem como a atribuição de um grande volume de potência de produção renovável embebida a ligar no curto/médio prazo na RND, em particular em consequência da publicação do Decreto-Lei n.º 172/2006, nas sua atual redação, e dos Despachos da DGEG n.º 41/2019 e n.º 43/2019 relativos a Unidades de Pequena Produção (UPP), ditarão, muito provavelmente, uma alteração ao valor do indicador de adequação de transformação, prevendo-se a necessidade de investimento em novas unidades de transformação de forma a manter o indicador de transformação num valor adequado. (ver subcapítulo 4.5).

2.6. UTILIZAÇÃO DAS REATÂNCIAS SHUNT

A Figura 2-14 apresenta, desde 2016 e no todo nacional, os níveis de utilização das reatâncias shunt da RNT[7].

FIGURA 2-14

Utilização anual das reatâncias shunt na RNT



No período de 2016 a 2020 representado na figura, mais concretamente no ano de 2017, ocorreu a entrada em serviço na RNT de uma nova reatância shunt de 150 Mvar, na subestação de Feira, para ajudar ao controlo de tensões nesta zona da rede.

Observa-se nos registos acima uma elevada taxa de utilização das reatâncias shunt, verificando-se, pelo menos, que em cerca de 50% do tempo o nível de utilização destes dispositivos é superior a 80% da potência nominal instalada e que em mais de 80% do tempo há uma utilização superior a 60% da potência nominal instalada.

O ano de 2020, com o de 2019 muito perto, é aquele em que a taxa de utilização das reatâncias shunt foi mais elevada, constatando-se que em cerca de 50% do tempo o nível de utilização foi superior a 90% da potência nominal instalada e que em 90% do tempo a utilização é superior a 60% da potência nominal instalada.

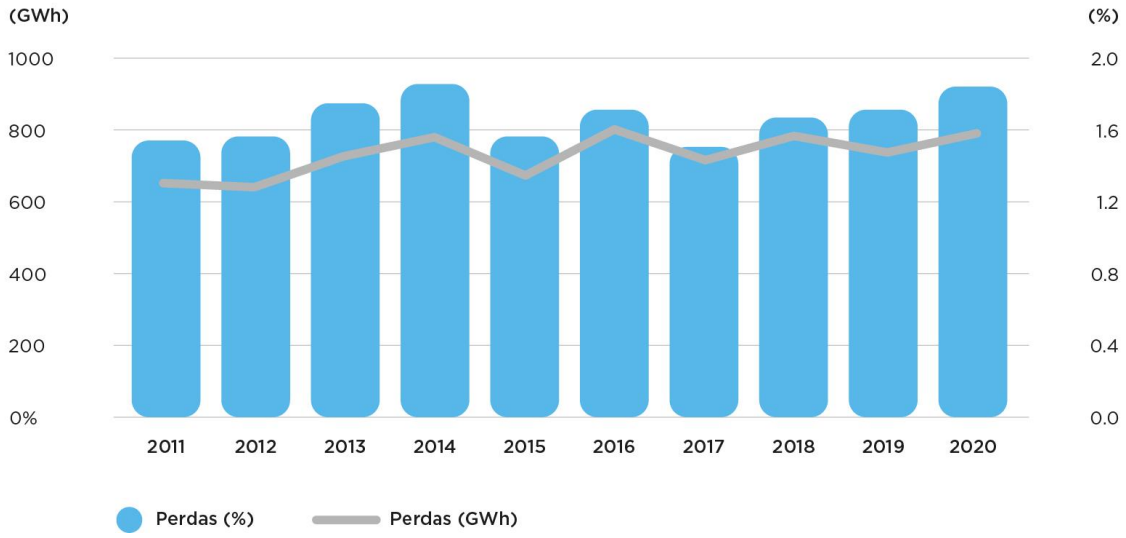
[7] As reatâncias shunt da RNT que se encontram ligadas no nível de tensão de 400 kV, têm 150 Mvar de potência nominal e são dotadas de 4 tomadas de regulação em vazio, às quais correspondem os valores de potência de 90, 120, 150 e 180 Mvar.

2.7. EVOLUÇÃO DAS PERDAS

Na Figura 2-15, ilustra-se a evolução das perdas na RNT verificada desde o ano de 2010, quer em valores absolutos, quer em valores percentuais relativamente à energia entrada na RNT.

FIGURA 2-15

Evolução das perdas na RNT ocorridas no período 2011-2020



As perdas na rede estão muito dependentes dos cenários de geração/consumo (para além dos valores de trocas internacionais), constatando-se um aumento de perdas quando acontecem anos de elevada produção hídrica e/ou eólica, tal como o registado em 2013 e que se repetiu em 2014, 2016, 2018 e 2020, com índices de hidraulicidade e eolicidade superiores a 1,0, ao contrário do ocorrido em 2015 e em 2017, com regimes muito secos em que o índice de hidraulicidade não ultrapassou os 0,74 e 0,47, respetivamente.

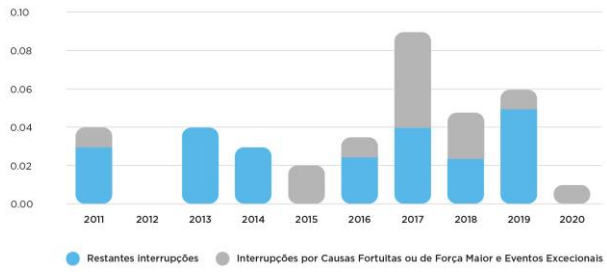
2.8. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Como resultado das opções de investimento efetuado na RNT para acomodar e dar seguimento às orientações de política energética, do planeamento articulado com o ORD e da política de gestão de ativos, a RNT tem conseguido manter os níveis de qualidade de serviço, ao mesmo tempo que se tem otimizado os custos operacionais. Na Figura 2-16, ilustra-se a evolução globalmente positiva do desempenho da RNT na última década observada nos indicadores de qualidade de serviço, em particular o SAIFI, SAIDI, SARI e TIE.

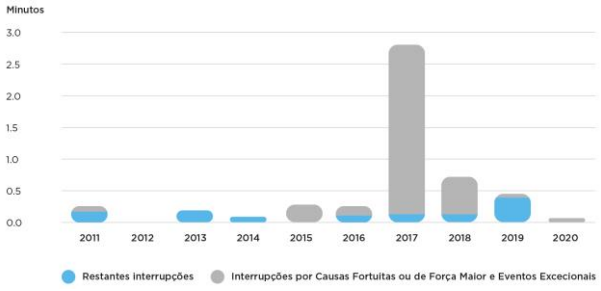
FIGURA 2-16

Evolução dos Indicadores de Qualidade de Serviço da RNT no período 2011-2020

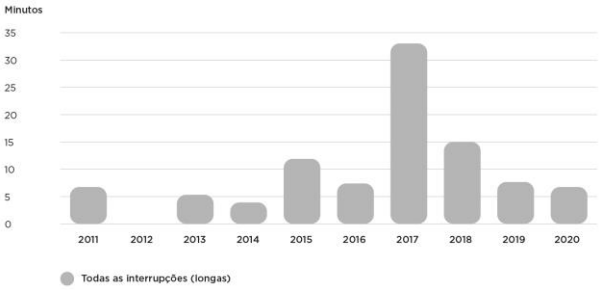
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index



SAIDI – System Average Interruption Duration Index



SARI – System Average Restoration Index



TIE – Tempo de Interrupção Equivalente



Da análise das figuras apresentadas, constata-se uma melhoria sustentada da qualidade de serviço da RNT, tendo o ano de 2020 apresentado valores muito positivos.

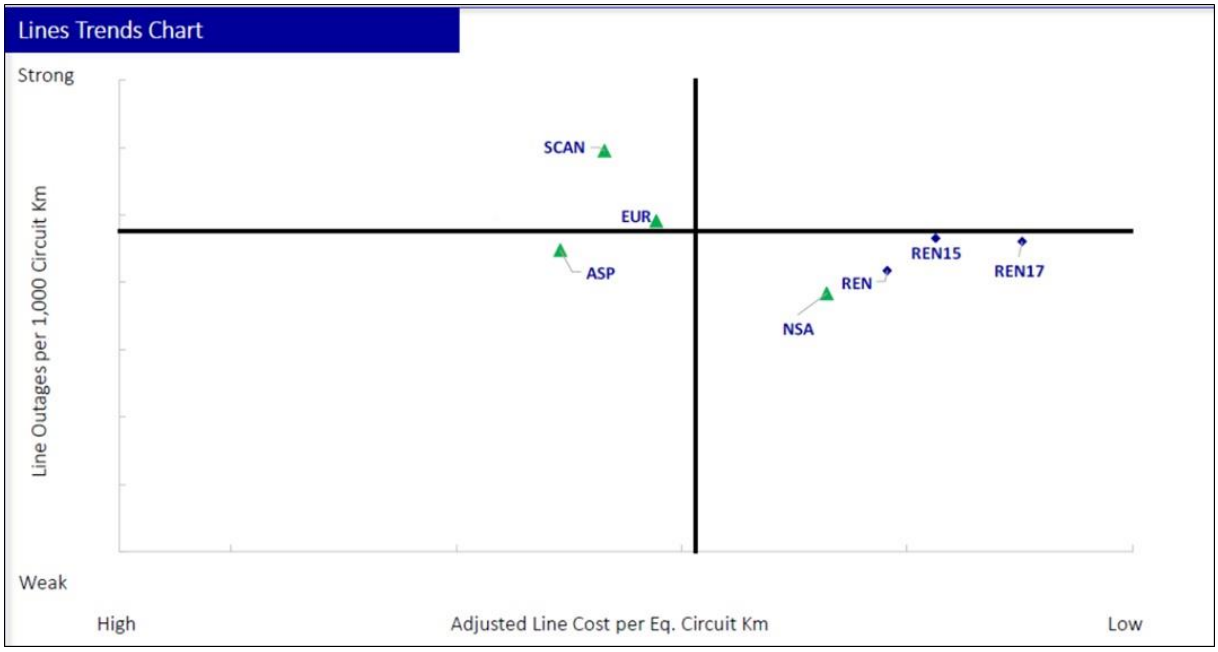
No que em particular se refere ao Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) — indicador de desempenho global usualmente utilizado pelas *utilities* elétricas — foi de 0,03 minutos, correspondendo a uma energia não fornecida de 2,8 MWh.

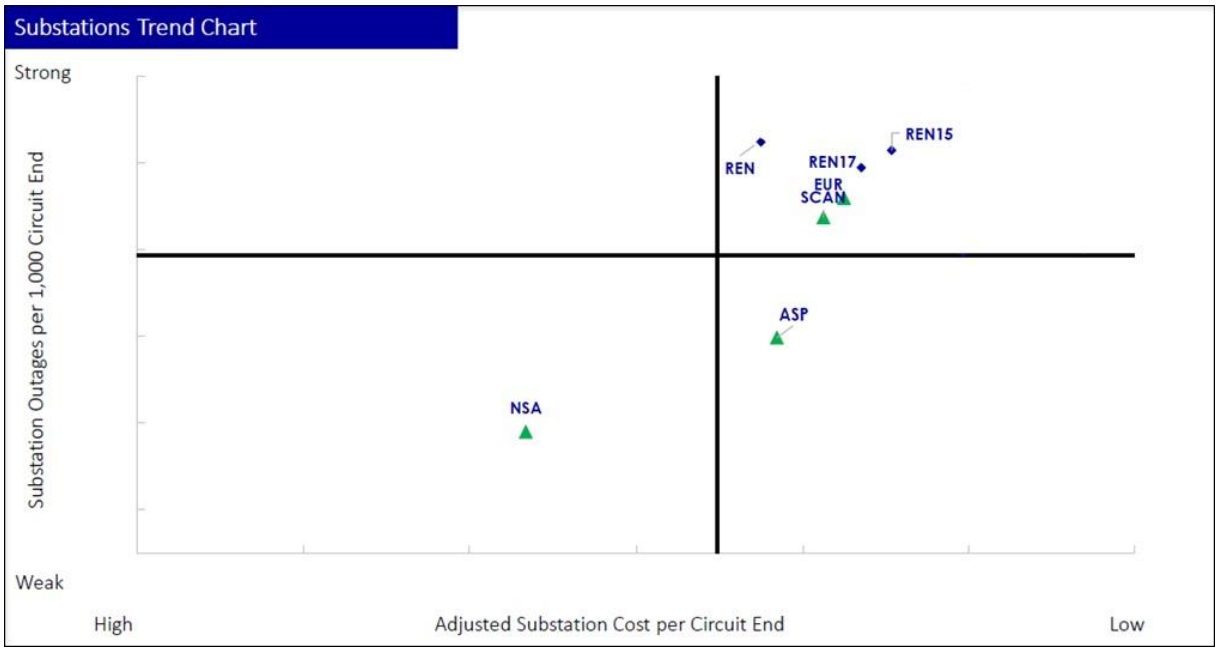
Na Figura 2-17, ilustram-se os resultados de estudo de *benchmarking* internacional de operação e manutenção ITOMS (International Transmission Operations & Maintenance Study), tanto para linhas como para subestações, onde se verifica que a estabilização dos níveis de qualidade de serviço da RNT tem sido acompanhada de uma otimização da eficiência operacional, resultado do esforço de minimização de custos para o SEN. Este foco na maximização da *ratio* qualidade de serviço/eficiência operacional é considerado crítico para o ORT e tem contribuído para uma otimização dos encargos com infraestrutura de transporte de eletricidade a repercutir nas tarifas.

FIGURA 2-17

Resultados do estudo comparativo internacional de operação e manutenção (ITOMS – International Transmission Operation & Maintenance Study)

Data points with no reference code represent the current study year.




Substations Trend Chart
Strong
Substation Outages per 1,000 Circuit End
Weak
High
Adjusted Substation Cost per Circuit End
Low
REN
REN17
REN15
EUR
SCAN
ASP
NSA



3

PRESSUPOSTOS DO PLANO

3.1. ENQUADRAMENTO

O final do primeiro trimestre dos anos ímpares marca a data que a legislação determina como aquela até à qual o ORT deve enviar à DGEG a proposta de PDIRT para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRT inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega na DGEG, isto é, no caso da presente proposta de PDIRT 2022-2031, o seu início material teve lugar ainda durante o segundo semestre de 2020.

Sendo certo que existem elementos que podem ser acomodados numa fase mais avançada da elaboração do documento, outros há que, envolvendo estudos e simulações exigindo mais tempo, necessitam de estar definidos com maior antecedência.

Assim, no que diz respeito à constituição da estrutura base da rede de partida, a presente proposta de PDIRT tem, como um dos seus pressupostos, estarem já realizados e em exploração todos aqueles reforços e ações na RNT que, ao momento da identificação e definição dos pressupostos base para a elaboração da proposta de Plano, se previa ficarem concluídos até ao final de 2021.

Sem prejuízo da importância de outros projetos, destacam-se pelos seus impactos estruturantes nas condições de segurança da RNT e do abastecimento dentro dos padrões regulamentares, os casos da linha a 400 kV Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão, dos eixos a 400 kV Vieira do Minho – Ribeira de Pena – Feira, Falagueira – Fundão e Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões, e da linha a 150 kV Fernão Ferro – Trafaria 2. Refira-se que as simulações e cálculos elaborados para a elaboração do presente PDIRT incorporam os impactos destes projetos nos mais diversos temas estudados e nos próprios resultados que são apresentados, nomeadamente na aferição da conformidade das redes aos padrões regulamentares, capacidade de interligação, correntes de defeito e impacto tarifário.

3.2. ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT

À semelhança do que tem vindo a ser seguido nas edições de Plano mais recentes, também na presente proposta de PDIRT 2022-2031 os projetos de investimento encontram-se organizados segundo dois grandes grupos: o dos **Projetos Base** e o dos **Projetos Complementares.**

PROJETOS BASE DO PDIRT

O grupo dos Projetos Base (ver capítulo 4.) incorpora aqueles 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 também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, incluindo-se nestes os projetos que se encontram considerados no Plano de Desenvolvimento da Rede de Distribuição (PDIRD).

Incorpora ainda projetos associados à Gestão Global do Sistema, em particular nas suas componentes Operação do Sistema, Operação de Mercados e Rede de Telecomunicações de Segurança, bem assim como algumas ações de manutenção e conservação em edifícios administrativos da concessão.

Nos Projetos Base estão assim incluídos: (i) remodelações de ativos da RNT em serviço de instalações da RNT (em linhas e subestações) ou de sistemas de proteção, automação e controlo, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) reforços com vista à manutenção da garantia de fiabilidade da rede e de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos; (iii) projetos para cumprimento dos compromissos acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, em articulação com projetos considerados no PDIRD; (iv) projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, nomeadamente nas vertentes Operação do Sistema, Operação de Mercados e Rede de Telecomunicações de Segurança; (v) ações de conservação em edifícios administrativos da concessão.

Adicionalmente, nesta edição de PDIRT o conjunto dos Projetos Base incorpora 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 GTGSEN, à ligação à rede a um número muito significativo de UPP e 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, e

n.º 46/2019, de 30 de Dezembro, para UPAC. Este tema é detalhado em maior detalhe no sub-capítulo 4.5 desta proposta de Plano.

PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRT

O grupo dos Projetos Complementares (ver capítulo 5.) incorpora os projetos 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 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.

A elevada dependência da efetiva realização dos projetos complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos que a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar, induz a apresentação de soluções, passíveis de concretização, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

Tendo presente esta incerteza e sem prejuízo de uma análise a realizar caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos trabalhos não foram iniciados, deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três e, nalguns casos, de quatro anos (para o caso de projetos que envolvam linhas aéreas, ou ainda cuja complexidade e disponibilidade de mercado o aconselhem), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

3.3. CELEBRAÇÃO DE ACORDOS ENTRE ORT E PROMOTORES DE NOVOS CENTROS ELETROPRODUTORES

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, veio permitir o acesso de centros eletroprodutores renováveis à RESP através de três vias alternativas, levando todas elas a uma reserva prévia de capacidade de receção na RESP, através da emissão de um Título de Reserva de Capacidade (TRC) atribuído pelos Operadores de Rede, caso estejam reunidas as condições legais para o efeito.

Assim, o n.º 2 do Artigo 5.º-A refere o seguinte:

A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP consta de:

a) Título emitido pelo operador da RESP com reserva de capacidade de injeção na rede em nome do requerente;

b) Acordo entre o requerente e o operador da RESP com assunção, por aquele, dos encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia produzida pelo centro eletroprodutor, com identificação da capacidade a atribuir;

c) Título emitido pelo operador da RESP nos termos comunicados pela entidade gestora do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede.

Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019 (isto é, a partir do dia 3 de junho de 2019), através de inscrição em plataforma online da DGEG (e enquanto a mesma esteve aberta, isto é, até 19 de março de 2020) os Requerentes escolhiam o Operador de Rede, a subestação e o nível de tensão a que se pretendiam ligar, bem como a potência de ligação do projeto de produção e ainda se o pedido de atribuição de reserva de capacidade se enquadra na alínea a) – Regime geral, ou na alínea b) – Acordo. Neste período foram rececionados por ambos os Operadores de Rede um conjunto muito elevado de pedidos de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP, quer em número como também em potência, tanto ao abrigo da alínea a) como da alínea b).

No âmbito da alínea b) – Acordos, conforme estabelecido no Decreto – Le n.º 76/2019 e até à publicação pela DGEG de uns Termos de Referência, em 16 de fevereiro de 2020, específicos para tratamento do elevado volume de Requerimentos recebidos no âmbito desta alínea b), foi estudado pelo ORT um primeiro conjunto de pedidos, correspondendo a cerca de 3,5 GVA de potência instalada em nova geração fotovoltaica.

Deste estudo específico conjunto resultou a identificação de novos reforços internos na estrutura malhada da RNT, necessários para a criação de capacidade de receção viabilizando a ligação e o escoamento da produção dos centros eletroprodutores em causa, reforços esses cujos encargos

são integralmente suportados pelos Promotores Requerentes, conforme previsto no referido Decreto-Lei.

Como resultado, foi elaborada proposta de Acordo entre o ORT e cada um dos Promotores Requerentes, tendo em conta o Modelo de Acordo previamente aprovado pela DGEG, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 76/2019, para a realização desse conjunto de novas infra-estruturas da RNT, propostas de Acordo essas que mereceram a aprovação dos Promotores Requerentes.

Deste modo, os reforços de rede associados com estes acordos têm a sua realização já favoravelmente decidida, estando assim assumidos como um dos pressupostos de base desta proposta de PDIRT. Isto é, os reforços de rede definidos no âmbito deste conjunto de acordos fazem parte do Plano enquanto elementos integrantes da estrutura de rede futura, mas não constituem propostas de investimento a apresentar à aprovação no âmbito da presente proposta de PDIRT.

Em termos de dimensão, estes novos reforços de rede representam cerca de 580 kms de novas linhas de 400 kV (simples e duplas) e 4 novos postos de corte, também de 400 kV, reforços estes que, do ponto de vista de AAE, neste exercício de Plano são avaliados de forma conjunta com outros investimentos apresentadas na presente proposta de PDIRT 2022-2031.

3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

3.4.1. Enquadramento

Não obstante os dados recolhidos ao longo dos anos mais recentes indicarem uma relativa estagnação[8] do consumo de eletricidade (energia elétrica), bem como do valor da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental (cf Figura 2-6 do capítulo 2.2), o ano de 2020, influenciado pela pandemia do vírus SARS-COV-2 e o forte impacto que teve na economia nacional e global, caracterizou-se por uma redução do consumo, porém com um aumento da ponta síncrona.

Já no decorrer do presente ano de 2021, no dia 12 de janeiro, num contexto de pandemia, crise económica e temperaturas extremas, ocorreu a ponta síncrona de carga máxima histórica, com um valor de 9889 MW. Por outro lado, no ano de 2020, a ponta síncrona de carga ocorrida já tinha ficado muito próxima do limite superior do intervalo estimado para 2020 no cenário Central Ambição do RMSA-E 2018 para o período 2018-2040, utilizado como proposta de previsão de evolução de consumo e carga na anterior proposta de PDIRT 2020-2029.

Assim, esta proposta de PDIRT incorpora estas observações nos cenários de previsão de cargas e de consumos previstos para o período 2022-2031, bem como na avaliação da adequação da RNT à procura prevista e nos investimentos necessários, com a devida consideração da produção ligada à RNT em AT ou às redes do operador da RND (produção embebida).

3.4.2. Metodologias e evolução do consumo e das pontas

Os estudos previsionais mais recentes e cujos resultados constam do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2021-2040 (RMSA-E 2020), referentes ao período 2021-2040, estabelecem as estimativas para a evolução do consumo de eletricidade, a nível global de Portugal continental, e apresentam quatro cenários de crescimento da procura, que se podem associar da seguinte maneira: (i) o *cenário Continuidade*, no qual se estabelece uma evolução Inferior e uma outra Central; (ii) o *cenário Ambição* (Figura 3-1), suportado numa expetativa de maior penetração dos VE e da produção descentralizada e disseminação de unidades de produção UPAC[9] e UPP[10], no qual, para além de uma evolução Central, se define uma evolução Superior (incluindo uma sensibilidade à estagnação do autoconsumo – teste de *stress*).

Os quatro cenários de evolução da procura apresentam taxas de crescimento médio anual no período deste PDIRT, de 2022 a 2031, entre um mínimo de 0,7 % para o Inferior Continuidade e

[8] Exceto o ano 2018 que pontualmente registou aumento do consumo homólogo.

[9] Unidades de produção para autoconsumo.

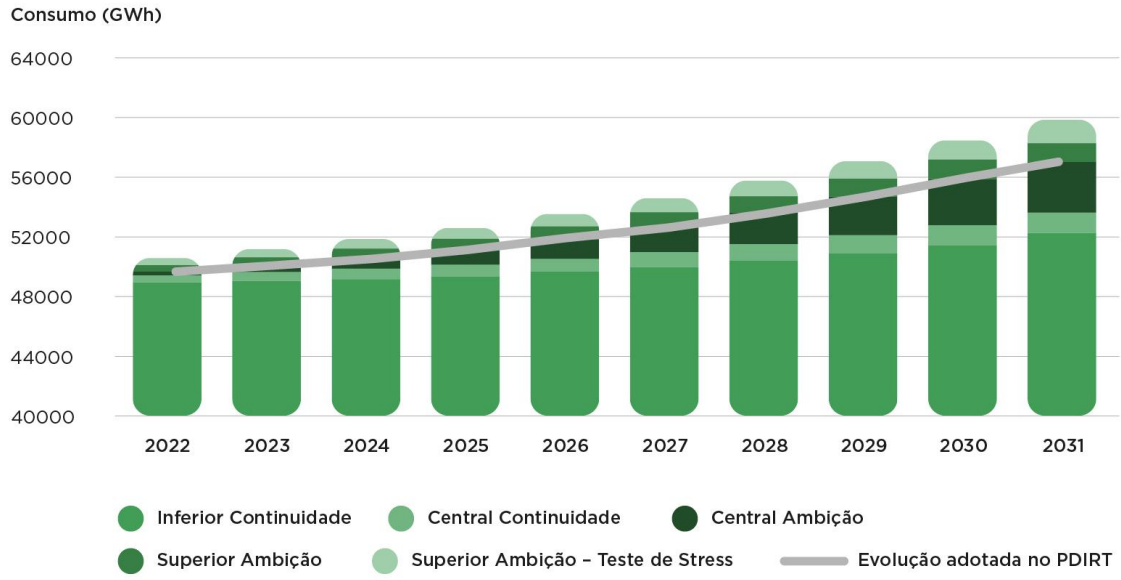
[10] Unidades de pequena produção.

máximo de 1,8 % para o Superior Ambição. Esta banda foi obtida no pressuposto de 'temperatura média', tendo por base a metodologia descrita no Anexo 2.II, 'Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade' do RMSA-E 2020 aprovado por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em 30 de dezembro de 2020, cujos pressupostos se anexam como Anexo 2 a esta proposta de PDIRT.

Salienta-se, contudo, que, para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre os cenários de evolução da procura que constam do RMSA-E 2020, foi adotado, como referência para os estudos centrais do PDIRT, o cenário *Central Ambição*, tendo em conta as pontas síncronas de carga verificadas em 2020 e 2021 e as previstas para esses anos no RMSA 2020 e que ao mesmo tempo antecipa uma forte aposta no aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e perspetiva um elevado incremento na disseminação da mobilidade elétrica, sendo ainda assim um cenário conservador (Central). Nesta proposta de PDIRT é também efetuada uma análise de sensibilidade ao limite máximo de evolução da procura, de forma a salvaguardar o cumprimento das obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço técnica.

FIGURA 3-1

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental*
RMSA-E 2020 (horizonte 2022-2031)



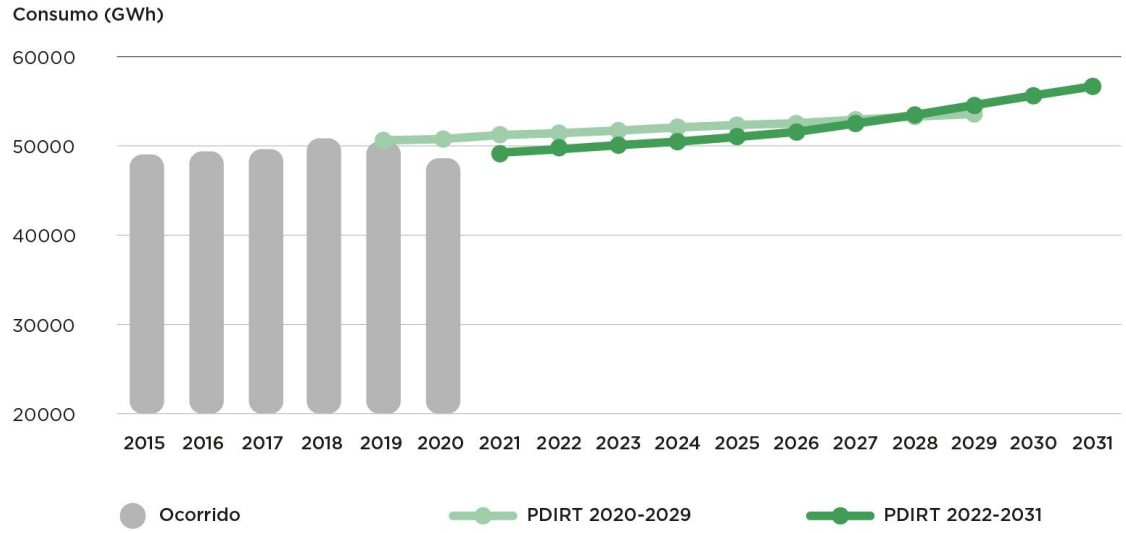
* As taxas de crescimento médio anual para os cenários de evolução do consumo apresentados nesta figura, respeitantes ao período 2022-2031, são, para os cenários Inferior Continuidade, Central Continuidade, Central Ambição, Superior Ambição e Superior Ambição para Teste de *Stress*, respetivamente de 0,7%, 0,9%, 1,5%, 1,6% e 1,8%.

Em complemento, na Figura 3-2 compara-se a previsão da evolução do consumo incluída no Plano anterior, PDIRT 2020-2029, com a prevista na presente proposta de PDIRT 2022-2031 (cenário Central Ambição), mostrando-se também os valores efetivamente verificados entre 2015 e 2020.

FIGURA 3-2

Evolução ocorrida e estimada do consumo em Portugal continental

Ocorrido e PDIRT 2020-2029 vs PDIRT 2022-2031

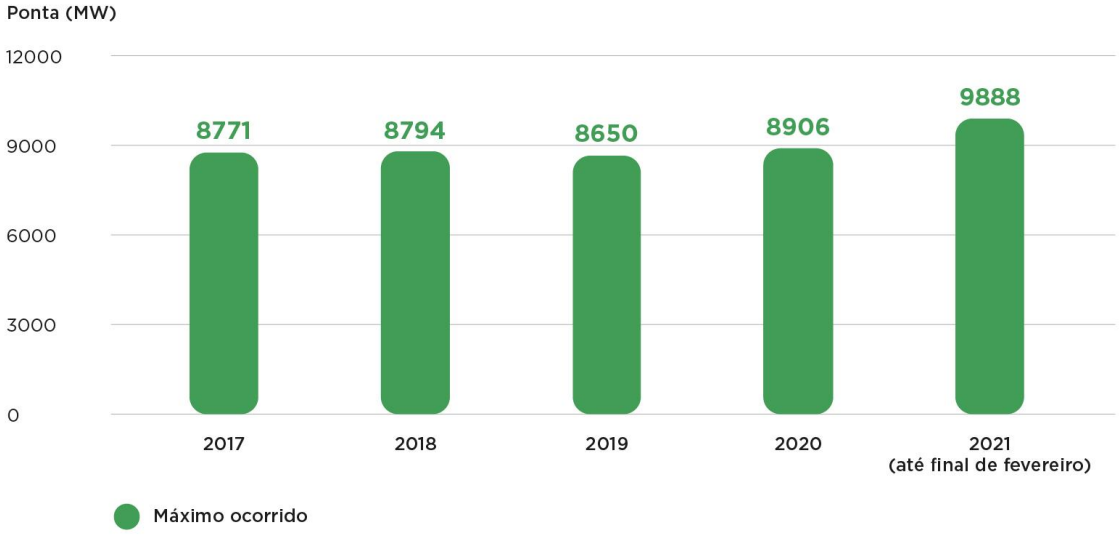


Tendo por base a metodologia 'Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN' descrita no Anexo 2.III do RMSA-E 2020, e que se anexa a esta proposta de PDIRT no Anexo 10.2, obtiveram-se os valores anuais previstos para as pontas síncronas sazonais, entre 2022 e 2031, incluídas também no Anexo 10.3. Na Figura 3-3, apresenta-se esta evolução prevista para as pontas síncronas sazonais[11] em Portugal continental no cenário Central Ambição e para o horizonte temporal deste PDIRT, incluindo-se ainda os valores da ponta síncrona máxima registados entre 2017 e 2021 (até 15 de março).

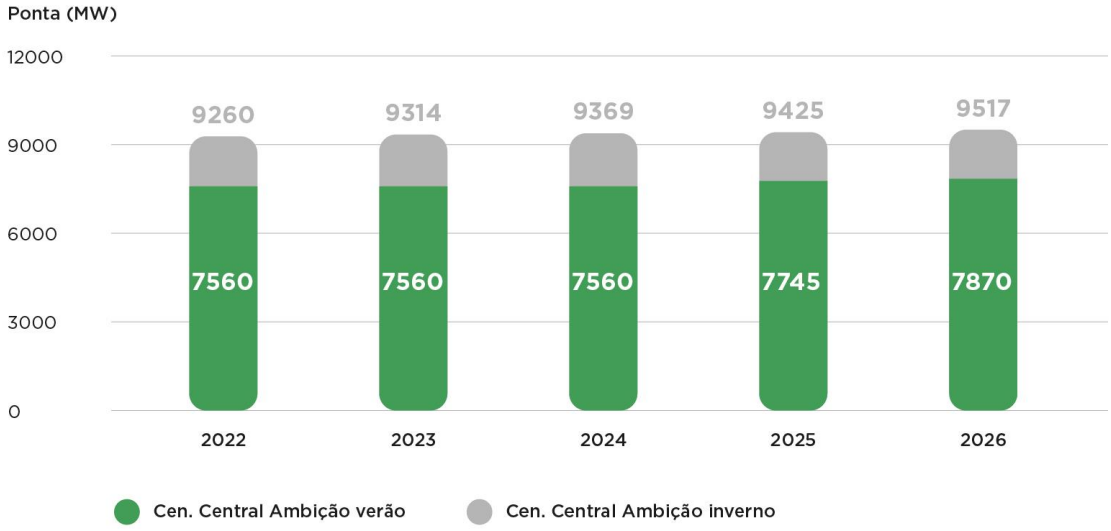
FIGURA 3-3

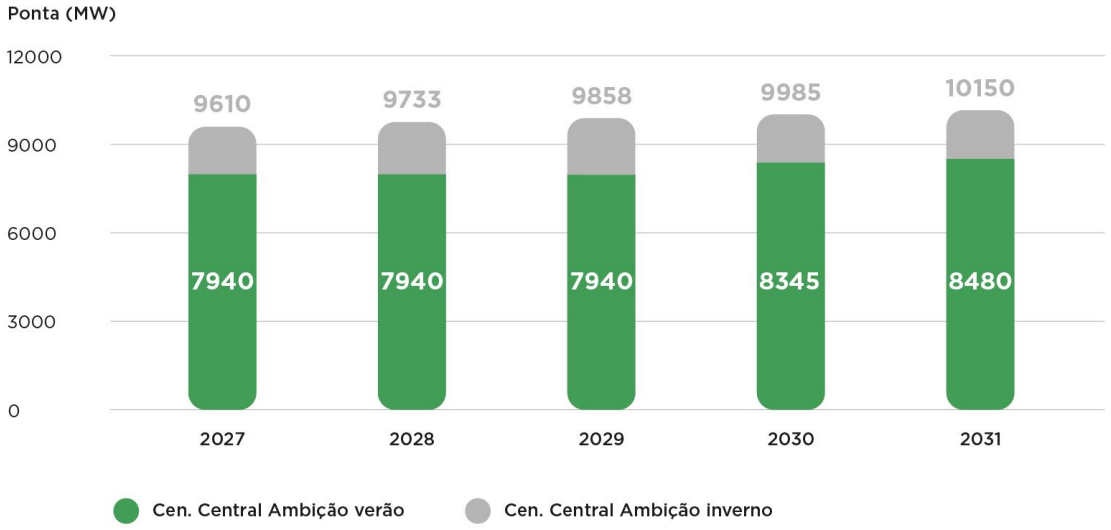
Evolução ocorrida e estimada das pontas síncronas sazonais da carga (referida à emissão) em Portugal continental

Ocorrido e valores deduzidos da evolução da carga segundo metodologia e resultados apresentados no Anexo 10.2 (horizonte 2022-2031)



[11] Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%.


Ponta (MW)
12000
9000
6000
3000
0
9260
9314
9369
9425
9517
7560
7560
7560
7745
7870
2022
2023
2024
2025
2026
Cen. Central Ambição verão
Cen. Central Ambição inverno


Ponta (MW)
12000
9000
6000
3000
0
9610
9733
9858
9985
10150
7940
7940
7940
8345
8480
2027
2028
2029
2030
2031
Cen. Central Ambição verão
Cen. Central Ambição inverno

3.5. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA

3.5.1. Previsão da ponta síncrona de carga

A previsão de cargas a alimentar pela RNT, para efeitos de simulação e adequação da rede, deve ser elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia, tendo em conta o registo histórico dos últimos anos. Quando relevante, deverão ser tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais. O valor global da estimativa daqui resultante deve corresponder à situação de simultaneidade de carga e deve estar associado ao cenário de consumo mais provável disponível no Relatório da Monitorização da Segurança do Abastecimento, neste caso o RMSA-E 2020, cuja aprovação é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, conforme previsto no Capítulo 9.5.1. (Previsão de Cargas) do Anexo I (Regulamento da Rede de Transporte, "RRT") da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho.

CENÁRIO DE REFERÊNCIA CONSIDERADO

Em consequência do referido no ponto anterior, a verificação da adequação da rede à procura foi efetuada, nesta proposta de PDIRT, para a situação de simultaneidade de carga e com a previsão de cargas obtida tendo por base a metodologia incluída no Anexo 10.2. Dos valores anuais obtidos tomaram-se como base da preparação da presente proposta de PDIRT os associados ao cenário Central Ambição para um agravamento pelo efeito da temperatura para uma probabilidade de não excedência de 100% por se considerar que este cenário de evolução da procura está alinhado com as pontas síncronas de carga ocorridas em 2020 e já em 2021 ao mesmo tempo que incorpora, nomeadamente, o contributo do incremento na disseminação da mobilidade elétrica, sendo ainda assim um cenário conservador (Central).

Com base na previsão para as pontas síncronas de carga correspondentes ao cenário *Central Ambição*, e no registo histórico dos últimos anos das cargas em cada Ponto de Entrega (PdE), bem como na informação fornecida pelo operador da RND e constante na proposta de PDIRD 2021-2025, obtiveram-se os valores sazonais de carga natural[12] para cada subestação da RNT e para cada ponto de entrega em MAT (que alimentam diretamente consumidores ligados à rede neste nível de tensão) registados no Anexo 12.

Quanto à componente reativa, para cada época sazonal e regime de carga, aquela é obtida através de fatores de potência — $tg(\phi)$ — característicos de cada PdE. Recentemente, estes fatores foram alvo de revisão, realizada a partir de registos da potência ativa e reativa por ponto de entrega MAT/AT, situando-se atualmente estes valores da $tg(\phi)$, em termos globais, em cerca de 0,23 e 0,17, respetivamente em ponta de verão e em ponta de inverno.

[12] Valor da potência ativa de carga a ser abastecida pela respetiva subestação MAT/AT na ausência de produção das centrais ligadas a essa subestação em AT ou níveis de tensão inferiores.

Os valores globais da previsão simultânea para a carga ativa nos períodos sazonais de verão e de inverno, correspondem a situações de carga máxima e mínima com agravamento pelo efeito da temperatura para uma probabilidade de não excedência de 100%.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE A CENÁRIOS COMPLEMENTARES

De forma a obter um leque mais alargado de informação, salvaguardando as obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento dos consumos e à qualidade de serviço técnica estabelecidas no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), a verificação da adequação da rede à procura incluiu também uma análise de sensibilidade à evolução da ponta síncrona da carga, com a previsão de cargas e ponta sazonal referente ao cenário de evolução mais elevado, o *Superior Ambição*, incluído no Anexo 10.3.

Não obstante, o PDIRT é revisto a cada dois anos, enquanto o operador da RNT monitoriza em permanência os níveis de carga nos seus equipamentos e nas áreas de influência das subestações. Assim, é feita uma gestão de risco no sentido de se poder promover uma eventual antecipação de projetos de reforço que se venham a revelar necessários, desde que as necessidades dos mesmos não se materializem num prazo indicativo inferior a 3 anos.

CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA

No território continental, do montante global de potência de produção instalada em final de 2020, quase 70%, diz respeito a centros eletroprodutores baseados em fontes de energia renovável, e, destes últimos, uma parte considerável, cerca de 5 860 MW, encontra-se ligada à RNT em AT ou às redes de distribuição (o conjunto de toda a produção ligada à RNT em AT ou às redes do operador da RND, neste contexto designado por "produção embebida", ascendia a 6 582 MW no final de 2020). Assim, os valores de carga indicados em cada PdE de ligação à RND são satisfeitos, pela conjugação das condições de estabilidade disponibilizadas pela RNT e pelo contínuo balanço energético da transformação MAT/AT nas subestações da RNT com a produção embebida, quando a respetiva fonte energética esteja disponível e em operação.

Consequentemente, a produção embebida é tida em devida conta na simulação e adequação da rede à procura. A correspondente energia, os fluxos dela decorrente, bem como as suas potenciais variações, ilustradas a nível de Portugal continental para o ano de 2020 na Figura 3-4 e na Figura 3-5, são igualmente tidas em conta no funcionamento global da rede de transporte à luz dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' (v. Anexo 1). Desta forma, o planeamento dos reforços internos da RNT tem também em consideração aqueles montantes de potência, utilizando-os nos cenários de simulação e verificação da adequação de operação da RNT em diferentes horizontes temporais futuros.

Para além da observação dos compromissos regulamentares do ORT no que respeita ao abastecimento dos consumos do SEN e à integração e escoamento de produção, incluindo a embebida, o nível de investimento na RNT deve ser também adequado às solicitações dirigidas à RNT. Nesse sentido, este plano de investimentos pretende dar resposta a ambas estas exigências, quer através da avaliação da adequação da transformação em cada ponto de entrega, quer através da simulação de uma multiplicidade de cenários futuros de operação da rede, que englobam

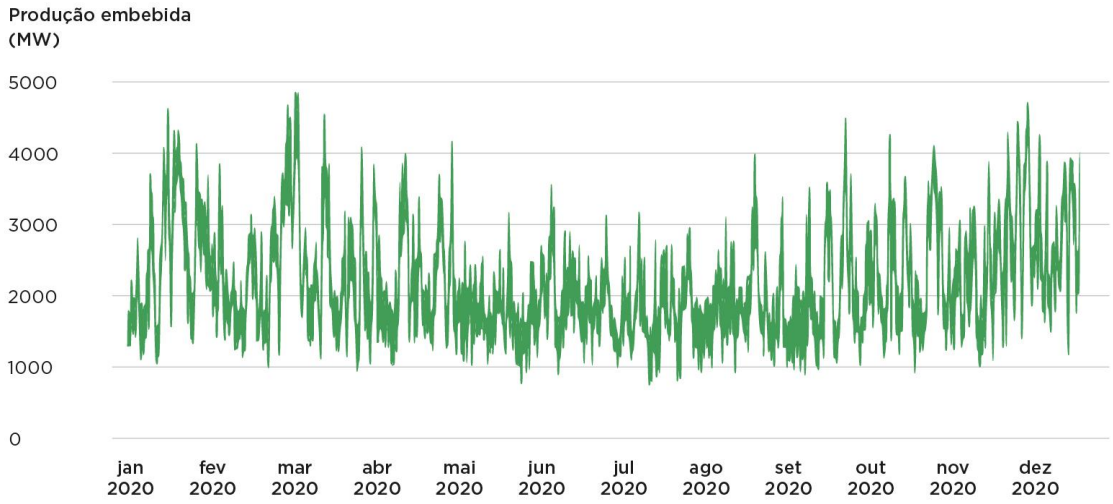
diferentes níveis de solicitação da RNT, como sejam diferentes situações de carga, de sazonalidade, de condições de hidraulicidade, eolicidade e de trocas comerciais com Espanha.

A previsão da ponta de carga do SEN é um exercício complexo, uma vez que depende de fatores diversos não controláveis, que apresentam crescente variabilidade e são dificilmente antecipáveis, sendo, porém, essencial, uma vez que é através deste tipo de análise técnica que se procura identificar as necessidades de investimento na RNT, considerando toda a incerteza da multiplicidade de variáveis envolvidas. A manutenção deste procedimento é, no entanto, recomendável de forma a garantir que a RNT continue a dar uma resposta adequada, não só à ponta síncrona de carga do SEN e às pontas locais por PdE, como também à ponta da RNT[13], a qual atingiu cerca de 9 680 MW em janeiro de 2021.

FIGURA 3-4

Produção embebida medida em Portugal continental em 2020

(A) Diagrama cronológico



[13] Corresponde ao valor máximo de potência simultânea associada aos fluxos de entrada na RNT através dos pontos de ligação desta com os centros eletroprodutores a ela diretamente ligados, com outras redes (redes de distribuição e interligações internacionais) e com clientes em MAT.

(B) Diagrama dos valores ordenados (gráfico do acumulado)

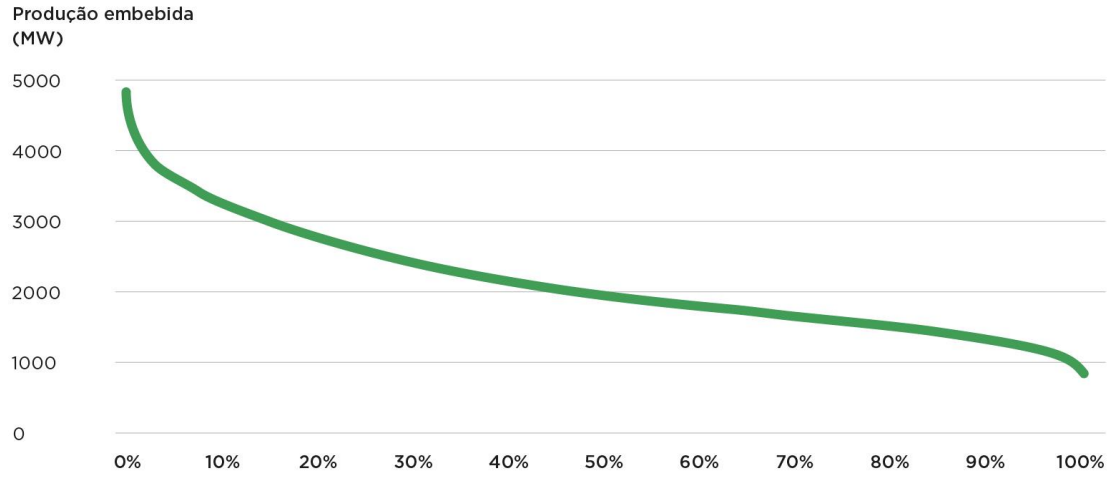
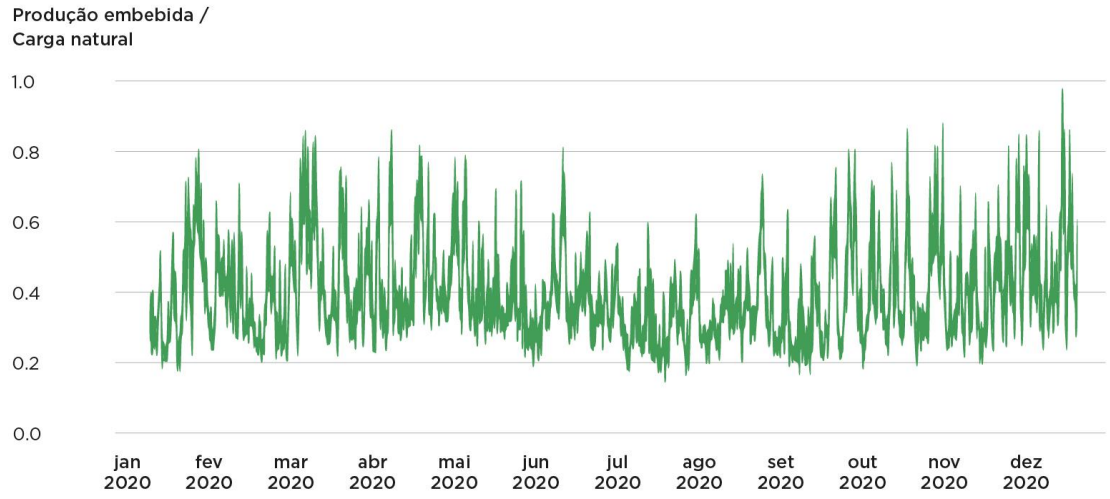


FIGURA 3-5

Contributo da produção embebida em Portugal continental na satisfação da carga natural nas subestações da RNT em 2020

Diagrama cronológico



3.5.2. Previsão de cargas por Ponto de Entrega (PdE)

A relação entre o consumo e a ponta síncrona de carga em Portugal continental alterou-se nos últimos anos, refletindo-se esta alteração numa maior separação entre a ponta síncrona e o somatório das pontas por PdE, com impactos diferenciados na adequação da rede e da transformação local em cada PdE. O Regulamento da Rede de Transporte (RRT), no ponto 9.5.1.2, antecipa precisamente que, numa perspetiva individual de cada PdE, os seus registos de carga máxima podem atingir valores superiores aos que constam da previsão de carga simultânea, pelo facto de os mesmos não estarem referidos a instantes síncronos com os dos demais PdE.

Previsão de carga máxima por PdE

Em consequência do referido no ponto anterior, e em sintonia com o estabelecido no ponto 9.5.1.2 do RRT, elaborou-se uma previsão de pontas máximas sazonais nas subestações para efeitos da adequação da transformação instalada, tomando-se como ponto de partida para este exercício o resultado de um levantamento dos registos das pontas locais da carga em cada PdE da RNT ao longo dos últimos anos, resultando daqui uma estimativa das pontas típicas das cargas em cada PdE.

Resultante do trabalho de planeamento coordenado levado a cabo pelos ORD e ORT, este ponto de partida foi depois extrapolado, tendo em conta taxas de crescimento previsionais locais obtidas com base em informação disponibilizada pela concessionária da RND relativamente às taxas de evolução do consumo em baixa tensão (BT) e em média tensão (MT) nos 278 concelhos de Portugal continental entre 2020 e 2026, e por aplicação da atual matriz de incidência desses 278 concelhos nas subestações da RNT. A extrapolação é depois ajustada de acordo com as datas previsíveis de entrada/saída de serviço de instalações e alterações topológicas na RND.

O resultado desta previsão encontra-se disponível, por PdE, no Anexo 12.

A previsão de cargas por PdE elaborada de acordo com esta metodologia, permite salvaguardar as obrigações atribuídas ao operador da RNT relativamente à garantia de abastecimento dos consumos e à qualidade de serviço técnica, promovendo uma adequação atempada da transformação em cada PdE e gerindo de forma eficiente o investimento em transformação, tendo também em conta a capacidade de sobrecarga admissível dos transformadores.

Análise de sensibilidade às taxas de crescimento locais

Reconhecendo, não obstante, o dinamismo da evolução da procura, procedeu-se a uma análise de sensibilidade à procura por PdE, considerando taxas de crescimento previsionais locais mais conservadoras do que as obtidas no ponto anterior, no limite, num cenário de estagnação de pontas locais após 2022, procurando desta forma testar o efeito que um possível cenário macroeconómico desfavorável e/ou de menor penetração dos veículos elétricos ou um desenvolvimento mais célere na aplicação de medidas de eficiência energética, autoconsumo e de flexibilidade da procura teriam no investimento na RNT.

Não obstante, deve recordar-se que os prazos de concretização de projetos de investimento em transformação podem levar em média cerca de 2 a 3 anos, desde a tomada de decisão até à entrada em exploração dos equipamentos, pelo que, para o horizonte 2022-2025, não se considera, decorrente desta análise de sensibilidade, qualquer alteração ao desenvolvimento previsto para a RNT nesta componente.

Salienta-se, novamente, que o PDIRT é revisto a cada dois anos, enquanto o operador da RNT monitoriza em permanência os níveis de carga e a adequação da transformação nos seus PdE. Assim, é feita uma gestão de risco no sentido de se poder promover uma eventual antecipação de projetos de reforço que se venham a revelar necessários, desde que as necessidades dos mesmos não se materializem num prazo indicativo inferior a 3 anos.

Esta análise de sensibilidade e os seus resultados são apresentados no subcapítulo 6.10.

CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA POR PDE

Conforme já referido, os valores de carga em cada PdE de ligação à RND são satisfeitos, pela conjugação das condições de estabilidade disponibilizadas pela RNT e pelo contínuo balanço energético da transformação MAT/AT nas subestações da RNT com a produção embebida, quando a respetiva fonte energética esteja disponível e em operação.

Os resultados da permanente monitorização da produção embebida na zona de influência de cada PdE, demonstra que a mesma deve ser considerada com maior acuidade na verificação da adequação da transformação a nível local (por PdE), tanto para a garantia do abastecimento dos consumos e da qualidade de serviço técnica, em conformidade com os padrões de segurança de planeamento estabelecidos no RRT bem como no RQS, como para o dimensionamento e a adequação da transformação e decisão de investimentos, dada a grande volatilidade desta produção.

Se em termos médios a presença de produção embebida permite estimar um balanceamento energético não nulo, já quanto à satisfação da continuidade de serviço, o carácter volátil e intermitente das fontes renováveis e a falta de garantia de potência exige que a garantia do abastecimento se suporte na adequação de transformação MAT/AT nos PdE, num quadro onde a resposta ativa da procura não se encontra ainda suficientemente madura e implementada para reagir à volatilidade e intermitência da oferta presente na produção embebida.

Acresce que, presentemente, 36% da potência eólica e a maior parte da fotovoltaica, ambas estas parcelas ligadas a níveis de tensão iguais ou inferiores a 60 kV, não se encontra adequada com requisitos de resiliência a cavas de tensão, pelo que perante estas mesmo de pequena duração, e.g., originadas por curto-circuitos nas redes eliminados dentro dos padrões constantes dos regulamentos, aquela produção poderá desligar-se automaticamente da rede, estabelecendo um efeito de súbita ausência de energia disponível para o abastecimento, a qual tem que ser imediatamente compensada por alteração dos fluxos entre a MAT e a AT, i.e., recorrendo à potência e energia a disponibilizar pela RNT nos respetivos PdE.

A título de exemplo, a Figura 3-6 ilustra um zoom efetuado na contribuição da produção embebida para a satisfação da carga natural da zona de influência da subestação da Bodiosa durante um determinado período do ano 2020.

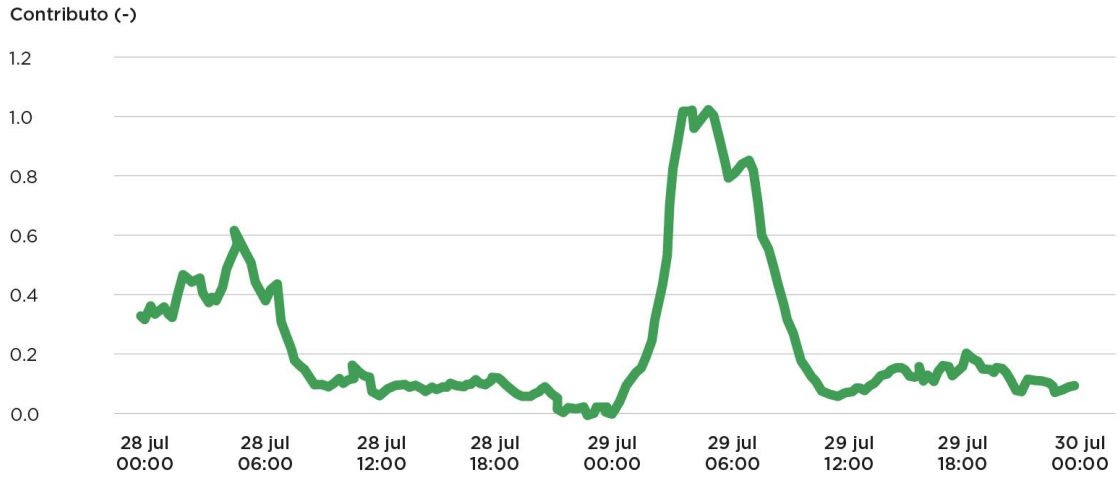
A produção embebida associada à subestação da Bodiosa, em 2020 com uma potência instalada de 224 MW, repartia-se por 156 MW de produção eólica (70%), 49 MW de produção hídrica (22%) e 19 MW de produção térmica (8%). A carga natural nesta subestação apresentou, ainda em 2020, uma ponta de cerca de 114 MW.

É possível observar a variabilidade do contributo da produção embebida para a satisfação da carga local bem como o valor reduzido durante uma parte desse intervalo de tempo.

FIGURA 3-6

Contributo[14] da produção embebida recolhida na zona de influência da subestação da Bodiosa

28 e 29 de julho de 2020



Em 2020, 6 dos 64 PdE de apoio à RND detinham, em produção embebida, um valor de potência de ligação inferior a 5% da sua carga natural máxima (ou seja, nestes PdE a produção embebida é garantidamente de valor bastante reduzido). Por outro lado, ainda em 2020, em 31 dos restantes 58 PdE, o valor mínimo registado da *ratio* da cobertura da carga natural pela produção embebida foi inferior a 5%, atingindo esta *ratio*, em alguns destes pontos, um valor próximo de 0 (zero) em diversos períodos do ano. Neste contexto, considera-se que uma *ratio* de cobertura em permanência inferior a 5% não é suficientemente significativa para sustentar uma eventual alteração da política da adequação da transformação.

Consequentemente, enquanto 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.

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

[14] Contributo (da produção embebida) = (produção embebida medida / carga natural) em determinada área geográfica ou de influência

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.

Face a este acentuado acréscimo no valor de produção ligado na RND, neste caso maioritariamente de solar fotovoltaica, o processo de dimensionamento da adequação da transformação por PdE poderá no futuro vir a ser revisto, de forma sustentada, sem prejuízo das obrigações legais da garantia de abastecimento e de qualidade de serviço técnica.

Finalmente, refira-se 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. Não obstante, o ORT está muito atento a esta evolução e a eventuais novas adaptações na adequação da transformação e da RNT que daí possam resultar.

3.6. FLEXIBILIDADE DA PROCURA

No âmbito da coordenação existente entre o ORT e o ORD, tem sido mantida uma cooperação no âmbito do planeamento das respetivas infraestruturas em benefício global do SEN. As exigências das políticas energéticas visando a sustentabilidade social e ecológica, bem como a premência da eficiência nos investimentos obrigam a uma intensificação desta cooperação, que é cada vez mais impulsionada também por um emergente dinamismo por parte dos consumidores finais e de entidades locais diversas que tem como objetivo flexibilizar os consumos elétricos destes atores, no sentido de poderem, eles mesmos, fornecerem serviços de sistema ao SEN e otimizar os preços de aquisição de energia elétrica. Estas tendências têm vindo a espalhar-se pela Europa e um pouco por todo o mundo e, a prazo, espera-se que também elas sejam um veículo mobilizador da otimização dos sistemas elétricos por todos os operadores de rede.

A REN, na sua missão de Gestão Técnica Global do SEN, tem acompanhado estas tendências, integrando grupos de trabalho internacionais sobre o assunto e monitorizando a necessidade de adequação do sistema às alterações decorrentes destas novas exigências. Simultaneamente, a REN considera que, neste âmbito, permanece vital o reforço da cooperação entre os diversos *stakeholders* do setor (ORT, ORD, Concedente, Regulador, etc.) no sentido de potenciar e robustecer as soluções tecnológicas, regulatórias e de mercado a adotar, conferindo-lhe uma lógica sistémica e, por esta via, maximizar os seus potenciais benefícios para o SEN.

3.6.1. '*Demand Side Response*'

A REN, a par com as suas congéneres, na sua missão de Gestão Técnica Global do Sistema, continua a procurar explorar novas alternativas para o aprovisionamento dos serviços de sistema indispensáveis para o equilíbrio e para a estabilidade do SEN, por via do acompanhamento dos estudos internacionais que visam o desenvolvimento de uma nova arquitetura para o processo de recolha desses mesmos serviços, a partir de flexibilidades possíveis do lado do consumo.

Acresce a este fator, que o progresso tecnológico tem permitido uma evolução nas tecnologias de informação que possibilita o desenvolvimento de comportamentos energeticamente mais eficientes do lado do consumidor final, em particular a possibilidade de acompanhar em tempo real o consumo na sua instalação, permitindo por esta via assumir uma nova atitude na gestão e flexibilização do seu consumo.

A possibilidade do consumidor final adaptar o seu consumo às suas necessidades, ou mesmo de fornecer serviços de sistema ao SEN, situação que encontra no vocabulário europeu a denominação *Demand Side Response* (DSR), afirma-se como um instrumento complementar ao serviços normalmente disponibilizados do lado da oferta, nomeadamente para fazer face à variabilidade dos importantes volumes de produção intermitente instalada nos sistemas, bem como para promover a diminuição da fatura de energia dos consumidores (residenciais e industriais), uma vez que ajuda a evitar preços de pico se a flexibilidade for capaz de influenciar a formulação de preços no mercado.

Este dinamismo na extremidade mais a jusante dos Sistemas de Energia Elétrica está consagrado na recente Diretiva relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade (Diretiva 2019/944/EU que revoga, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2021, a Diretiva n.º 2009/72/CE) e na Diretiva da Eficiência Energética (Diretiva 2012/27/EU) e sua revisão (Diretiva 2018/2002/EU), sendo aprofundado no novo pacote legislativo "Energias Limpas para Todos os Europeus" [15]. Este novo pacote energético visa sobretudo aprofundar o desenvolvimento do mercado europeu de eletricidade, em particular no que respeita à integração da produção renovável (com custo marginal nulo) no mercado e no acesso dos consumidores ou grupos de consumidores (agregadores) aos mercados de energia elétrica em paridade com a oferta e com as tecnologias de armazenamento.

IMPACTO DA DSR NO PLANEAMENTO E ADEQUAÇÃO DA RNT

O aumento da penetração de energias renováveis origina, não apenas um aumento da intermitência na produção, com riscos para o equilíbrio entre a oferta e a procura, como também uma utilização mais reduzida das grandes centrais térmicas, limitando, por este facto, o acesso do ORT aos serviços de regulação (equilíbrio entre a oferta e a procura, tensão e frequência). Também ao nível do ORD, o aumento da produção renovável induz profundos desafios, com necessidade deste operador passar a ter de gerir a sua rede, não só em função da variação do consumo, como também da produção intermitente diretamente ligada à rede de distribuição.

A possibilidade de existência de uma resposta dinâmica do lado da procura (DSR) 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 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 intermitente.

Apesar do reconhecimento da mais-valia expectável desta funcionalidade, a construção do edifício que permita a sua implementação e exploração prática nos sistemas elétricos pelos operadores e consumidores, bem como o seu acesso aos mercados de energia elétrica, carece 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. A montagem deste edifício pressupõe uma forte interligação e cooperação entre os diversos *stakeholders* do setor elétrico, no sentido de encontrar melhores fórmulas, que permitam otimizar o uso dos recursos disponíveis e maximizar os benefícios para o SEN.

Para efeitos deste plano, face ao estado ainda pouco maduro na existência de mecanismos que possam suportar a disponibilização e operação dos meios de flexibilidade da procura, considera-se 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. De facto, tratam-se de questões emergentes e ainda dependentes de esforços conjugados de um alargado conjunto de atores do

[15] https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition

sistema elétrico, necessitando de uma maior maturidade e de apropriada regulamentação, para além do necessário desenvolvimento tecnológico, para que possam influenciar a tomada de decisão de investimento na RNT. Neste sentido, considera-se não ser, ainda, antecipável o potencial impacto da funcionalidade DSR nesta proposta de PDIRT, pelo que não se encontram quantificados os eventuais montantes (nem se afigura simples a sua quantificação) que potencialmente impactariam neste exercício de planeamento da rede.

Não obstante, admite-se que no futuro, eventuais ocorrências mais exigentes de picos de carga nas subestações e rede, por exemplo por efeito de agravamento de temperatura e/ou alterações significativas na contribuição da produção embebida para alimentação da carga natural numa determinada subestação, possam ser controladas também com a participação da DSR, otimizando desta forma a própria operação do SEN e contribuindo de forma providencial para a garantia da segurança de abastecimento.

Assim, a REN irá continuar a acompanhar ativamente a evolução destas matérias, quer no domínio europeu no âmbito da ENTSO-E, quer no domínio nacional no âmbito da cooperação com o ORD, com o Concedente e com o Regulador, e introduzirá a DSR nos seus exercícios de planeamento de forma mais objetiva logo que tal se justifique, procurando por esta via acompanhar de um modo mais preciso e realista a evolução do contexto e dos principais fatores críticos de decisão associados. Neste âmbito, refere-se que a REN se encontra empenhada na implementação do Projeto-Piloto que possibilita a participação do consumo no mercado de reserva de regulação, previsto na diretiva n.º 4/2019 da ERSE, o qual teve início em abril de 2019 e se mantém até ao presente. Este Projeto-Piloto, com a duração inicial prevista de um ano, tem permitido aos consumidores com capacidade de oferta igual ou superior a 1 MW participar no mercado de reserva de regulação, aumentando desta forma a concorrência.

3.6.2. Interruptibilidade

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, que rege as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, dá sequência ao previsto no artigo 33.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, republicado em outubro de 2012. De acordo com este artigo (e referido na mencionada Portaria), "o membro do Governo responsável pela área de energia pode (…) estabelecer medidas de eficiência e gestão da procura alternativas à construção e à exploração de novos centros eletroprodutores".

Importa considerar que, no espírito das normas aludidas, está a preocupação do legislador em assegurar o equilíbrio entre a oferta e procura, em caso de emergência ou quando a oferta possa não ser suficiente para cobrir a procura, introduzindo-se um mecanismo voluntário de flexibilização da procura.

Assim, a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, institui o serviço de interruptibilidade como o serviço de sistema em que o consumidor reduz voluntariamente o seu consumo de eletricidade para um valor inferior ou igual ao valor da potência residual, em resposta a uma ordem de redução de potência dada pelo operador da rede de transporte. Estabelece ainda que a prestação do serviço pode ser efetuada por todas as instalações consumidoras com potências interruptíveis superiores a 4 MW que adquirem a energia em regime livre (aquisição direta em mercado organizado ou através de contratação bilateral ou, indiretamente, através de comercializadores a atuarem em regime

livre), ao mesmo tempo que atribuiu a gestão administrativa, técnica e operacional deste serviço ao ORT.

A Portaria n.º 592/2010 remete para o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema as normas que regem a operacionalização deste mecanismo, designadamente as que explicitamente são referidas no subcapítulo 3.5.2. "Interruptibilidade" presente na proposta de PDIRT. De acordo com o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, o ORT pode emitir ordens de redução de potência quando:

- ✓ A Reserva de Regulação disponível for inferior aos limiares de segurança estabelecidos no referido Manual;
- ✓ Ordem de redução de potência emitida por trabalhos na RNT e/ou situações de risco para a segurança do sistema elétrico;
- ✓ Ordem de redução de potência a pedido do ORD.

O serviço de interruptibilidade é, pois, um dos mecanismos geridos pelo ORT que permite assegurar a fiabilidade do SEN, constituindo uma ferramenta operacional à disposição da Gestão do Sistema nos termos previstos na Portaria referida *supra*.

Ainda que, na análise elaborada no âmbito da execução deste plano, o ORT tenha em conta o acima referido relativamente ao objetivo nuclear da norma inscrita no artigo 33.º do aludido Decreto-Lei e, cumulativamente, o especificado no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema, importa, porém, mencionar o seguinte:

(i) A adesão ao regime de interruptibilidade é um ato voluntário dos prestadores desse serviço através de contractos anuais, os quais, mediante aviso prévio, podem desistir dele num prazo de dois meses, prazo este que é manifestamente reduzido para implantação de qualquer reforço corretivo de rede, que possibilite ao operador da RNT continuar a assegurar as necessárias condições de garantia de continuidade e qualidade de serviço a que está obrigado;

(ii) A mobilização deste recurso não é em muitos casos imediata, o que restringe a utilização deste mecanismo de forma sistemática;

(iii) As ordens de redução de potência não correspondem a uma ação direta no equipamento do consumidor e como tal podem não ser cumpridas.

Neste contexto, o ORT concluiu não serem necessários quaisquer investimentos adicionais, quer ao nível dos reforços internos da RNT em MAT, quer ao nível da transformação nos Pontos de Entrega em AT, para além do que se encontra apresentado nesta proposta de Plano, porquanto a análise efetuada a este mecanismo e a metodologia seguida para o reforço da rede e em especial da transformação nas subestações da RNT considera o regime de interruptibilidade sem impacto no desenvolvimento da rede de transporte.

Ainda assim, o ORT considera que o regime de interruptibilidade lhe confere uma ferramenta adicional que pode ser acionada no âmbito da gestão técnica do sistema, em presença de fenómenos extraordinários limitativos à gestão em segurança da operação da rede.

3.7. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A EVOLUÇÃO DO PARQUE PRODUTOR

De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, do conjunto de instrumentos que a elaboração do PDIRT deve ter em consideração e a que o operador da RNT está obrigado, faz parte o RMSA (cf. alínea b) do n.º 5 do artigo 36.º do referido Decreto-Lei), neste caso o RMSA-E 2020.

Alinhado com o RMSA-E, outro instrumento relevante relativamente à evolução do parque eletroprodutor nacional é o PNEC 2030, com metas e objetivos claros nesta matéria.

Ao longo dos horizontes-chave deste Plano, a oferta tida em consideração é a que resulta do parque produtor previsivelmente instalado no final do ano imediatamente anterior ao do período de vigência do Plano, acrescido das novas grandes centrais e dos montantes instalados em fontes de energia dispersa pelo território continental, sobretudo proveniente de fontes de energia renovável, e subtraído dos montantes de potência associados aos centros eletroprodutores com possibilidade de desclassificação prevista no mesmo período.

Neste contexto, é assim de salientar que os montantes de nova produção a integrar na RNT estão dependentes de decisões de política energética e/ou de sustentabilidade por parte do Estado Concedente, do qual depende a confirmação final quanto à decisão de realização (e quando) das novas infraestruturas de rede necessárias para acomodar esses centros eletroprodutores.

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA

Na evolução considerada para o sistema eletroprodutor referente à produção a partir da Grande Térmica, não foi assumida a entrada em funcionamento de nenhuma nova central até 2031. Por outro lado, ainda de acordo com o RMSA-E 2020, prevê-se a desclassificação da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029.

Assim, apresenta-se no Quadro 3-1 a evolução prevista do parque eletroprodutor a partir de Grande Térmica (de 2022 em diante, idêntica em ambos os cenários Continuidade e Ambição do RMSA-E 2020).

QUADRO 3-1

Evolução da Grande Térmica (RMSA-E 2020)

Central	Potência Instalada [MV]	N.º de Grupos	Ocorrência	Data
Tapada Outeiro	990	3	Desclassificação	2029

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE HÍDRICA

No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica[16], até 2031 o RMSA-E-2020 refere a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega

De assinalar também que uma parte dos novos grandes aproveitamentos hidroelétricos previstos no RMSA-E 2020 garantem uma importante flexibilidade ao Sistema Elétrico Nacional, uma vez que dispõem de capacidade de armazenamento e são dotados de reversibilidade (bombagem). Este último ponto é relevante para assegurar o equilíbrio do Sistema, face à existência em funcionamento de importantes montantes de produção intermitente, como é o caso da produção a partir de fontes solar e eólica.

No Quadro 3-2, apresentam-se os novos grandes empreendimentos hidroelétricos que fazem parte do RMSA-E 2020 e com entrada em serviço prevista no horizonte temporal 2022-2031.

QUADRO 3-2

Nova Grande Hídrica (conforme RMSA-E 2018)

Central	Potência Instalada [MV]	N.º de Grupos	Data de entrada em serviço
Daivões	114	2	2023
Gouvães	880 (rev.)	4	2023
Alto Tâmega	160	2	2023
Total	**1154**		

* A data de entrada em serviço poderá ser atualizada em futuros RMSA, em função do desenvolvimento dos processos de licenciamento e construção das linhas da RNT.

rev.: Centrais reversíveis, ou seja, dotadas de capacidade de bombagem hidroelétrica.

PRODUÇÃO EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA

A evolução ao longo do período de 2022 a 2031 dos montantes globais previsionais considerados neste Plano de nova produção excluindo a Grande Hídrica e Grande Térmica é a que consta no Quadro 3-3.

[16] Consideram-se como Grande Hídrica centrais hidroelétricas com potência instalada superior a 30 MW.

QUADRO 3-3

Cenário de previsão de evolução da produção excluindo Grande Hídrica e Grande Térmica

Potência Instalada [MV]									
Horizonte	Cogeração	RSU	Biomassa	Ondas	Biogás	Geotermia	Solar	PCH	Eólica*
2021	1304	77	250	6	86	5	2023	621	5740
2022	1306	78	255	13	87	11	3370	622	6079
2026	1306	81	290	38	97	32	8000-10000	631	7434
2031	1306	81	306	70	97	60	12000	631	9165

RSU - Resíduos sólidos urbanos
PCH - Pequenas centrais hídricas
* Inclui produção *offshore*.

Relativamente à energia a partir de fonte eólica, uma das fontes de energia primária com peso elevado neste conjunto de centros eletroprodutores, prevê-se 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 solar, salienta-se que o valor estimado para a sua evolução até aos horizontes de 2026 e 2031 decorre dos montantes de potência já atribuída[17], superiores às metas estabelecidas no RMSA-E 2020 para os mesmos horizontes.

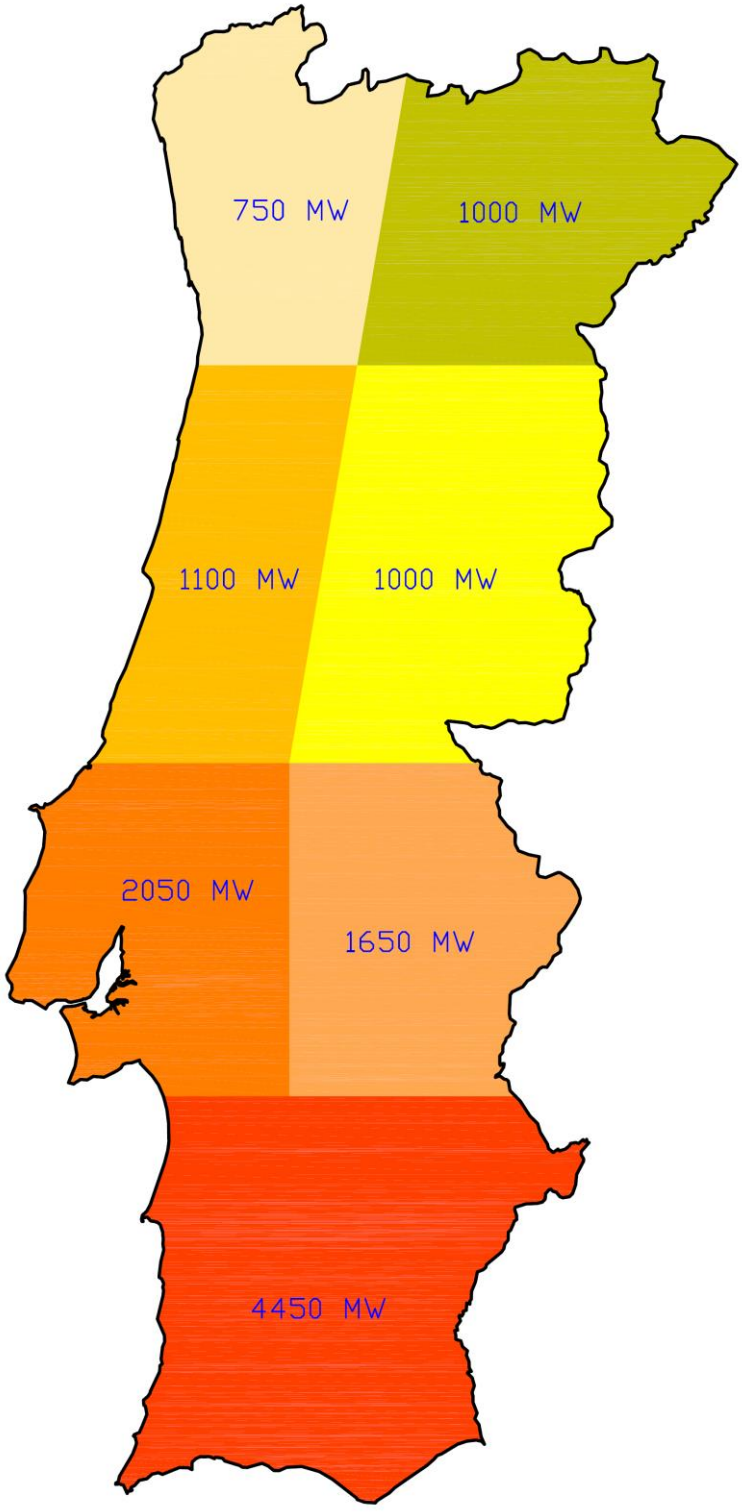
Em relação aos restantes tipos de produção listados no Quadro 3-3, prevê-se uma estagnação, ou quase, dos montantes de potência instalada.

No mapa da Figura 3-7 é apresentada uma previsão da distribuição por grandes regiões dos centros eletroprodutores de natureza solar no horizonte 2031. Com base nesta informação, é possível constatar uma acentuada discrepância entre as zonas de maior consumo - faixa litoral entre Braga e Setúbal e costa Algarvia - e as de maior produção solar.

[17] Inclui a potência já ligada, a ainda não ligada mas com capacidade atribuída anteriormente ao DL 76/2019, os Títulos de Reserva de Capacidade ao abrigo da alínea "a)" do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019, os Títulos de Reserva de Capacidade no âmbito dos leilões de 2019 e 2020 (ao abrigo da alínea "c)" do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019), as UPP e UPAC com potência atribuída ao abrigo dos despachos DGEG 41/2019, 43/2019 e 46/2019, e os Acordos celebrados entre os promotores e o ORT para a integração na RNT de novas centrais (ao abrigo da alínea "b)" do ponto 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019). Relativamente a estes últimos, para efeitos da presente contabilização os mesmos foram assumidos já firmados, embora a conclusão do processo de contratação só venha a acontecer em data posterior à de apresentação deste plano.

FIGURA 3-7

Estimativa da distribuição de potência instalada em aproveitamentos de energia solar por grandes zonas no horizonte 2031



3.8. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT

A qualidade e segurança de operação da RNT são confirmadas no exercício de planeamento da RNT pela verificação do cumprimento de um conjunto de regras e critérios técnicos, de que se destaca os "Padrões de segurança para planeamento da RNT", constantes do Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho).

Em conformidade com os referidos padrões de segurança, o desenvolvimento da RNT decorre de estudos de planeamento, elaborados pelo ORT, nos quais se procede à monitorização e análise das principais variáveis elétricas, tensão, intensidade de corrente e ângulo, de forma a assegurar o cumprimento dos limites de aceitabilidade de gamas de tensão, de carga máxima nos elementos de rede e de desvio angular, respetivamente.

Com o objetivo de garantir o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT e assim assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, o ORT simula e analisa o comportamento da operação da RNT em distintos cenários, cruzando:

- Diferentes horizontes temporais (2020, 2024 e 2029);
- Regimes de carga de ponta, intermédio e vazio;
- Perfis de produção húmido e seco (mais hídrica e menos térmica, e vice-versa), conjugados com diversos níveis de produção eólica e solar;
- Vários patamares de trocas internacionais.

Os diferentes cenários prospetivos de operação da rede assim resultantes são testados perante três condições distintas de disponibilidade de elementos da RNT e integradas no conjunto mais global do SEN (Quadro 3-4).

QUADRO 3-4

Condições topológicas consideradas no exercício de planeamento

Regime normal de operação	Regime de contingência 'n-1'	Regime de contingência 'n-2'
Consideram-se todos os elementos da RNT em serviço	Considera-se a falha de um qualquer elemento da RNT, devendo nos restantes, sem exceção, não de verificarem violações dos critérios de tensões e de sobrecarga, sem qualquer reconfiguração topológica a nível de RNT	Supõe-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. O regime de contingência 'n-2' não é aplicado genericamente a toda a rede[(1)]

[(1)] As condições de simulação do regime de contingência 'n-2' podem ser consultadas na Tabela n.º 1 dos "Padrões de segurança para planeamento da RNT".

Para qualquer uma destas três condições devem ser respeitados os limites de aceitabilidade para as principais variáveis elétricas tensão, ângulo e carga nas linhas (Quadro 3-5 e Quadro 3-6),

destacando-se em particular que, em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência se devem verificar cortes de consumo.

QUADRO 3-5

Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão e ângulo

	Tensão	Desvio angular
Regime normal de operação	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal de operação.	Sem restrições particulares
Regime de contingência 'n-1'	400 kV : 372-420 220 kV : 205-245 150 kV : 140-165 (1) 63 kV : 60-66	Máximo de 30º após redespachos realizáveis em 15 minutos
Regime de contingência 'n-2'	400 kV : 360-420 220 kV : 198-245 150 kV : 135-165 (1) 63 kV : 59-66	Máximo de 30º após redespachos realizáveis em 15 minutos

(1) Tendo em conta a atuação de tomadas de transformadores MAT/AT.

QUADRO 3-6

Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (1)

	Época sazonal	t <20 min Categoria A		20 min< t <2h Categoria B	
		Linhas	Transf.	Linhas	Transf.
Regime normal de operação	Todas	0	0	0	0
Regimes de contingência 'n-1' e 'n-2'	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(1) Valores indicativos da sobrecarga temporária admissível, os quais podem ter pequenas variações em torno do valor indicado, em função da especificidade dos equipamentos constituintes dos elementos das redes.

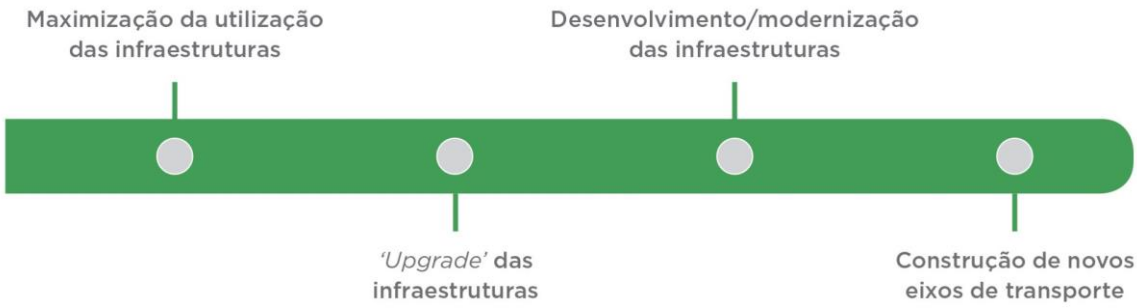
O não cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de devolver a qualidade e segurança de abastecimento requeridas). Da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais adequada, tendo em consideração as vertentes técnica e económica dos diferentes projetos.

Na resposta às novas necessidades e correspondente identificação de soluções possíveis, está também subjacente, ao longo de toda a análise desenvolvida, o objetivo de assegurar a otimização económica global do SEN, privilegiando as opções de desenvolvimento que, dentro dos critérios de segurança estabelecidos por lei, assegurem a melhor utilização das infraestruturas existentes. A construção de novas infraestruturas surge como alternativa adicional na cadeia de análise, e sempre em observação, para além dos aspetos técnico e económico, também da conformidade com as políticas de ordenamento do território e de minimização de impacte ambiental.

Não obstante, esta cadeia é sujeita a uma análise multicritério/custo-benefício no sentido de se apurar a elegibilidade das opções e a escolha de alternativas que, quando aplicável, se apresentem como as mais vantajosas sob o ponto de vista técnico-económico.

QUADRO 3-7

Cadeia de análise para seleção das opções de desenvolvimento da RNT



De assinalar ainda que no exercício de planeamento, tendo em vista a otimização económica do SEN, são igualmente considerados os resultados da interação desenvolvida entre o ORT e as diversas partes interessadas, destacando-se neste âmbito a estreita cooperação e coordenação com os operadores dos sistemas elétricos conexos à RNT (ORD e Red Eléctrica de España).

CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

- ✓ Segurança de 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, 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.
- ✓ 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, 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, 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.



4

PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

4.1. ENQUADRAMENTO

Neste grupo de investimentos, estão incorporados aqueles projetos que deverão necessariamente ser realizados para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, assim como os que resultam de compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, nomeadamente os projetos considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição (PDIRD).

Os projetos associados à segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, cuja consideração depende quase em exclusivo de condições e a iniciativa do ORT, têm por base a conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, bem como a avaliação que o ORT realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Assim, os denominados Projetos Base podem ser divididos nos seguintes blocos:

- ✓ Remodelações de instalações da RNT (em linhas e subestações), intervenções nos espaços envolventes, nomeadamente de gestão integrada de vegetação, e de sistemas de proteção, automação e controlo, de forma a manter a eficiência operacional das instalações em serviço, não aumentando os riscos para a segurança de pessoas e bens, reduzir a vulnerabilidade das infraestruturas aos impactos das alterações climáticas e contribuir para a fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço;
- ✓ Reforços com vista à manutenção da segurança de abastecimento e garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos, que, no caso das propostas do presente PDIRT, dizem respeito a pontos de entrega à RND;
- ✓ Compromissos acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, em articulação com projetos considerados em PDIRD;
- ✓ Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, incluindo os da Rede de Telecomunicações de Segurança;
- ✓ Reabilitação e Adequação Regulamentar de Edifícios Administrativos.

Nesta edição de PDIRT o conjunto dos Projetos Base incorpora também um lote de projetos de reforço da rede com vista a dar resposta a necessidades adicionais de capacidade, na sequência de resposta favorável da DGEG, sem pronúncia do GTGSEN, à ligação à rede a um número muito significativo de UPP e 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, e n.º 43/2019, de 23 de outubro, no caso das UPP, e Despacho da DGEG n.º 46/2019, de 30 de dezembro, no caso da UPAC. Este tema é detalhado em maior detalhe no ponto 4.5 desta proposta de Plano.

Portugal é um dos países europeus com maior potencial de vulnerabilidade aos impactos das alterações climáticas sendo o sul da Europa apontado como uma das áreas potencialmente mais afetadas pelas alterações do clima[18]. O setor elétrico é vulnerável às mudanças projetadas nas

[18] Resolução do Conselho de Ministros n.º 130/2019, de 2 de agosto, D.R. n.º 147, Série I, Aprova o Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas.

diversas variáveis climáticas, reconhecendo a REN a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas lineares e não-lineares que integram a RNT. Num passado recente, a passagem de algumas tempestades por Portugal continental afetou elementos da RNT, causando falhas catastróficas com danos extensos em várias linhas, associadas a elevados custos de reparação e indisponibilidades prolongadas. O presente plano integra, nos Projetos Base, várias iniciativas cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima.

De referir ainda que a janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. No primeiro quinquénio, em particular nos três primeiros anos, estão inscritos os projetos com informação e estados mais desenvolvidos, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados (à exceção de projetos de elevada dimensão, nomeadamente envolvendo linhas aéreas e/ou novas subestações), mas cuja necessidade de realização nesse horizonte está identificada (sem prejuízo de pequenas variações no seu calendário).

No segundo quinquénio do Plano, atendendo à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão inscritos projetos com um carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende muito do resultado do acompanhamento da real evolução futura do SEN e das suas necessidades. No caso particular do investimento em modernização de ativos, não estão apresentados projetos específicos e o seu valor correspondente é estritamente indicativo, baseando-se este na média aritmética dos últimos três anos do primeiro quinquénio da presente proposta de Plano: deverá ser ainda obtida mais informação, disponível apenas nos próximos anos, para avaliação do estado dos ativos, pelo que o valor indicativo apresentado poderá vir a ser revisto. Os ajustes decorrentes dos fatores de incerteza atrás enunciados serão traduzidos nas futuras edições do PDIRT.

Assinala-se ainda que se encontram já desencadeados alguns projetos apresentandos em anteriores edições de PDIRT e que terão a sua conclusão durante o primeiro quinquénio deste Plano, v. Anexo 4 da presente edição, não fazendo parte do conjunto de investimentos em apreciação na presente proposta de PDIRT 2022-2031. Neste, ilustram-se sim necessidades de investimento anteriormente apresentadas e que mantêm operativa a sua justificação e contexto de apreciação, e ainda novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da anterior proposta de PDIRT 2020-2029, ou que se encontravam em horizontes temporais não abrangidos no período regulamentar dessa proposta (e que, portanto, não faziam parte da mesma).

Nos subcapítulos que se seguem, faz-se uma descrição dos principais Projetos Base, com uma caracterização e justificação individual mais detalhada dos mesmos no Anexo 7.

4.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE

O presente subcapítulo dedica-se à apresentação dos valores de investimento relativos aos projetos incluídos neste segmento. Para melhor compreensão da composição dos Projetos Base vertidos neste Plano, em particular na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), os montantes de investimento dos Projetos Base 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. Complementarmente, no Anexo 3, apresentam-se os montantes de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos (CDE) por projeto, bem assim como o estado de desenvolvimento dos mesmos.

Os montantes de investimento apresentados adiante neste capítulo, encontram-se expressos em preços reais médios de mercado a CDE, com base nos preços de referência fixados pela ERSE. Em complemento, e para promover uma melhor perceção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas[19], apresentam-se também os valores de CAPEX e de Transferências para Exploração a Custos Totais, incorporando os montantes a CDE, os encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros.

Acresce ainda referir que, sendo os projetos analisados neste capítulo relativos a "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", não tem aqui cabimento, no quadro legislativo atual, a possibilidade de candidaturas a subsídios, pelo que não são consideradas quaisquer comparticipações desta natureza junto do ORT.

4.2.1. Panorâmica geral do investimento dos Projetos Base

No que respeita ao investimento dos projetos apresentados nesta proposta de Plano, o Quadro 4-1 e o Quadro 4-2, apresentam o investimento associado ao universo dos Projetos Base, de acordo com a programação estimada para o período 2022-2031.

INVESTIMENTO ESPECÍFICO NO TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta secção, apresenta-se um resumo do investimento relativo aos Projetos Base para a TEE, quer em termos de CAPEX (custos anuais do projeto até à sua entrada em exploração), quer em termos do valor de Transferências para Exploração (CAPEX acumulado do projeto a transferir para o ativo da RNT a remunerar, na data de entrada em serviço), previsto para o período 2022-2031.

[19] Os valores de investimento que materializam o programa de pagamentos de cada projeto acompanham os valores de transferências para exploração, dependendo do plano de pagamentos que se ajusta às condições de mercado, mas que no cômputo global correspondem, a menos das comparticipações de promotores, aos valores dessas transferências.

Indicam-se também os montantes previstos para encargos de estrutura e gestão e financeiros, associados aos investimentos do ano para esses projetos, no período em análise.

No Quadro 4-1, apresenta-se um resumo dos montantes de investimento relativos ao conjunto dos Projetos Base no período 2022-2026. Para o período 2027-2031, considerando o maior nível de incerteza associada, apresentam-se as respetivas estimativas médias anuais, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração.

QUADRO 4-1

Resumo global do CAPEX e Transferências para Exploração

	CAPEX no período 2022-2031 [M€]					
	2022	2023	2024	2025	2026	Média 2027-2031
Remodelação e Modern. de Ativos	17,8	29,6	33,3	32,6	18,4	28,1
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	0,0	0,9	12,1	10,8	3,5	2,3
Capacitação da RNT para ligação de pequena produção atribuída na RND	0,0	0,3	16,1	17,9	71,9	0,0
Total a CDEs	**17,8**	**30,9**	**61,5**	**61,3**	**93,9**	**30,4**
Encargos de estrutura e gestão	1,5	2,6	5,2	5,2	8,0	2,6
Encargos financeiros	0,3	0,6	1,1	1,1	1,7	0,5
Total a Custos totais	**19,6**	**34,1**	**67,8**	**67,6**	**103,5**	**33,5**

	Transferências para Exploração no período 2022-2031 [M€]					
	2022	2023	2024	2025	2026	Média 2027-2031
Remodelação e Modern. de Ativos	17,8	29,6	33,3	32,6	18,4	28,1
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	0,0	0,0	12,4	10,9	3,9	2,3
Capacitação da RNT para ligação de pequena produção atribuída na RND	0,0	0,0	15,1	9,8	81,4	0,0
Total a CDEs	**17,8**	**29,6**	**60,7**	**53,3**	**103,7**	**30,4**
Encargos de estrutura e gestão	1,5	2,5	5,2	4,5	8,8	2,6
Encargos financeiros	0,3	0,5	1,1	1,0	1,9	0,5
Total a Custos totais	**19,6**	**32,7**	**67,0**	**58,8**	**114,3**	**33,5**

Os montantes de investimento (CAPEX) respeitantes a estes projetos distribuem-se ao longo dos anos de concretização desses mesmos projetos, sendo que, regra geral, o maior esforço de investimento é efetuado no ano da sua entrada em serviço. Nesta data, o montante global de investimento até então realizado passa a Transferências para Exploração, sendo a base de ativos da RNT atualizada em conformidade, de acordo com as normas em vigor.

INVESTIMENTO ESPECÍFICO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA E EDIFÍCIOS

No período 2022-2031, a presente proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à GGS, Redes de Telecomunicações e Segurança (RTS) e a intervenções de reabilitação e adequação regulamentar em edifícios administrativos da concessão. Estes investimentos encontram-se inseridos no segmento de Projetos Base, uma vez que a sua realização é fundamental para assegurar as condições necessárias à gestão técnica global do SEN e outras atividades da concessão.

Regra geral, os investimentos na Rede de Telecomunicações de Segurança acompanham o desenvolvimento e investimento da rede MAT e AT afetas ao transporte de energia elétrica, incluindo a fibra ótica e sistemas de comunicação que permitem a ligação dos ativos ao Centro de Operação da Rede e ao Centro de Despacho Nacional, cuja descrição se encontra em secção específica neste PDIRT. No que respeita ao investimento em GGS, para além de infraestruturas técnicas, este inclui também necessidades de atualização de equipamentos e sistemas associadas à gestão do sistema. Relativamente ao investimento em edifícios, face à idade apresentada pelos edifícios administrativos da REN, este Plano inclui a necessidade de efetuar melhorias em algumas destas instalações, que derivam principalmente da evolução da legislação em matéria de segurança.

No Quadro 4-2, apresentam-se, para os períodos 2022-2026 e 2027-2031, as estimativas médias anuais, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração. Tal como acontece com a componente da TEE, os montantes de investimento são apresentados a CDE e a Custos Totais, estes incorporando as estimativas para encargos de estrutura e gestão e financeiros.

QUADRO 4-2

Transferências para Exploração da GGS

	CAPEX no período 2022-2031 [M€]		
	Inv. anterior a 2022	Média 2022-2026	Média 2027-2031
GGS+RTS+Edif. (CDE)	**0,0**	**4,9**	**1,5**
Encargos de estrutura e gestão	0,0	0,4	0,1
Encargos financeiros	0,0	0,1	0,0
Total a custos totais	**0,0**	**5,4**	**1,7**

	Transferências para Exploração no período 2022-2031 [M€]	
	Média 2022-2026	Média 2027-2031
GGS+RTS+Edif. (CDE))	**4,9**	**1,5**
Encargos de estrutura e gestão	0,4	0,1
Encargos financeiros	0,1	0,0
Total a custos totais	**5,4**	**1,7**

4.2.2. Detalhe das Transferências para Exploração (2022-2026)

Apresentam-se, de seguida e em maior detalhe, os valores relativos às Transferências para Exploração dos Projetos Base previstas no período 2022-2026, expressos em preços reais médios de mercado a CDE, com base nos preços de referência da ERSE.

No Quadro 4-3 e na Figura 4-1, indicam-se os valores previstos para as Transferências para Exploração anuais a CDE, no período 2022-2026 (primeiros cinco anos do PDIRT 2022-2031), consideradas para os Projetos Base.

QUADRO 4-3

Transferências para Exploração por projeto no período 2022-2026*

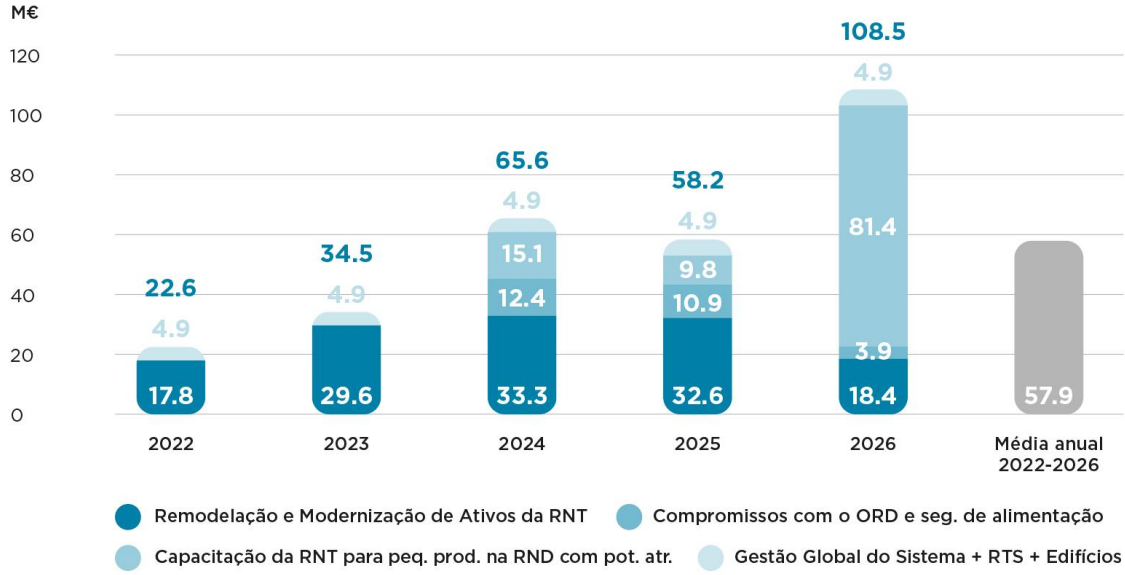
Designação dos projetos	Data prevista para entrada em serviço	Transferências para exploração [M€]				
		2022	2023	2024	2025	2026
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Recarei	2022-2025	1,8	3,4	4,6	0,9	
Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	2023		1,7			
3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado	2023		1,7			
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Vila Pouca Aguiar	2023-2024		1,1	1,3		
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Portimão	2023-2024		1,7	1,8		
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo e Equipamentos MAT/BT de Custóias	2023-2024		1,9	3,3		
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Castelo Branco	2023-2024		1,7	1,0		
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo de Sete Rios	2024-2025			1,0	0,4	
Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2025				1,1	
Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2025				3,1	
Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2025				1,7	
Substituição do 1º transformador de Rio Maior	2025				3,6	
Remodelação Sistemas Proteção, Automação e Controlo da Caniçada	2025-2026				0,8	0,8
Monitorização de Ativos	2022-2026	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	2023-2026		1,0	1,1	1,1	1,1
Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2022-2026	2,8	5,0	4,3	5,6	3,1
Recondicionamento de Transformadores	2022-2026	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2023-2026		0,9	0,9	0,9	0,9
Remodelação de Linhas	2022-2026	1,1	0,8	2,7	0,7	1,1
Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Infraestrutura	2023-2026		0,6	3,4	4,9	3,5
Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Gestão Integrada da Vegetação	2022-2026	10,6	6,7	6,4	6,4	6,4
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase	2024			8,1		
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase	2025				2,9	
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase	2025				4,8	
Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros	2029					
Compensação de reativa - 1ª fase	2025				2,8	
Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2027					
Compensação de reativa - 2ª fase	2026					2,9
Passagem a 400 kV da linha Armamar – Paraimo 2 a 220 kV	2027					
Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60 kV	2024			4,3		
PL (Sto André) a 60 kV em Sines	2025				0,5	
2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	2026					0,9
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 1				15,1	9,8	
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 2	2024-2026					78,4
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 3						3,0
Investimento Gestão Global do Sistema e Edifícios	2022-2031	<-------		4,9(1)		------→

(*) Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

(1) Valores médios anuais no período 2022-2026.

FIGURA 4-1

Transferências para Exploração no período 2022-2026[20]



A análise desta figura permite concluir que o valor médio anual das Transferências para Exploração a CDE, previsto para os primeiros cinco anos com os Projetos Base propostos na presente edição do PDIRT 2022-2031, situa-se na casa dos 57,9 M€/ano.

No período 2022-2026, o montante do investimento relativos aos Projetos Base apresentado neste Plano ascende a cerca de 289,3 M€ a CDE, montante este cujas maiores fatias estão relacionadas com a remodelação/modernização de uma parte seletiva de ativos em serviço e a capacitação da RNT para fazer face à ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND com potência atribuída. Esta última, também ela com impacto ao nível da segurança de alimentação (ver subcapítulo 4.5), tem início de investimento em 2024, assumindo em 2026 a sua expressão mais elevada.

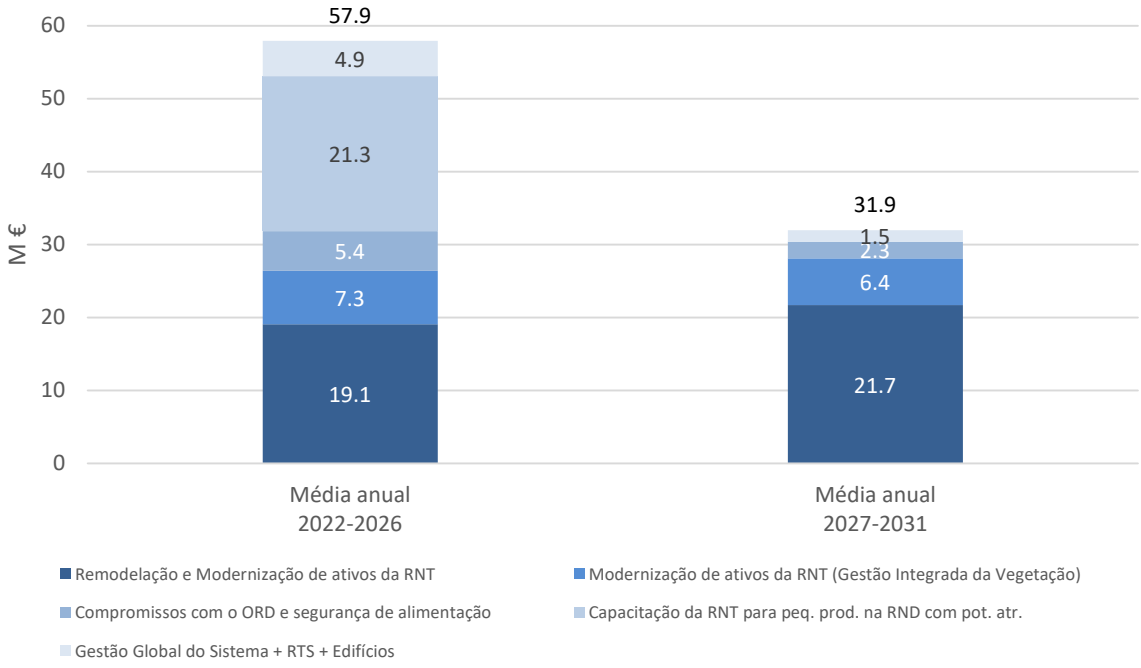
À semelhança do verificado nas anteriores propostas de PDIRT, os projetos de investimento foram suportados numa metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício desenvolvida com base nas melhores práticas utilizadas por ORT europeus, em particular na tomada de decisão em sede do "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP) da ENTSO-E. No subcapítulo 6.3. e no Anexo 7, apresenta-se ainda, para a generalidade destes projetos de investimentos, as correspondentes soluções adotadas e o racional à tomada de decisão.

Em complemento, apresenta-se, no gráfico seguinte e de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências para exploração previstos para os Projetos Base no primeiro e no segundo quinquénio do PDIRT (2022-2026 e 2027-2031, respetivamente).

[20] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

FIGURA 4-2

Transferências para Exploração nos períodos 2022-2026 e 2027-2031 (valores médios anuais)



Em complemento às intervenções de Remodelação e Modernização de Ativos da RNT focadas na infraestrutura, são também propostas ações de gestão integrada de vegetação nas faixas de proteção e na envolvente das infraestruturas da RNT (ver subcapítulo 4.3.3.4). Os valores médios anuais de 26,3 M€ e 28,1 M€ de Transferências para Exploração a CDE apresentados no gráfico anterior, respeitantes a Remodelação e Modernização de Ativos da RNT, incluem, respetivamente em cada um dos períodos 2022-2026 e 2027-2031, valores médios anuais de 7,3 M€ e 6,4 M€ dedicados à gestão integrada da vegetação.

DETALHE DOS INVESTIMENTOS DA TEE NO PERÍODO 2022-2026

Nas subsecções seguintes, apresentam-se em maior detalhe os investimentos consignados nesta proposta de PDIRT para os Projetos Base da TEE, organizado por grandes áreas de atuação, designadamente "Remodelação e Modernização de Ativos", "Compromissos com o ORD e Segurança de Alimentação" e "Capacitação da RNT para fazer face à ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND com potência atribuída".

Remodelação e Modernização de Ativos

Mobilizados pelo objetivo estratégico de eficiência associada às atividades operacionais do ORT e a adequação do estado dos ativos ao desempenho regulamentar da RNT, fiabilidade desta e qualidade de serviço, bem como e não menos relevante no que concerne à segurança de pessoas e bens, os projetos de remodelação e modernização de ativos, enquadram-se nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e

índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição, melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil. Esta abordagem apoia-se na gestão do risco que o ORT já realiza sobre os ativos da Concessão, dentro de limiares aceitáveis, suportada por técnicas de monitorização, análise preditiva do estado, integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha. Adicionalmente, são introduzidos projetos específicos para o aumento da resiliência das infraestruturas e sua adaptação às alterações climáticas, contribuindo para, entre outras, a redução da vulnerabilidade das infraestruturas da RNT a fenómenos atmosféricos extremos.

Efetivamente, uma parte dos ativos em exploração encontra-se a operar no limite do seu tempo de vida útil, situação que, dependendo da avaliação do estado dos equipamentos e dos riscos operacionais e condições de segurança associados, quer para os próprios equipamentos e fiabilidade da rede, quer para pessoas e bens, exigem a sua remodelação e modernização.

Estes projetos visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade da rede e qualidade de serviço e a manutenção de condições adequadas para a segurança de pessoas e bens, numa rede com taxas médias de envelhecimento crescentes, apesar dos investimentos realizados nos últimos anos. Neste âmbito, destaca-se a modernização de painéis e aparelhagem de muito alta e alta tensão em diversas subestações (e.g., Recarei e Custóias), a substituição de transformadores de potência (e.g., Pereiros e Vila Pouca Aguiar), a remodelação de sistemas de proteção, automação e controlo (e.g., Portimão e Recarei) e a remodelação de linhas de muito alta tensão (Bouçã - Zêzere 2 e Cabril - Bouçã).

A utilização de uma abordagem com base no indicador de estado dos ativos e respetivos índices de criticidade visa promover uma maior seletividade e eficiência do investimento, permitindo evitar encargos de cerca de 817 M€, que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade.

Apesar deste esforço de investimento seletivo, não é possível adiar indefinidamente a substituição/remodelação dos ativos em fim de vida, mantendo *sine die* o seu desempenho adequado, quer na vertente de fiabilidade técnica e funcional, quer com maior acuidade e premência, na vertente de segurança de pessoas e bens. Na vertente de segurança de pessoas e bens, o ORT deverá ter uma abordagem prudente, de índole preventiva e não reativa, ainda que para tal utilize os métodos disponíveis de predição de forma a otimizar o tempo de vida útil dos ativos, dentro de níveis de risco aceitáveis.

O ORT considera que tendo em conta a abordagem seletiva do investimento que realiza face à alternativa com base na idade dos mesmos, a gestão do risco é justificável face às poupanças que se consegue obter, dentro de certos limites e condições. De facto, o incremento do risco *vs*. poupança no investimento exige prudência, devendo ficar condicionado, entre outros aspetos, à obtenção de indicadores de qualidade de serviço e disponibilidade dos equipamentos de rede dentro de limites bem estabelecidos, em linha de resto, com o espírito da racionalização económica ao investimento adotada pela ERSE no atual período regulatório. As decisões de investimento em ativos em fim de vida útil devem contribuir para que os referidos indicadores não sejam prejudicados, observando as normas regulamentares e regulatórias vigentes, não defraudando as expectativas dos utilizadores da RNT. O adiamento indefinido deste tipo de investimento é potencialmente gerador de riscos incomportáveis, o que aliás é secundado pelos diversos pareceres e comentários às propostas anteriores do PDIRT.

Na Figura 4-3, indicam-se os montantes anuais estimados de Transferências para Exploração a CDE referentes à Remodelação e Modernização de Ativos no período 2022-2026, com um valor global de 131,6 M€.

Compromissos com o ORD e Segurança de Alimentação

Dos projetos que compõem esta rúbrica, destaca-se em particular a articulação 400/150 kV em Ponte de Lima, apoiando os consumos de Vila Fria e de Oleiros, e a instalação de um segundo transformador na subestação de Divor.

Na Figura 4-3, indica-se também a previsão anual das Transferências para Exploração a CDE em novos projetos que visam satisfazer compromissos já assumidos com o ORD e manutenção dos níveis de segurança de alimentação, estimando-se, para esta vertente, um investimento total de 27,2 M€ no período 2022-2026.

Capacitação da RNT para fazer face à ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND com potência atribuída

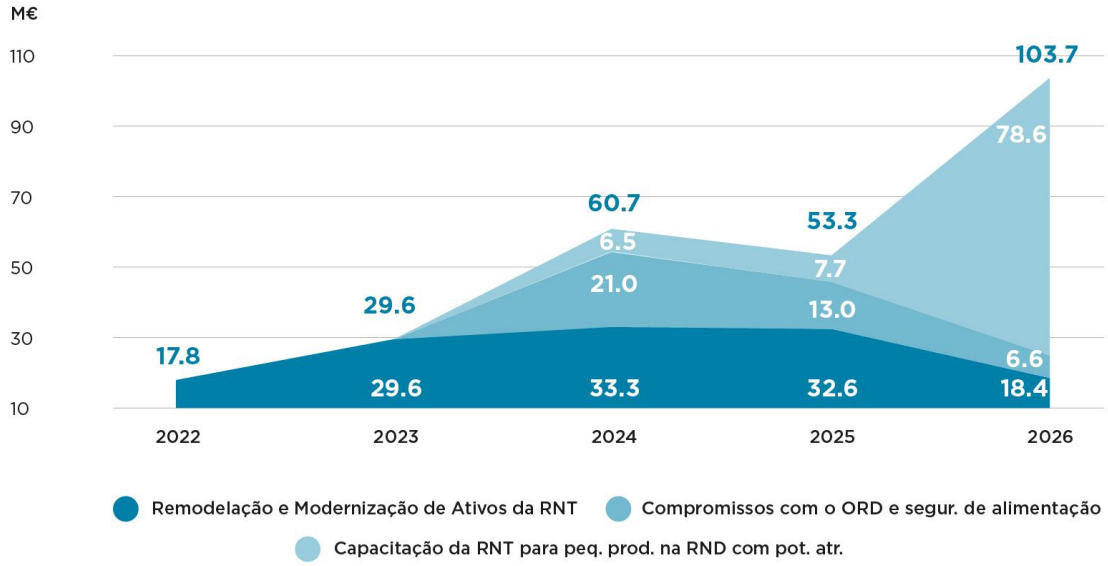
Com a publicação dos Despachos da DGEG n.º 41.º/2019, 43.º/2019 e n.º 6/2020, foi dada pela DGEG resposta favorável à ligação à rede a um número muito elevado de Unidadees de Pequena Produção, num montante global de potência que ascende a perto de 1,5 GVA, e também a Unidade de Produção para Auto-Consumo, embora nestas com um valor global de potência de muito menor dimensão. Estas unidades ligam-se diretamente na 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.

Nesta secção do Plano, é apresentado 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.

Ainda na Figura 4-3, indica-se a previsão anual das Transferências para Exploração a CDE em novos projetos que visam capacitar a RNT para fazer face à ligação de múltiplas unidades de pequena produção na RND com potência já atribuída, estimando-se, para esta vertente, um investimento total de 106,3 M€ no período 2022-2026.

FIGURA 4-3

Transferências para Exploração no período 2022-2026[21]



4.2.3. Decisão final de investimento

A proposta de PDIRT 2022-2031 divide-se em dois quinquénios, de distinta densificação e consolidação dos investimentos: (i) o primeiro, com uma descrição mais completa dos projetos e com uma calendarização mais precisa; (ii) o segundo, apresentado como uma perspetiva de cariz apenas indicativo.

Nessa medida, os Projetos Base mais urgentes para uma Decisão Final de Investimento ("DFI") são os que maioritariamente se encontram inscritos com transferências para exploração no período 2022-2026 e que não podem aguardar pela apreciação em próxima edição do PDIRT (PDIRT 2024-2033).

Tendo por base o previsto no Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, sobre o procedimento de elaboração do PDIRT (Art.º 36.º-A) a decisão do membro do Governo responsável pela área da Energia relativamente ao presente Plano poderá vir a ser tomada apenas no final de 2021, princípio de 2022. Deste modo, todos os projetos com datas-objetivo até 2024(inclusive) e alguns de maior complexidade até 2026 (inclusive) deverão ser decididos no presente quadro de apreciação do PDIRT 2022-2031. Projetos únicos com realização temporal alargada e com interdependência direta nos critérios anteriores, deverão ser alvo de DFI conjunto de modo a não inviabilizar os objetivos estabelecidos para o projeto como um todo.

De forma genérica, para projetos de maior dimensão que envolvam a instalação de novas linhas ou alterações topológicas destas que careçam de novos troços ou ainda o estabelecimento de novas

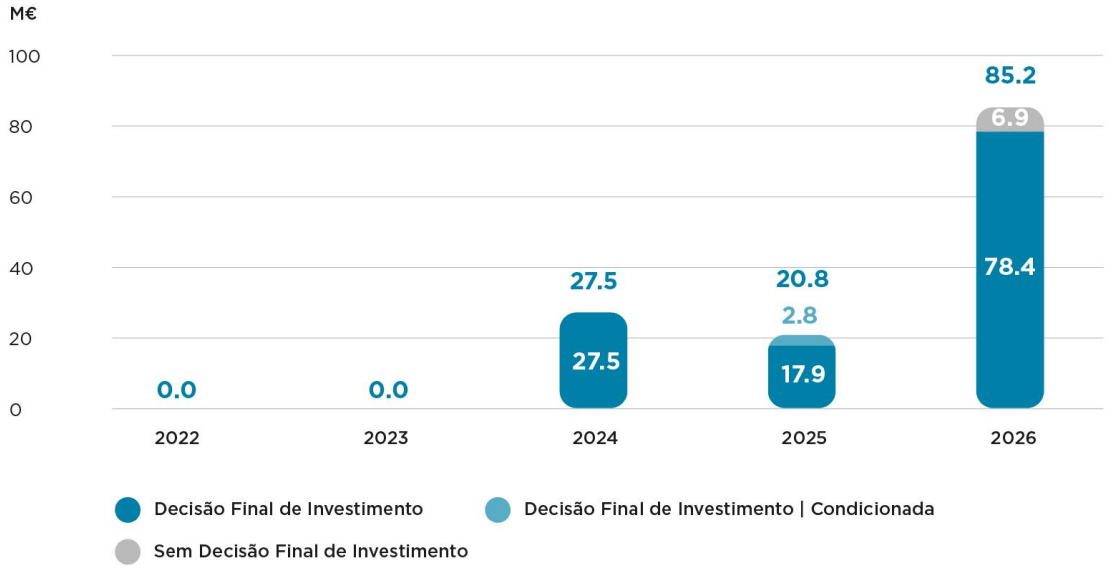
[21] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

subestações ou postos de corte ou a ampliação das respetivas plataformas de implementação, deve ser observado um intervalo de pelo menos quatro anos entre a tomada de decisão e a respetiva entrada em serviço.

Conforme se pode constatar na Figura 4-4, o montante global de investimento, a CDE, que carece de Decisão Final de Investimento neste ciclo de apreciação do PDIRT é de aproximadamente 126,6 M€, sendo que deste valor, cerca de 2,8 M€ encontram-se explicitamente condicionados a factos a serem verificados após a conclusão da elaboração da presente edição do PDIRT, nomeadamente a evolução das condições de controlo dos perfis de tensão na RNT a reavaliar até 2023.

FIGURA 4-4

Transferência para exploração 2022-2026 | *Decisão Final de Investimento*[22]



Nesta linha, e devido à sua natureza e perspetiva de horizonte temporal para a sua entrada em serviço, não existindo nenhum evento ou dados supervenientes, todos os restantes Projetos Base podem ser alvo de tomada de Decisão Final de Investimento em próximos exercícios de PDIRT.

[22] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

4.3.1. Enquadramento à gestão de ativos

4.3.1.1. Caracterização da população dos ativos

O tema da Gestão de Ativos tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as *utilities*, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade das redes com um número limitado de recursos[23]. Tendo em consideração as boas práticas internacionais para *asset management* (nomeadamente a PAS 55 e a ISO 55000), a política de gestão de ativos da REN visa otimizar o custo de ciclo de vida dos mesmos.

No final de 2020, a infraestrutura da RNT era composta por 8 923 km de circuito de linha aérea e 18 459 apoios, com três níveis de tensão diferentes (150, 220 e 400 kV).

QUADRO 4-4

Caracterização dos circuitos das linhas aéreas e apoios

Nível de Tensão	Comprimento de Circuito Total (km)	Nº Apoios
150 kV*	2 528	4 807
220 kV	3 684	6 957
400 kV	2 711	6 695
Total	**8 923**	**18 459**

* Inclui 9 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas

Relativamente ao comprimento geográfico das linhas aéreas, ou seja, o comprimento dos segmentos que constituem a linha, a situação no final de 2020 era a seguinte:

[23] McCalley, J.; Van Voorhis, T.; Jiang, Y., Risk-Based Maintenance Allocation and Scheduling for Bulk Transmission System Equipment, Power Systems Engineering Research Center (Georgia Institute of Technology), 2003

QUADRO 4-5

Caracterização dos segmentos das linhas aéreas

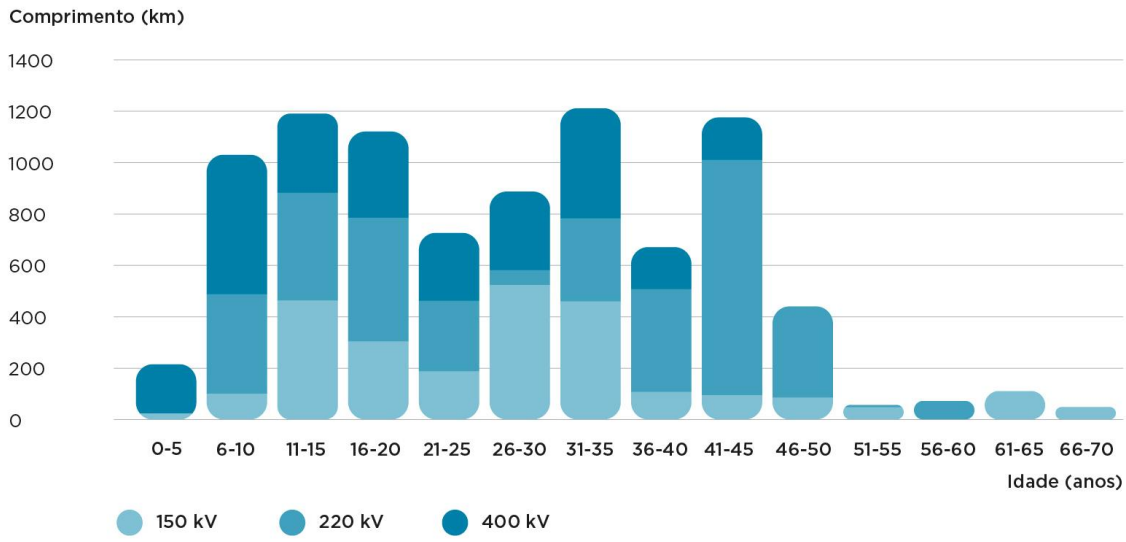
Nível de Tensão	Comprimento dos segmentos (km)
150 kV*	1 795
220 kV	2 726
400 kV	2 514
Total	**7 035**

* Inclui 9 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas

Um critério tradicional e de partida, embora não exclusivamente determinante, para o planeamento de remodelação de ativos, consiste na idade dos mesmos. A 31 de dezembro de 2020, o comprimento de circuito de linhas da RNT integrando troços com idade igual ou superior a 30 anos era de de 4 556 km. No entanto, uma parte significativa destas linhas foi, ao longo da sua vida útil, sujeita a ações de recondicionamento, ao nível dos isoladores e acessórios, dos cabos de guarda e estruturas metálicas. De modo a dar uma perspetiva que reflita o rejuvenescimento das linhas alvo destas ações de recondicionamento, foi construída a Figura 4-5 com a idade corrigida, que é apresentada de seguida.

FIGURA 4-5

Perfil de idades corrigidas das linhas aéreas



No que diz respeito às linhas subterrâneas, no final de 2020 existiam 15 circuitos perfazendo um total de 96 km.

QUADRO 4-6

Caracterização das linhas subterrâneas

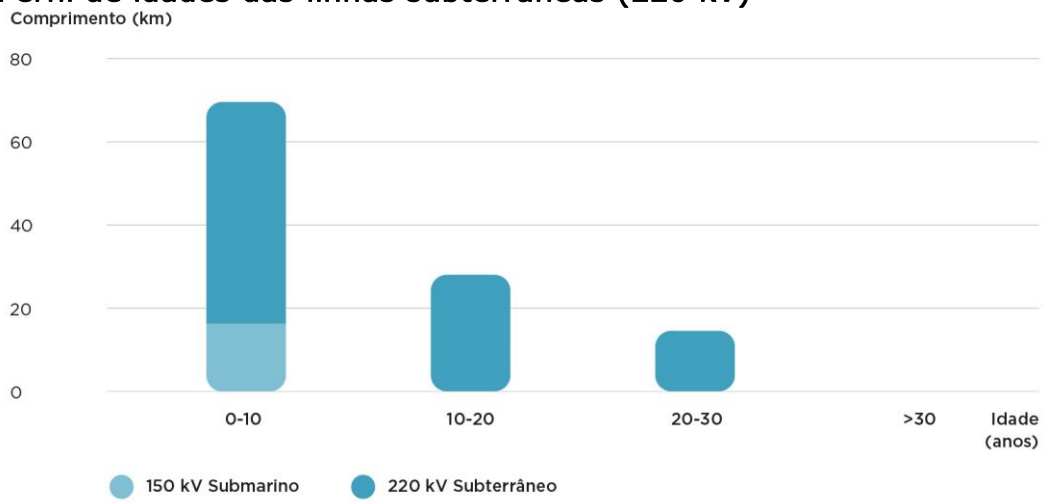
Nível de Tensão	N.º de Circuitos de Linha Subterrânea	Comprimento de Circuito Total (km)
150 kV	0	0
220 kV	15	96
400 kV	0	0
Total	**15**	**96**

Regista-se ainda, no final de 2020, a existência de 1 circuito de linha submarina com uma extensão de aproximadamente 17 km.

Na figura seguinte encontra-se uma caracterização do perfil de idades das linhas subterrâneas e submarinas.

FIGURA 4-6

Perfil de idades das linhas subterrâneas (220 kV)



Quanto às instalações não-lineares, no final de 2020 existiam 68 subestações na RNT (sendo 56 isoladas a ar e 12 do tipo GIS - *Gas Insulated Switchgear*) e 14 postos de corte, seccionamento e transição (sendo 12 isolados a ar e 2 do tipo GIS).

QUADRO 4-7

Caracterização das subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição

	N.º de Subestações [a]		N.o Postos de Corte/Seccionamento/Transição [a]	
	AIS	GIS	AIS	GIS
150 kV	11	1	3	1
220 kV	25	8	4	1
400 kV	22[b]	1	5	0

[b] Contabilizadas as Subestações da Batalha, Fernão Ferro e de Vermoim.

Relativamente aos ativos incluídos nas subestações, pode ser identificada a seguinte desagregação (situação a 31 de dezembro de 2020):

QUADRO 4-8

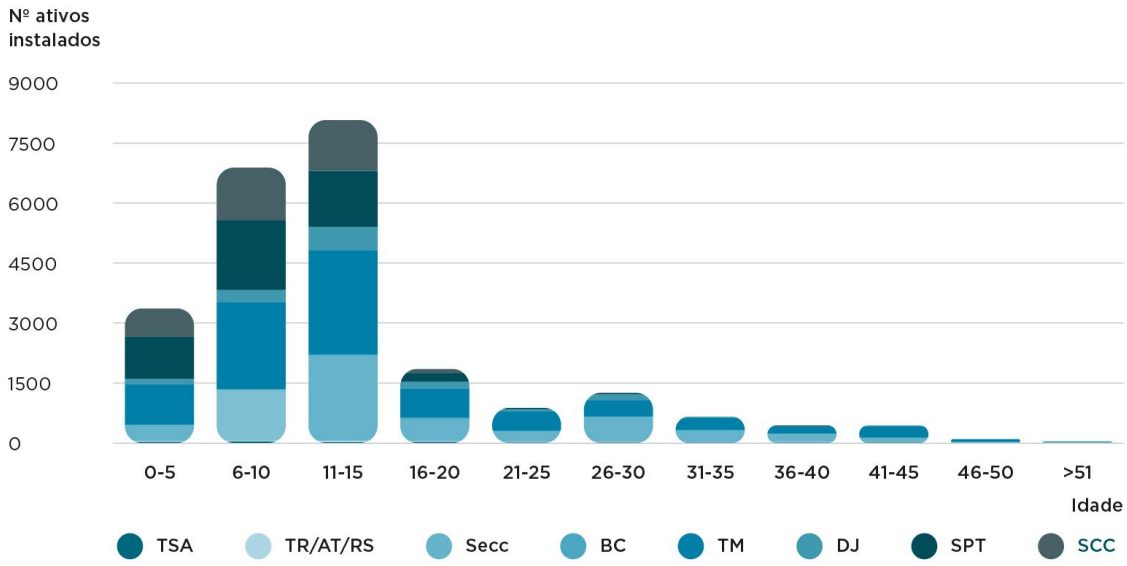
Caracterização dos ativos integrados nas subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição e painéis

Tipo de Ativos	Número de Ativos
Transformadores de Potência	208
Transformadores de Serviços Auxiliares	165
Reactâncias Shunt	10
Baterias de Condensadores	56
Disjuntores	1483
Seccionadores	6118
Transformadores de Medição	8432
Reactâncias de Fase	16
Reactâncias de Neutro	61
Sistemas de Protecção	3830
UGP	2862

Na Figura 4-7 encontra-se uma caracterização da idade dos ativos integrados nas subestações.

FIGURA 4-7

Perfil de idades dos ativos integrados nas subestações



Legenda: TSA – Transformadores de Serviços auxiliares; TR/AT/RS – Transformadores, Autotransformadores e Reatâncias Shunt; Secc – Seccionadores; BC – Bateria de Condensadores; TM – Transformador de medida; DJ – Disjuntores; SPT – Sistemas de Proteção; SCC – Sistemas de Comando e Controlo

4.3.2. Metodologia para planeamento do investimento

4.3.2.1. Introdução

O planeamento da "onda" de substituição de ativos (normalmente designada por "*replacement wave*") tem em consideração o seguinte:

- ✓ A necessidade de antever os futuros volumes de investimento;
- ✓ A necessidade de tornar a "onda" de investimento suave (i.e., minimizando ou evitando "picos" de investimento);
- ✓ A relevância de informar de forma transparente e sustentada sobre a motivação para substituição de ativos;
- ✓ A utilidade de envolver os fornecedores tecnológicos no processo de planeamento do investimento.

Nesse sentido, a previsão das necessidades de investimento em remodelação de ativos, é feita preferencialmente através de uma análise ao indicador de estado dos equipamentos instalados na RNT, ponderado pelo nível de risco associado. Consequentemente, implementa-se uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no indicador de estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos elementos da RNT sem ter em conta apenas a sua idade contabilística.

Desta forma, para prolongar-se a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente, é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar a obsolescência e manter o "*know–how*". A materialização da referida estratégia requer a adoção de um Indicador do Estado do Ativo, descrito na próxima secção, cuja sustentabilidade deve ser suportada em meios de monitorização e de diagnóstico adequados e para os quais se prevê a inclusão de um investimento próprio de monitorização de ativos.

4.3.2.2. Indicador de Estado do Ativo

INTRODUÇÃO

A criação de um Indicador do Estado do Ativo (IE) surge na sequência do exposto anteriormente, sendo que esta abordagem está a ser implementada por outros ORT europeus.

Não obstante existirem diferentes metodologias para determinar o IE, entre os diferentes ORT, o objetivo é partilhado: classificar o estado dos ativos da rede elétrica, e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia. Ou seja, o IE representa a condição e contexto técnico de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha e a presença desta.

Nesse sentido, foi desenvolvido um IE em linha com as boas práticas preconizadas pela ENTSO-E[24], de forma a operacionalizar o seu processo de gestão de risco na tomada de decisão para o investimento em remodelação e modernização de ativos em fim de vida útil.

DESCRIÇÃO DO MODELO DE APOIO À DECISÃO

O exercício de planeamento de investimentos na remodelação/substituição de ativos da RNT visa responder a duas perguntas fundamentais:

- ✓ Quais são os ativos que devem ser sujeitos a ações de remodelação/substituição?
- ✓ Qual é o calendário de projetos de remodelação de ativos que permite reduzir o risco de oneração desnecessária do sistema, mantendo um nível de risco aceitável, evitando os picos de investimento, no quadro de um conjunto de restrições (técnicas, operacionais e económicas)?

No sentido de responder às duas perguntas anteriores, os ativos foram categorizados em classes, para proceder à classificação do IE, tal como se apresenta de seguida:

1. Transformadores de Potência;
2. Linhas;
3. Descarregadores de Sobretensões;
4. Disjuntores;
5. Seccionadores;
6. Transformadores de Medida;
7. Sistemas de Proteção, Automação e Controlo;
8. Sistemas de Alimentação;
9. Instalação Elétrica Geral.

Para cada categoria de ativo a avaliar, foi desenvolvida a seguinte metodologia:

1. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação máxima:10, passo = 1, em que "10" é a melhor classificação), ponderados para cada tipo de ativo (i.e., a importância que cada critério tem no processo de decisão):
    a) Idade;
    b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas;
    c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência;
    d) *Know-how* interno e externo;
    e) Disponibilidade de peças de reserva;
    f) Desempenho.

2. Os ativos com IE reduzido são identificados e é construída uma lista de prioridades de investimento.

[24] ENTSO-E, Facing the Replacement Wave - Projet for approval by SDC members, 2015

2. É realizada uma calendarização dos investimentos para os próximos 5 anos (incluindo a sua orçamentação), tendo em conta restrições técnicas, operacionais e económicas.

Convirá ainda referir que o IE foi construído para avaliação de um universo específico de ativos e tem como objetivo identificar sistematicamente, numa escala de referência, os ativos em fim de vida útil que o ORT considera, dentro da sua própria gestão de risco, passível de serem mantidos em exploração. Com efeito, o planeamento de ações de remodelação, baseado no IE, não visa consubstanciar *per se* uma representação direta do risco de todos os ativos, mas sim uma perceção multicritério, não só da "saúde" desses equipamentos num universo específico, mas também de outros fatores críticos de decisão que dizem respeito à capacidade de garantir os níveis adequados de desempenho dos ativos e da resposta do ORT em caso de falha dos mesmos ou deterioração das suas condições operacionais.

Uma vez que as metodologias de avaliação de estado e processos de decisão de modernização de ativos requerem uma elevada quantidade de dados, histórico dos mesmos, avaliação da tendência de certos parâmetros, consolidação dos parâmetros de apoio à decisão e formalização sistemática da própria metodologia, a qual de resto não se encontra estabelecida ou fixada em normas ou padrões internacionais, não acolhendo uma formalização analítica *standard* universalmente aceite, na presente proposta de PDIRT manteve-se a opção por reduzir o problema da decisão através de duas fases subsequentes: (i) reduzir o universo a observar, de forma sistemática, e, (ii) especificar um conjunto de macro-parâmetros comuns aos diferentes tipos de ativos, de forma a obter-se uma metodologia que pudesse ser aplicada de forma estruturada e comparável. Assim, foi feito um primeiro 'filtro' sobre o universo em apreciação, em que seriam apenas analisados os ativos em fim de vida útil – i.e., os que, no primeiro quinquénio do plano, tivessem atingido ou viessem a atingir o fim do seu período normalizado de depreciação (não obstante, os ativos que não fossem selecionados pelo primeiro "filtro", poderiam ser incluídos, ainda assim, na análise desde que revelassem um conjunto importante de sinais ou condicionantes que os colocariam na ponderação para uma eventual decisão de modernização em conjunto com os demais).

4.3.3. Plano de remodelação de ativos

4.3.3.1. Pressupostos de planeamento

Atendendo à dificuldade de prever o estado dos ativos num horizonte de médio e longo-prazo, na presente proposta de PDIRT apenas são consideradas remodelações de ativos até 2026, assumindo-se que o montante a investir anualmente, entre 2027 e 2031, poderá manter, em média, um valor anual próximo do que vier a ser realizado nos três anos imediatamente anteriores a esse período.

Após a classificação dos diversos ativos, a análise foi alargada de modo a incluir:

- ✓ Plano de desenvolvimento e reforço da rede;
- ✓ Coordenação da intervenção em diversos ativos, permitindo aumentar a disponibilidade dos elementos para a rede;

- ✓ Adequação das caraterísticas técnicas e funcionais originais dos ativos, às novas solicitações da rede e exigências regulamentares.

A presente proposta de remodelação de ativos apresenta a seguinte desagregação:

- ✓ Linhas;
- ✓ Instalações não-lineares, as quais incluem: remodelações em subestações e seus constituintes; sistemas de proteção, automação e controlo; sistemas de alimentação; transformadores de potência; disjuntores; transformadores de medição; descarregadores de sobretensões; seccionadores; edifícios e infraestruturas; instalação elétrica geral; e reforço do isolamento em zonas de elevada poluição.

4.3.3.2. Linhas

A proposta de plano de remodelação de linhas MAT resulta da adoção do Indicador do Estado do Ativo, com o objetivo de identificar as necessidades de grande remodelação e substituição.

A avaliação das linhas da RNT teve como resultado a identificação de um conjunto de ativos cujo IE, num horizonte de médio-prazo, justifica uma intervenção de remodelação, no sentido de prolongar a sua vida útil com padrões de fiabilidade aceitáveis e custos de manutenção controlados.

Posteriormente, a seleção de linhas que constituem o plano de remodelações foi realizada tendo em conta a relevância de cada ativo para o sistema, a expectativa de tempo de vida útil enquanto elemento de rede, e eventuais impactos induzidos por outros projetos do presente PDIRT, na funcionalidade ou topologia daquelas linhas.

TIPOLOGIA DE INTERVENÇÕES

A extensão das intervenções a realizar varia de acordo com a tipologia e o estado dos componentes que constituem cada um dos ativos. Considera-se também adequado aproveitar a oportunidade, nas linhas com idade mais avançada, para promover uma beneficiação global à luz dos critérios de projeto, atualmente em vigor.

Ao nível do isolamento dá-se continuidade à substituição sistemática de cadeias de isoladores com acessórios obsoletos e longo tempo de serviço, assegurando a sua necessária renovação com vista a garantir uma melhoria do desempenho do ponto de vista mecânico e da sua fiabilidade.

Relativamente aos cabos condutores e de guarda, serão renovadas as fixações às cadeias de isoladores/estruturas metálicas, cuja tipologia foi, há vários anos a esta parte, reformulada devido às desvantagens verificadas de ordem elétrico-mecânica. A problemática de vibrações excessivas de origem eólica induzidas em cabos e estruturas, causa raiz de alguns incidentes, é endereçada através de um programa de reforço de amortecimento, com iniciativas de adequação/atualização de componentes, visando o aumento da resiliência de linhas aéreas a estes fenómenos.

No que diz respeito aos cabos condutores, é pertinente, no âmbito das remodelações preconizadas, proceder ao alteamento de linhas. A distância entre os condutores de uma linha elétrica aérea e o solo ou obstáculos diversos é estabelecida pelo Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT) e pela norma europeia e portuguesa NP EN 50 341. Esta distância é definida direta e indiretamente para ter em conta a segurança elétrica e ainda valores seguros de emissões, seja de ruído ou de Campos Eletromagnéticos (CEM). A REN adotou e atualizou os valores para aquela distância em harmonia com as disposições regulamentares mais recentes e boas práticas de gestão dos ativos, valores esses que são considerados na construção de novas linhas, no cumprimento do dever de minimização da exposição a campos eletromagnéticos legalmente prevista.

Em linhas construídas em data anterior à adoção desses critérios, particularmente nas linhas mais antigas, os valores de distância são inferiores aos adotados atualmente, acrescendo que a alteração das características mecânicas dos cabos decorrente da elevada idade de serviço provocou o seu alongamento (*creep*). Ainda que se mantenha o cumprimento do estipulado no RSLEAT, torna-se necessário proceder à conveniente intervenção no sentido de assegurar a devida distância de forma sustentada para a vida útil dos equipamentos assim constituídos.

4.3.3.3. Instalações não-lineares

Descrevem-se, nesta secção, o tipo de intervenções que são necessárias concretizar no âmbito da reconstrução e remodelação das instalações (subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição, repetidores e outras instalações da concessão onde se desenvolvem atividades relacionadas com o transporte de energia elétrica), entre os anos 2022 a 2026. Para a elaboração deste plano e identificação das necessidades de remodelação dos diversos ativos, foi utilizado, à semelhança das instalações lineares, o Indicador do Estado do Ativo.

Considerando o grau e a diversidade dos equipamentos em que é necessário intervir numa mesma instalação (transformadores de potência, aparelhagem MAT/AT, sistemas, etc.) e aproveitando as potenciais sinergias decorrentes duma intervenção integrada, contribuindo para a otimização dos períodos de indisponibilidade, também foram definidos níveis de remodelação diferenciados, os quais podem incluir apenas uma ou várias classes de ativos, nalguns casos para melhoria das condições de operação e segurança de alguns equipamentos da instalação e, noutros, para substituição de equipamentos obsoletos, degradados e com características técnicas ou funcionais já ultrapassadas.

Sistemas de Proteção, Automação e Controlo

Para a elaboração do plano de remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo (Sistemas), é considerado um conjunto de fatores como a classificação do seu grau de obsolescência (desadequação funcional, descontinuidade de fabrico, esgotamento ou inexistência de peças de reserva, tempos de reparação), *know-how* (interno e externo).

Atualmente, a reparação de muitos componentes dos Sistemas já não é assegurada devido à perda de *know-how* e descontinuidade do seu fabrico ou inexistência de reservas de alguns componentes. Esta situação, quando associada a um potencial acréscimo no número de avarias, cuja

probabilidade é difícil de se quantificar, tem como consequência a diminuição da fiabilidade e disponibilidade dos elementos de rede que daqueles dependem, com reflexos negativos na qualidade de serviço.

Por outro lado, nos últimos anos, tem sido seguida a estratégia de equipar este tipo de equipamentos com possibilidade de acesso remoto, permitindo uma maior celeridade na concretização das intervenções com melhorias operacionais. Constitui ainda aspeto relevante, a melhor qualidade de serviço proporcionada pelos sistemas de proteção da atual geração, graças à disponibilização de bibliotecas de funções alargadas e de desempenho adequado aos requisitos atuais, bem como da redução dos tempos de eliminação de defeito com impacto direto na diminuição da duração das cavas de tensão e da duração dos denominados "micro" cortes, face aos sistemas atualmente em serviço.

Sistemas de Alimentação

Para a elaboração do plano de remodelações de sistemas de alimentação, foram considerados aspetos relacionados com o grau de obsolescência dos diversos componentes (retificadores, baterias, grupos eletrogéneos de socorro e respetivos quadros de comando) e com a ausência de *know-how* por parte dos fabricantes dos equipamentos, uma vez que o fabrico foi descontinuado na esmagadora maioria dos componentes que constituem aqueles Sistemas. Atendendo à taxa de avarias verificada, prevê-se a rotura dos *stocks* de peças de reserva relevantes para assegurar, com a qualidade desejada, o funcionamento dos respetivos equipamentos, o que terá como consequência direta, a qualidade de serviço, uma vez que estes sistemas alimentam a componente "inteligente" e comunicacional da RNT, designadamente os sistemas de proteção, automação e controlo, de telecomunicações de segurança e vigilância das instalações.

As remodelações apresentam diferentes graus de intervenção, podendo consistir na substituição integral do sistema, ou em remodelações parciais (grupo, baterias e retificadores). Para certos sistemas de alimentação, está prevista a remodelação dos quadros de comando de alguns grupos eletrogéneos de socorro, de modo a equipar os mesmos com os novos sistemas de gestão de serviços auxiliares integrados nos sistemas de controlo, e permitir a supervisão e operação remotas.

Com a remodelação destes sistemas, para além de ser possível reduzir em alguns casos a quantidade de equipamentos, configuram-se, em consequência, esquemas uniformizados que permitirão uma maior eficiência na exploração dos mesmos.

Transformadores

A avaliação da evolução do estado dos transformadores instalados é feita através da realização de inspeções e ensaios periódicos. Quando uma unidade selecionada apresenta um baixo indicador de estado, é realizada uma análise para avaliar a viabilidade da realização de um recondicionamento, garantindo o prolongamento do tempo de vida do transformador. Este prolongamento é assegurado pela desaceleração do seu envelhecimento e pela substituição de diversos componentes que permitem estender a vida do transformador.

De forma a contribuir para uma adequada gestão do risco de falha de unidades mais degradadas, seleciona-se um conjunto de ativos para serem monitorizados de forma contínua (*on-line*), no sentido de monitorizar a evolução do estado destas unidades e assegurar a fiabilidade da rede, com reflexos positivos na qualidade de serviço.

Para os transformadores de serviços auxiliares foi seguida a mesma estratégia dos transformadores de potência, da qual resultou a identificação das unidades mais degradadas para substituição.

O presente PDIRT prevê a intervenção num conjunto de transformadores relativamente aos quais foi identificada a necessidade de substituição ou recondicionamento face ao indicador de estado, apresentando-se a calendarização prevista para essas ações no Anexo 3. No entanto, o momento efetivo para se proceder a essas substituições, ou operações de recondicionamento, dependerá do resultado de avaliações mais detalhadas ao estado das unidades em causa, podendo, nalguns casos, a data da intervenção vir a ser alterada.

DISJUNTORES

Relativamente aos disjuntores, estão previstas substituições de equipamentos dos vários níveis de tensão da RNT, desencadeadas por diferentes motivos: fiabilidade reduzida; obsolescência; ou dificuldade em executar ações de manutenção, por se tratar de equipamentos cujo fabrico já se encontra descontinuado há vários anos, obstaculizando o acesso a componentes de reserva.

Neste conjunto de intervenções, estão incluídos os disjuntores acionados por comandos hidráulicos, disjuntores com tecnologia de SF_6 mais antigos, cujo grau de obsolescência, estado e degradação de alguns conjuntos de componentes, aumenta os custos de manutenção e diminui a fiabilidade dos mesmos.

Com a execução destas intervenções de substituição de ativos, são instalados disjuntores mais modernos que, naturalmente, oferecem um desempenho mais fiável e com acesso facilitado a componentes de reserva (para a realização das inspeções e reparação de avarias).

TRANSFORMADORES DE MEDIÇÃO

Para os transformadores de medição, foi efetuada uma análise considerando o indicador do estado, a fiabilidade e características dos diversos equipamentos-alvo atualmente em serviço. Foram selecionados para remodelação equipamentos, cujas características já não são as mais adequadas para a função que estão a desempenhar, com idade avançada ou menor fiabilidade.

DESCARREGADORES DE SOBRETENSÕES

Para os descarregadores de sobretensão, foi efetuada uma análise considerando o indicador do estado e características dos diversos equipamentos atualmente em serviço. Foram selecionados, para remodelação, os equipamentos cujas características já não são as mais adequadas para a função que estão a desempenhar e apresentam um tempo de vida avançada.

SECCIONADORES

Para os seccionadores, foi feita uma avaliação com base no indicador do estado e funcionalidades disponíveis, tendo sido identificado um conjunto de equipamentos em que será necessário atualizar funcionalidades, de modo a garantir a compatibilidade com os novos sistemas de proteção, automação e controlo, e um conjunto de equipamentos obsoletos que apresentam fiabilidade reduzida, obsolescência, ou dificuldade em executar ações de manutenção, por se tratar de equipamentos cujo fabrico já se encontra descontinuado há vários anos.

REMODELAÇÕES DE EDIFÍCIOS TÉCNICOS E INFRAESTRUTURAS DAS INSTALAÇÕES

Em várias instalações, prevê-se a realização de ações de remodelação e reabilitação de edifícios de comando e casas de painel e outras infraestruturas técnicas e dispositivos de apoio, de forma a assegurar os requisitos exigidos, nomeadamente: de segurança, higiene e saúde no trabalho; de segurança em relação ao exterior; ambientais; de climatização para funcionamento dos equipamentos técnicos em serviço.

INSTALAÇÃO ELÉTRICA GERAL

Da análise realizada ao estado das diversas instalações, verifica-se a necessidade de proceder à substituição de isoladores e redes de baixa tensão em algumas delas, já que apresentam sinais de degradação. No Plano, está incluído um conjunto de instalações, em que existe a necessidade de substituir isoladores que se encontram degradados e provocam um aumento dos custos de manutenção concomitantemente com o aumento da probabilidade de incidentes.

REFORÇO DO ISOLAMENTO EM ZONAS DE ELEVADA POLUIÇÃO – APLICAÇÃO DE RTV

No âmbito da gestão de risco das instalações caracterizadas por um elevado nível de poluição, a limpeza e a lavagem em tensão tem originado diversas intervenções, nos últimos anos, variando consoante os índices de pluviosidade. A gestão do risco de disparo provocado pela perda de isolamento num ponto da instalação, baseia-se numa avaliação qualitativa, cuja incerteza poderá conduzir à ocorrência de curto-circuitos caso, por exemplo, as ações de lavagem sejam realizadas demasiado tarde. Este projecto permite ainda aumentar a resiliência das infraestruturas perante períodos secos mais longos devido, entre outras, a alterações climáticas.

Os curto-circuitos, consoante o local onde ocorrerem, poderão comprometer de forma mais ou menos significativa a continuidade e qualidade de serviço. Neste âmbito, foi adotada uma estratégia de intervenção alternativa que consiste na aplicação de RTV (aplicação de material compósito sobre isoladores cerâmicos), a qual representa uma redução do risco de exploração de uma instalação em cenário de forte poluição, mantendo sob controlo o aumento dos custos de manutenção associados a limpezas e lavagens. Quando aplicado em larga escala, esta metodologia confere um reforço do nível de isolamento que reduz as correntes de fuga e, consequentemente, as perdas elétricas associadas à função de transporte. Este conjunto de ações tem um considerável impacto na melhoria do nível de desempenho dos equipamentos e das instalações, com repercussões muito nítidas na qualidade de serviço global que a RNT proporciona.

4.3.3.4. Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Considerando os previsíveis efeitos das alterações climáticas nos ativos da RNT, foi feita a avaliação aos diversos projectos que integram o presente Plano e cuja implementação se traduzirá num aumento da resiliência das infraestruturas.

Tendo como objetivo o aumento da resiliência, são também apresentadas medidas de adaptação em linhas aéreas, visando mitigar os impactes resultantes de fenómenos climáticos extremos. Em algumas das linhas em serviço, estas ocorrências podem induzir solicitações que excedem os seus parâmetros de projeto ou até criar condições de envelhecimento acelerado. Num passado recente, a passagem de algumas tempestades por Portugal continental afetou elementos da RNT, causando falhas catastróficas com danos extensos em várias linhas, associadas a elevados custos de reparação e indisponibilidades prolongadas. As intervenções serão focadas na infraestrutura, com reforços ao nível das estruturas metálicas e suas fundações, e adequação das condições de regulação de cabos condutores e de guarda, sob uma ótica de convergência com a norma europeia e portuguesa NP EN 50 341.

Em complemento às intervenções diretas na infraestrutura são também preconizadas ações de gestão integrada de vegetação nas faixas de proteção e na envolvente das infraestruturas da RNT.

O estabelecimento de ativos integrados em zonas florestais reveste-se de particular importância, obrigando o ORT a uma gestão cuidada desses espaços. A acumulação de combustíveis, a falta de enquadramento e adaptação das espécies, densidades elevadas, monocultura de espécies, e outros fatores, associados à presença de linhas elétricas, incrementam o risco de incidentes que impactam a qualidade de serviço e colocam em risco a segurança de abastecimento de eletricidade.

De entre os impactes previsíveis de um clima alterado, projeta-se uma maior frequência e intensidade de incêndios descontrolados e tempestades. A resiliência das linhas aéreas face à ocorrência de incêndios rurais de grandes dimensões, como os ocorridos recentemente em Portugal continental, está fortemente dependente de uma baixa carga de combustível nas faixas de proteção, que a REN se propõe garantir através de ações cíclicas de gestão da vegetação e reconversão do uso do solo naqueles espaços. Na envolvente das linhas que se desenvolvem no litoral, prevê-se também intervenções de controlo e eliminação de árvores de grandes dimensões que constituam, em caso de queda, um risco para a integridade e serviço das linhas. Os traçados destas linhas estão inseridos na faixa atlântica, caracterizada por ventos fortes e solos arenosos, que oferecem pouca resistência e estabilidade às árvores.

O conjunto de medidas de adaptação de infraestruturas e gestão integrada da vegetação permitirão dotar os ativos abragidos de uma resiliência superior em situações de ocorrência de eventos meterológicos extremos, com o objetivo de manter a segurança das infraestruturas.

4.3.3.5. Plano de remodelação de ativos

Tendo sido descritas as intervenções para as diferentes categorias de equipamentos, de seguida apresenta-se a orçamentação para a remodelação e modernização de ativos, para o período 2022-2026.

QUADRO 4-9

Transferências para exploração a CDE em modernização de ativos

Unidades: M€

Tipo de Intervenção	2022	2023	2024	2025	2026
Remodelação de Linhas	1,1	0,8	2,7	0,7	1,1
Resiliência Alterações Climáticas - Linhas	-	0,6	3,4	4,9	3,5
Total Investimento Linhas	**1,1**	**1,4**	**6,1**	**5,6**	**4,7**
Remodelação de Sistemas PAC**	0,9	7,0	8,7	1,7	0,8
Remodelação de Sistemas de Alimentação e SPAC	-	1,0	1,1	1,1	1,1
Substituição TP*** em fim de vida útil	-	3,3	-	8,4	-
Reforço de Isolamento	-	-	-	1,1	-
Recondicionamento/Substituição de Aparelhagem MAT	4,6	8,8	9,6	7,0	4,1
Civil*	-	0,9	0,9	0,9	0,9
Monitorização de Equipamentos e Sistemas	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Total Investimento Subestações	**6,0**	**21,5**	**20,8**	**20,7**	**7,4**
Total Investimento Gestão Integrada de Vegetação	**10,6**	**6,7**	**6,4**	**6,4**	**6,4**
Total Investimento	**17,8**	**29,6**	**33,3**	**32,6**	**18,4**

*) Inclui os edifícios técnicos das subestações; **) Proteção, Automação e Controlo; ***) Transformadores de Potência.

BENEFÍCIOS DO PLANO DE MODERNIZAÇÃO PARA O SEN

A manutenção em exploração dos ativos que compõem o presente plano de modernização, sem que se promovam as ações de remodelação preconizadas, poderia vir a onerar o SEN com sobrecustos associados à falha de equipamentos e impedir a captura dos benefícios decorrentes da remodelação desses ativos.

As iniciativas de investimento incorporam intervenções em equipamentos com vários anos de serviço e componentes com desgaste acentuado, cuja substituição representa uma melhoria do desempenho e redução da probabilidade de falha, com reflexos positivos no Indicador do Estado do Ativo, na redução do risco para a segurança de pessoas e bens e também ao nível da fiabilidade da rede e qualidade de serviço.

Na análise multicritério/custo-benefício do presente Plano, realizada no capítulo 6., para além dos benefícios enumerados nos parágrafos anteriores, apresenta-se o conjunto alargado de benefícios que deixará de ser incorporado pelo SEN, caso os projetos de investimento não sejam concretizados. No Quadro 4-9, apresenta-se uma síntese dos benefícios e custos decorrentes do plano de remodelação e modernização.

Efetivamente, o adiamento das ações apresentadas será acompanhado de um aumento da probabilidade de falha de ativos, ao longo do tempo, até um patamar no qual a reposição dos níveis exigidos de segurança e de fiabilidade da rede imputará ao SEN custos maiores, relativamente ao apresentado neste Plano. Em algumas situações, poderão ocorrer falhas que, para além dos custos de indisponibilidade prolongada para a rede, acarretam também outros custos indiretos da falha e de substituição em modo de emergência.

QUADRO 4-10

Síntese de Benefícios e Custos – Projetos de Modernização

Benefícios e Custos Esperados	2026
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)(**)	1,8 a 8,1
Redução de carga natural em risco de interrupção (*) (GW)|(M€)	1,4 | 8
Redução de carga sem recurso em risco corte (*) (GW)|(M€)	0,3 | 2
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	2 043
Cavas de tensão: redução da frequência (%)	32
Redução de capacidade de transporte em risco (*) (MVA)	74 965
Redução de potência de produção em risco de corte (*) (MW)	5 638
Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	5
Dimensão da faixa intervencionada (km^2)	318
Valorização de espécies autóctones (n)	770 000
Investimento (líquido de participações) (M€)	131,7

(*) Soma dos valores dos eventos de teste, ao longo do período, não simultâneos
(**) Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de não realização ou adiamento do investimento.

No capítulo 6., apresenta-se o sobrecusto evitado para o SEN de diversos projetos de investimento em ativos instalados em subestações, postos de corte ou transição, contra a opção hipotética da sua não realização ou adiamento do investimento. A título de exemplo, para a subestação de Vila Pouca de Aguiar, este plano prevê em 2023 a substituição de um transformador de potência 220/60 kV, com um custo estimado de 1,7 M€. Num cenário de manutenção desta máquina em serviço, na eventualidade de ocorrência de uma falha grave, estima-se um custo de reposição em serviço de 2,2 M€, representando um sobrecusto para o SEN de 0,5 M€.

Já na vertente de segurança de pessoas e bens, a quantificação do risco que decorreria do adiamento da realização destes projetos de investimento e consequente falha de integridade dos mesmos, bem como a sua monetização, torna-se um exercício muito complexo e com algumas limitações. Não obstante, é apresentado o sobrecusto evitado para o SEN, de parte dos projetos de investimento em remodelação/modernização de ativos, designadamente os instalados em subestações, postos de corte ou de transição, face à opção hipotética da sua não realização ou do seu adiamento. Esta poupança resulta sobretudo da quantificação dos custos evitados com potenciais falhas nos equipamentos decorrentes da degradação do seu Indicador do Estado do ativo. Esta confrontação, no entanto, não é considerada no caso de intervenções em ativos lineares (designadamente nas linhas aéreas de muito alta tensão), quer pela sua dispersão territorial, com maior exposição e impacto ao público em geral, quer pela menor capacidade de monitorização, sem prejuízo da análise de alternativas de diferentes tipos de intervenção que se encontra apresentada no capítulo próprio.

BENEFÍCIO DA REMODELAÇÃO BASEADA NO INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO

Podem ser vários os critérios de decisão para remodelar, ou não, um determinado ativo. Nesta secção serão analisadas as opções de remodelação de ativo, tendo por base a vida económica ou o Indicador do Estado do ativo (IE). No presente Plano, foi considerada a opção de avaliação baseada no IE em detrimento de uma abordagem não-seletiva com base estritamente na sua idade. Nesta

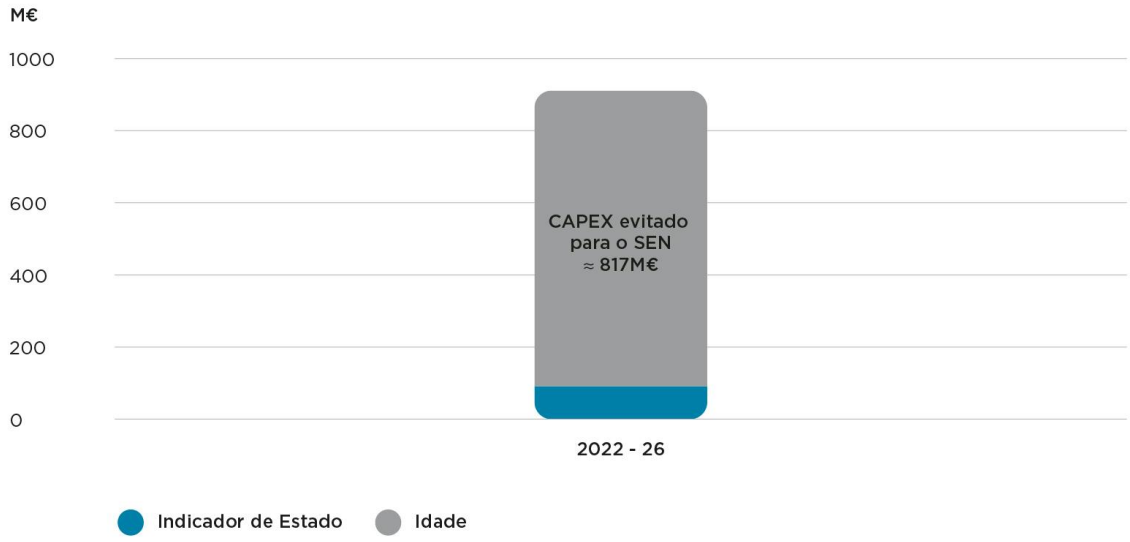
secção, apresenta-se uma comparação das duas abordagens, demonstrando as vantagens de se considerar uma análise individual do indicador do estado de cada ativo, face a uma análise puramente baseada na idade.

Comparando as duas opções de remodelação, verifica-se que o critério com base no IE representa um valor de investimento muito inferior ao valor que teria que ser considerado para a remodelação dos ativos baseados exclusivamente na sua idade (poupança de cerca de 817 milhões de euros em cinco anos para o SEN, com o risco associado à opção de se tomar a avaliação do estado como base para a decisão).

FIGURA 4-8

Investimento associado a estratégias para a remodelação de ativos

(Estado vs. Idade)



O custo esperado de um plano com base na avaliação do indicador do estado do ativo apresenta um valor significativamente inferior ao de um plano com base exclusivamente na idade, desde que os ativos em causa tenham sido sujeitos a determinadas condições de utilização e de manutenção. Contudo, importa reter que o período de amortização contabilística tem por base os valores médios esperados de depreciação dos ativos, quer na ótica da sua resposta às solicitações físicas de exploração (sujeitos a condições médias de utilização e de perturbação, bem como operados e mantidos com a adequada capacidade de intervenção, dentro das boas regras da arte e recomendações dos próprios fabricantes), quer na ótica da capacidade de serem operados e configurados (aspeto relevante, por exemplo, em ativos com elevado grau de evolução tecnológica tais como sistemas de proteção, automação e controlo, monitorização, informáticos, telecomunicações e todos os que integram eletrónica, microprocessamento e *software*). Esta asserção significa também que é possível, a cada momento, proceder a uma seleção dos ativos mais prioritários para uma decisão sobre a sua substituição/remodelação. Nessa medida, é também naturalmente esperado que os riscos decorrentes de se optar por uma ou outra opção são diferentes e o valor dessa diferença tem perceções diferentes conforme a ótica de cada parte interessada. Não obstante, ao se adotar um plano com base numa metodologia de avaliação do estado dos ativos, permite que os ativos selecionados são os que apresentam maiores riscos de

entre os que da mesma natureza constituem a população-alvo de análise e oferecem ao decisor um sistema de apoio à decisão suportado numa abordagem homogénea, sistemática e seletiva.

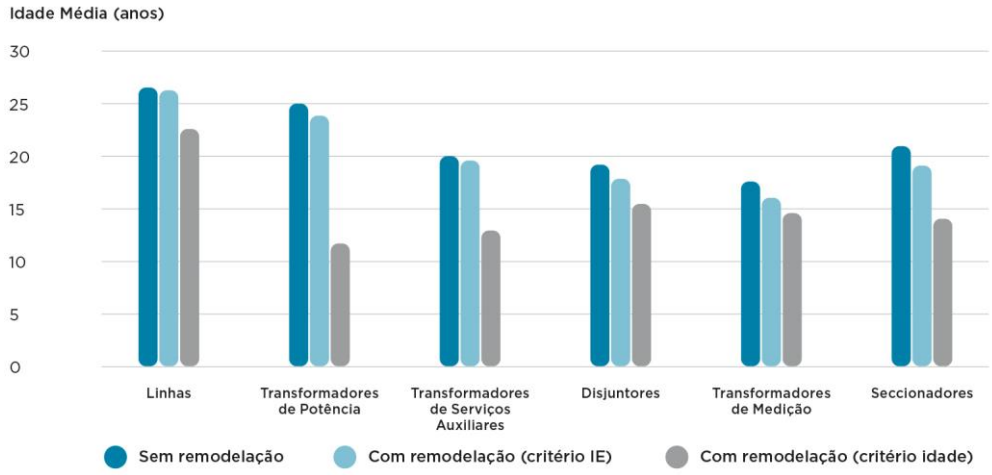
A presente proposta de PDIRT reflete já, no quadro do atual conhecimento da arte e do atual nível de monitorização dos ativos, um risco ambicioso devido ao adiamento de investimento em modernização com níveis elevados de poupança.

No que diz respeito à idade dos ativos, na figura seguinte, pode ser visualizada a comparação da idade média dos ativos da RNT, prevista para o ano de 2026, em função da estratégia de gestão de ativos: sem remodelação; com remodelação baseada no indicador do estado do ativo; e com remodelação baseada na idade.

Não obstante, importa realçar que apesar da estratégia adotada e mesmo tendo em conta os demais projetos de expansão da rede, assiste-se a uma inflexão da média da idade dos ativos da RNT, no sentido do seu crescimento, pressionando o aumento dos custos operacionais de exploração característicos de uma rede a envelhecer em termos médios, contrariamente ao que sucedeu no passado, em que se assistiu a uma redução progressiva da média da idade dos equipamentos da RNT e assim também a pressão sobre os custos operacionais em termos globais.

FIGURA 4-9

Efeito do plano de remodelações na idade média dos ativos no ano de 2026



4.4. COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

4.4.1. Descrição dos projetos

Neste subcapítulo, encontra-se descrito o conjunto de novos reforços de rede incluídos nos Projetos Base que visam a satisfação de compromissos com o ORD e a segurança de alimentação na RNT.

ARTICULAÇÃO 400/150 KV EM PONTE DE LIMA (PR0910, PR1402 E PR1912)

Para melhoria da segurança de alimentação ao conjunto das subestações de Vila Fria e de Oleiros (total de carga prevista rondando os 480-520 MW no período 2026-2031), está prevista a instalação de uma unidade de autotransformação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima e a abertura, nesta subestação, das atuais linhas a 150 kV Pedralva - Vila Fria e Oleiros - Vila Fria 1. Este projeto, com reformulação da topologia de rede na zona de Ponte de Lima, evita a necessidade futura de construção de novas linhas de 150 kV para apoio a Oleiros/Vila Fria a partir da subestação de Pedralva, linhas essas de alguma extensão, com muita dificuldade na obtenção de um traçado viável sob o ponto de vista socio-ambiental e de custos de implementação elevados.

Subjacente a este projeto está também prevista a otimização de traçados de linhas na alimentação a Vila Fria, de forma a evitar o risco de disparo comum dos três circuitos que alimentam esta subestação, presentemente suportados por uma linha dupla e uma linha simples, cujos traçados se localizam muito próximos entre si numa extensão apreciável de zona florestal com um risco de incêndio não desprezável, e que, em agosto de 2016, já foi causa para a perda simultânea daqueles três circuitos, conduzindo a um corte total da alimentação a 150 kV a Vila Fria.

Esta fragilidade na estrutura da RNT nesta zona assenta numa implantação topológica de rede cuja existência não é recente e expõe os consumos de Viana do Castelo a risco de abastecimento, o qual pode ser mitigado com a implementação destes projetos, otimizando assim as intervenções de renovação necessárias à manutenção da fiabilidade dos respetivos equipamentos. Desta forma, o investimento que seria usado na modernização dos troços a desativar será aproveitado para criar condições de maior resiliência nesta zona da rede.

A eventual manutenção desta fragilidade mantém o atual risco de um corte total na alimentação à subestação de Vila Fria, responsável, quer pela alimentação aos consumos de Viana do Castelo, quer pela receção de energia renovável, nomeadamente a de origem oceânica ao largo daquela cidade, tanto a que desde o final de 2019 se encontra ligada à RESP, como aquela que venha a ser ligada no futuro aproveitando a capacidade das infraestruturas de rede criadas para o efeito.

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO A MACEDO DE CAVALEIROS (PR1913)

No período indicativo desta proposta de PDIRT (segundo quinquénio) está considerada a hipótese do reforço de alimentação à subestação de Macedo de Cavaleiros a partir da subestação de Lagoaça, com a criação de um segundo circuito a 220 kV entre estas duas instalações. Este projeto poderá tirar partido da possibilidade de futura criação de uma ligação a 400 kV entre Ribeira de Pena e Lagoaça (Projeto Complementar), a qual, passando nas imediações de Macedo de Cavaleiros e com o seu troço entre Macedo de Cavaleiros e Lagoaça construído na tipologia de linha dupla de 400+220 kV, permite o estabelecimento da referida segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Macedo de Cavaleiros e de Lagoaça.

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO À SUBESTAÇÃO DE BODIOSA (PR1906)

Com o objetivo de melhorar a segurança de alimentação à atual subestação 400/60 kV de Bodiosa, está previsto, no segundo quinquénio deste PDIRT, a passagem a 400 kV do segundo terno do atual eixo de linha dupla Armamar – Bodiosa – Paraimo (terno esse presentemente explorado a 220 kV entre Armamar e Paraimo), abrindo esse terno na subestação de Bodiosa e equipando quatro novos painéis de linha de 400 kV em subestações já existentes: dois na Bodiosa, um em Armamar e um em Paraimo.

NOVA LIGAÇÃO A 220 KV RIO MAIOR - CARVOEIRA (PR1041)

Para melhoria da segurança de alimentação à subestação da Carvoeira encontra-se previsto para o segundo quinquénio desta proposta de PDIRT o estabelecimento de uma segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e Carvoeira. Esta ligação tira partido de nova linha de 400 kV a ser constituída entre Rio Maior e a zona de Lisboa (subestação de Fanhões), com a instalação de um segundo terno a funcionar a 220 kV no troço dessa linha entre Rio Maior e as imediações da Carvoeira, com continuidade até esta subestação através de troço de linha já existente.

4.4.2. Transformadores MAT/AT e painéis AT para apoio aos consumos

TRANSFORMADORES MAT/AT

O investimento em novas unidades de transformação de interligação entre os níveis de tensão de MAT e de AT decorre das obrigações do operador da RNT quanto à necessidade de assegurar o abastecimento dos consumos, onde se incluem as solicitações de capacidade de entrega formuladas pelo operador da RND.

Neste enquadramento, o reforço da capacidade de transformação MAT/AT nas instalações da RNT pode ser observado segundo quatro classes distintas, classificadas nas seguintes categorias:

- ✓ Reforço da potência instalada: reforço da capacidade de transformação em subestações existentes, de forma a continuar a assegurar nessas instalações a segurança n-1 na alimentação aos consumos, em alinhamento com a sua evolução prevista e o desenvolvimento e/ou reconfiguração das redes da RND;
- ✓ Abertura de novo ponto injetor: criação na RNT de novos pontos de entrega à rede de distribuição, em cumprimento dos acordos estabelecidos com o operador da RND;
- ✓ Instalação de segundas unidades: instalação do segundo transformador para garantia de segurança 'n-1' na satisfação dos consumos em pontos injetores que entraram em serviço com apenas uma unidade instalada;
- ✓ Desclassificação/substituição de unidades obsoletas: quando os transformadores atingem o seu fim de vida útil (geralmente com um elevado número de anos de serviço), os mesmos são desclassificados ou substituídos, caso seja confirmada a necessidade de reposição da potência instalada na subestação em causa. Esta classe de intervenções é objeto de desenvolvimento mais detalhado no subcapítulo 4.3.

Para aferir da existência de suficiente capacidade ou da necessidade de reforço da capacidade de transformação nas subestações existentes, analisando cada uma individualmente, toma-se como ponto de partida a previsão de evolução dos consumos a nível local efetuada com base nas previsões recebidas do operador da RND, verificando-se as cargas máximas de consumo local a abastecer em cada subestação da RNT, em observância dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT'. Os valores de ponta local aqui referidos, previstos para o valor de consumo a ser satisfeito por cada subestação da RNT no período 2022-2031, encontram-se listados no Anexo 12.

Genericamente, a necessidade de reforço da potência de transformação numa instalação da RNT ocorre quando o valor da sua potência instalada deixa de ser suficiente para, em 'n-1' e tendo em conta a evolução prevista da estrutura das redes da RND, abastecer a totalidade dos consumos afetos a essa instalação. Ao longo do tempo, o valor da carga em cada subestação da RNT varia, não apenas em função da taxa de evolução associada, mas também de reorganizações e reconfigurações da RND que podem conduzir à transferência de subestações da RND entre distintos pontos injetores da RNT, reduzindo a carga solicitada nuns injetores e aumentando noutros.

A criação de novos pontos injetores da RNT decorre de estudos conjuntos realizados pelos operadores da RNT e da RND sobre o desenvolvimento das redes na fronteira Transporte-Distribuição, nos quais são identificados os casos em que, face às condições locais da RND existente, à evolução prevista para os consumos e à própria estrutura da RNT próxima, entre outros fatores, se revela ser técnica e economicamente mais favorável, a nível global do SEN, a criação de um novo ponto de apoio à RND a partir da RNT, em alternativa ao reforço continuado das redes de AT e transmissão de energia a maiores distâncias.

Os novos pontos injetores da RNT de entrega à RND, à exceção de alguns casos em zonas importantes de maior concentração de consumos, como é o caso de Lisboa e Porto, são, regra geral, criados com apenas um transformador em serviço na sua fase inicial, assumindo-se que a RND existente à data ainda permite, durante um certo período de tempo, dar recurso integral aos consumos em causa no caso de falha desse único transformador, otimizando desta forma os custos para o SEN. Com o passar do tempo, por força da evolução dos consumos e das dinâmicas de alteração da estrutura própria da RND, o referido recurso via RND vai normalmente reduzindo-se, deixando de ser suficiente para a satisfação da totalidade desse consumo. A instalação das

segundas unidades nos novos pontos injetores da RNT, analisados caso-a-caso, mas tipicamente efetuada dois a três anos após a sua abertura, visa assegurar a garantia de segurança 'n-1' a esses consumos.

Não obstante, poderão ocorrer casos em que a alimentação por apenas um transformador se mostra suficiente e adequada por um prazo bastante mais dilatado que o período de dois a três anos atrás referido, seja porque a RND permite disponibilizar recurso integral à falha do ponto injetor por um período bastante mais dilatado, seja porque a operação das redes com utilização de malhas fechadas entre pontos injetores da RNT via rede AT da RND se mostra tecnicamente viável (e.g. Pombal).

No final de 2020, encontravam-se em serviço na RNT cerca de 42 transformadores com mais de 35 anos de operação. Nalguns casos, e fruto do estado da máquina e do desgaste apresentado pelos respetivos componentes, a manutenção em serviço destas máquinas representa um risco considerável, não só ao nível da segurança da operação da RNT, como também da continuidade do abastecimento dos consumos. A opção de 'recondicionamento' de um transformador com vista a prolongar o seu período de vida útil nem sempre é técnica e/ou economicamente viável, pelo que, caso-a-caso, é feita uma análise e avaliada a necessidade de desmantelamento da máquina e, existindo risco de falha no abastecimento dos consumos, tomada a decisão de aquisição de uma nova unidade de forma a assegurar a substituição necessária.

O Quadro 4-11 ilustra a evolução prevista para as necessidades de transformação MAT/AT para o período 2022-2031, de acordo com os compromissos com o ORD e as previsões de evolução de consumo acima referida. Para efeitos comparativos, apresenta-se a mesma previsão conforme as anteriores projeções do PDIRT 2020-2029 (no caso deste, somente para o período 2022 a 2029, comum a ambos os planos).

QUADRO 4-11

Evolução da capacidade de transformação MAT/AT para apoio a consumos

Subestação	Motivo	PDIRT 2022-2031		PDIRT 2020-2029 (apenas 2022 a 2029)	
		Potência [MVA]	Ano	Potência [MVA]	Ano
V.P. Aguiar	Substituição	-120 +170	2023	-120 +170	2023
Carregado	Substituição	-120 +170	2023	-120 +170	2023
Pereiros	Substituição	-126 +170	2025	-126 +170	2024
Rio Maior	Substituição	-126 +170	2025	-126 +126	2024
Divor	Segundo Transformador	-63* +170	2024	+170	2024

* Enquadrado numa estratégia de desativação a prazo da atual subestação da RNT de Évora, o segundo transformador de Divor permite, de forma articulada, a desclassificação de um transformador de Évora por fim de vida útil.

Da análise do Quadro 4-11 observa-se, para o horizonte 2022-2031, a necessidade de 5 novos transformadores para subestações já existentes ou a entrar em serviço neste período, equivalendo a um montante global de 850 MVA. No mesmo período, são desclassificadas 5 unidades, correspondendo a 555 MVA. Neste contexto, observa-se um acréscimo de 295 MVA no valor total da potência de transformação MAT/AT, sendo que grande parte deste acréscimo de potência fica a dever-se à substituição de máquinas existentes, com muitos anos de operação e em fim de vida útil, por outras de maior potência.

PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES À RND

O Quadro 4-12 ilustra, no momento da apresentação da presente proposta de PDIRT, as solicitações do operador da RND relativamente à disponibilização de novos painéis de linha AT nas subestações da RNT para apoio à sua rede.

Destacam-se os projetos do painel de linha AT designado por Sto. André no PdE da RNT de Sines, já mencionado em versões anteriores do PDIRT, assim como, os novos projetos para dois painéis de linha a 60 kV, 'Ourique' e 'Castro Verde', que serão equipados no PdE de Ourique da RNT.

Estes dois últimos projetos foram acordados na reunião de Coordenação de Planeamentos realizada no passado mês de dezembro de 2020, e destinam-se ao reforço de alimentação à RND no âmbito da prevista abertura, em 2026, de novas subestações 60/30 kV da RND em Ourique e em Castro Verde.

QUADRO 4-12

Painéis de linha AT para novas ligações à RND

Subestação RNT	Designação do Painel	Horizonte
Sines	Sto. André	2025
Ourique	Ourique	2026
	Castro Verde	2026

4.4.3. Coordenação entre o ORT e o ORD

O Planeamento da RNT, em conformidade com a legislação em vigor, deve ter em consideração e ser coordenado com o planeamento das redes que se interliga, nomeadamente com a Rede Nacional de Distribuição, cf. alínea d) do n.º 5 do art.º 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação. A coordenação entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição é um processo contínuo, que faz parte dos pressupostos e metodologias inerentes ao exercício de planeamento da RNT. Esta cooperação encontra substância, em particular, nas reuniões formais de coordenação que ocorrem, com regularidade, entre as concessionárias das respetivas redes, envolvendo as direções de planeamento e outras áreas operacionais.

Nas reuniões de coordenação de planeamento é assegurada a partilha de informação relativamente à exploração e desenvolvimentos previstos em ambas as redes e respetivas necessidades, bem assim como acordada a realização de estudos conjuntos específicos, que visam a análise técnica e económica de projetos (e alternativas) de desenvolvimento das redes na fronteira RNT/RND, à luz dos critérios de segurança das RNT e RND. A coordenação, coerência e adequação entre os planos de investimento da RNT e da RND é também analisada e ajustada.

Neste contexto, os projetos que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, assim como a sua calendarização, encontram ligação com a mais recente informação referente às necessidades e solicitações do ORD, alinhados com a evolução previsional dos consumos e/ou desenvolvimentos previstos nas redes da RND que impactam diretamente na operação da RNT.

No quadro seguinte encontram-se documentados os Projetos Base de investimento para alimentação à RND, nomeadamente as novas ligações da RND aos atuais PdE da RNT, mencionando-se, quando aplicável, a respetiva referência no PDIRD-E 2020.

QUADRO 4-13

Painéis de de linha AT para ligação à RND

PdE da RNT	Designação do projeto	PDIRT 2022-2031	PDIRT-E 2020	
			Data	Referência
Sines	Sto. André	2025	2025	Relatório página 119 Anexo C - Caracterização e justificação dos principais projetos, página 137 a 139
Ourique	Ourique	2026(1)	—	—
	Castro Verde	2026(2)	—	—

(1) Painel para reforço da alimentação à RND em coordenação com a construção da nova SE 60/30 kV de Ourique da RND, acordado na reunião de Coordenação de Planeamentos realizada em dezembro de 2020.
(2) Painel para reforço da alimentação à RND em coordenação com a construção da nova SE 60/30 kV de Castro Verde da RND, acordado na reunião de Coordenação de Planeamentos realizada em dezembro de 2020.

4.4.4. Compensação de Reativa

Tendo em conta os elementos constituintes da RNT, constata-se que nos períodos em que os mesmos estão sujeitos a valores de carga mais reduzidos, são as linhas de 400 kV[25] e os circuitos subterrâneos de 220 kV o foco principal para um aumento de reativa na rede, provocando a subida acentuada dos valores de tensão. Com o objetivo de ajudar a controlar os níveis de tensão na RNT nestes cenários e de forma a preservar a integridade dos equipamentos e continuar a garantir o cumprimento dos critérios de aceitabilidade para desvios de tensão definidos nos "Padrões de Segurança para Planeamento da RNT" impostos pelo respetivo Regulamento da Rede de Transporte, torna-se necessário absorver esse excesso de reativa através de três formas alternativas:

- ✓ Centros eletroprodutores que estejam no momento em operação e que tenham capacidade de absorção de reativa;
- ✓ Aumento do consumo de energia reativa por parte da RND, se possível;
- ✓ Instalação de reatâncias shunt na RNT.

Por forma a reduzir as perdas no sistema elétrico e a otimizar os trânsitos nos seus elementos (linhas e transformadores), bem como eliminar potenciais dificuldades de operação da rede perante trânsitos de elevados montantes de energia reativa, a compensação da reativa deve ser efetuada o mais próximo possível dos "locais" de maior desequilíbrio. Deste modo, não obstante o aumento do consumo de reativa na AT, MT e BT poder ser visto como uma possibilidade para satisfazer parte das necessidades relativas à absorção de reativa na RNT, tal iria levar a um aumento das perdas

[25] A título indicativo, uma linha operada a 400 kV e com uma carga mais reduzida, gera cerca de 50 Mvar por cada 100 km

(MWh) no sistema (RND e RNT) com consequências ao nível de um acréscimo dos custos de operação das redes, como também poderia levar, em situações mais extremas, a dificuldades técnicas de operação das redes (RND e RNT), nomeadamente ao nível do controlo das tensões.

Com base no exposto e pela frequência e montantes com que se tem verificado a necessidade de compensação de reativa na RNT (ver subcapítulo 2.6.), entende-se que a compensação de reativa feita "localmente", diretamente na rede de 400 kV, é a melhor opção global.

Paralelamente, verifica-se que a instalação de novas reatâncias *shunt* de 150 Mvar é a solução que representa um melhor compromisso entre o valor a investir e os escalões de ajuste de tensão disponíveis, quando comparada com a hipótese de reatâncias de menor potência mas distribuídas por mais pontos da RNT (embora proporcionasse um ajuste mais fino e flexível para o controlo das tensões ao longo da rede, seria substancialmente mais oneroso) tendo em consideração a rede atualmente existente e em particular o crescimento da rede de 400 kV através dos reforços já aprovados e a concretizar neste horizonte, reforços esses que respondem às exigências impostas com o forte incremento da geração fotovoltaica.

As análises desenvolvidas sobre o comportamento da rede para o período 2022-2026 permitiram verificar a ocorrência de potenciais dificuldades no controlo de tensões na zona sul da RNT. Como primeira abordagem para o necessário controlo de tensões – neste caso absorção de reativa –, considerou-se o contributo que pode ser obtido através das centrais fotovoltaicas com ligação direta a instalações da RNT, verificando-se que esta medida pode vir a ser suficiente, dependendo do montante global de potência fotovoltaica instalada e da garantia de disponibilidade da capacidade de geração/absorção de reativa por parte destas unidades de geração, mesmo em períodos de potência ativa nula.

Neste contexto, mantém-se a possibilidade de vir a ser necessário a instalação de uma reatância shunt no zonal sul, mais concretamente na subestação de Ferreira do Alentejo, mas remete-se uma decisão final sobre este investimento para o próximo PDIRT, tendo em consideração a experiência que entretanto será recolhida na componente do controlo de tensões com a instalação de novas unidades fotovoltaicas nesta região.

4.5. CAPACITAÇÃO DA RNT PARA FAZER FACE À LIGAÇÃO DE MÚLTIPLAS UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO NA RND COM POTÊNCIA ATRIBUÍDA

A alínea c) do art.º 10.º - Norma revogatória - do Decreto-lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que altera e republica o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, revoga as disposições do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro aplicáveis à produção de eletricidade através de Unidades de Pequena Produção (UPP) a partir de energias renováveis baseadas em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total à rede.

Com esta alteração as unidades de pequena produção ligadas à rede até à potência de 250 kW, anteriormente regidas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro, passam a reger-se pelo regime do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que define, no seu art.º 27.º-B, um regime de acesso à rede próprio para estas unidades até ao limite de 1 MW.

Neste enquadramento, foram publicados pela DGEG os Despachos n.º 41/2019, de 20 de setembro, e do n.º 43/2019, de 23 de outubro, que altera e republica o Despacho n.º 41/2019, os quais previam, em particular, a consulta ao ORD sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede, incluindo a existência de capacidade de receção, e o cumprimento dos regulamentos aplicáveis, mas não previam esta mesma consulta junto do Gestor Técnico Global do SEN (GTGSEN). O Despacho da DGEG n.º 6/2020, de 17 de fevereiro, veio alterar esta situação e a consulta ao GTGSEN passou a estar contemplada.

No espaço de tempo que mediou entre a publicação dos Despachos n.º 41/2019 e n.º 43/2019 e do Despacho n.º 6/2020, foi dada pela DGEG resposta favorável para ligação à rede a um número muito significativo de UPP, num montante global de potência que ascende a perto de 1,5 GVA, conduzindo a um significativo deficit de capacidade na RNT e colocando em causa em diversas zonas da rede o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT e a qualidade de serviço.

Por outro lado, a ligação à RESP de Unidades de Produção em Autoconsumo (UPAC) com injeção na rede foi regulamentada pelo Decreto – Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e pelo Despacho da DGEG n.º 46/2019, de 30 de dezembro, Despacho este que prevê a consulta e pronúncia do GTGSEN. Assim, face ao imperativo de não criar obstáculos ao desenvolvimento da pequena produção distribuída associada ao autoconsumo 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.

Neste contexto, no presente subcapítulo apresenta-se um conjunto de reforços de rede cujo objetivo é o de permitir ultrapassar o deficit de capacidade atrás referido, repondo nas zonas de rede afetadas pelo deficit de capacidade criado as condições de operação dentro dos padrões de segurança e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.

Faz parte deste subcapítulo o seguinte projeto, repartido por três fases:

CAPACITAÇÃO DA RNT PARA LIGAÇÃO DE MÚLTIPLAS PEQUENAS UNIDADES DE PRODUÇÃO NA RND COM POTÊNCIA ATRIBUÍDA – FASES 1, 2 E 3 (PR2111, PR2112 E PR2113)

A atribuição de perto de 1,5 GVA de potência para a ligação de UPP e UPAC, unidades até 1 MW cuja ligação é feita à RND, tem como consequência num número alargado de subestações da RNT um aumento nos trânsitos de energia que fluem no sentido da RND para a RNT, por forma a transitar energia de zonas da RND com menor consumo e elevada produção, para outras onde o consumo supera a produção. Ao longo do tempo, função do consumo e da produção em cada ponto de entrega da RNT, este movimento vai assumindo diferentes expressões, acontecendo que nalgumas subestações o sentido RND → RNT é claramente predominante.

Em subestações da RNT em que a capacidade de transformação MAT/AT não consiga assegurar o critério "n-1", a perda súbita de um transformador na sequência de uma qualquer contingência fortuita, pode levar à perda dos restantes transformadores da mesma instalação por carga excessiva, colocando em risco nessa instalação, não apenas a produção aí ligada, mas também os próprios consumos.

Perante a distribuição destes quase 1,5 GVA pelo território e em particular pelas diversas subestações MAT/AT, disponibilizada ao ORT pela DGEG e ORD, foi identificado um conjunto de subestações da RNT nas quais a potência de transformação vê ultrapassado a sua capacidade em n-1, nalguns casos em valores susceptíveis de preocupação ao nível da segurança de operação.

Este projeto, organizado segundo três fases, prevê o reforço faseado[26] da potência de transformação instalada em 8 subestações da RNT, nas quais a situação de potencial perda de n-1 de transformação acima descrita se apresenta com maior relevo, repondo nessas instalações a segurança n-1 e criando capacidade para escoamento da nova produção em causa, assegurando nesses pontos da rede a continuidade de alimentação aos consumos locais perante uma eventual perda súbita de uma unidade de transformação.

Paralelamente e para o mesmo fim, por forma a colmatar o deficit de capacidade ao nível da estrutura malhada da RNT, estão previstas duas novas linhas de 400 kV (PR2112): uma entre o posto de corte do Pego e a zona de Paraimo, intersectando a atual linha Bodiosa – Paraimo, e outra entre a subestação de Bodiosa e o futuro posto de corte de Arouca (v. Anexos 7 e 8).

No que em particular se refere ao reforço da potência de transformação, de uma forma mais discriminada, também observável nos Anexos 7 e 8, está previsto:

[26] Não obstante a evolução apresentada no presente Plano para este reforço da potência de transformação MAT/AT, esta sequência poderá vir a ser ajustada, alterando prioridades, em função da real instalação no terreno das novas UPP.

QUADRO 4-14

Reforço da capacidade de transformação MAT/AT no âmbito da ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída (PR2111 e PR2113)

Subestação	Potência [MVA]	Ano
Castelo Branco	170	2024
Bodiosa	170	2024
Portimão	170	2024
Tavira	170	2024
Falagueira	-63 + 170	2025
Alqueva	170	2025
Estremoz	170	2025
Carvoeira	170	2026

4.6. RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

Portugal é um dos países europeus com maior potencial de vulnerabilidade aos impactes das alterações climáticas sendo o sul da Europa apontado como uma das áreas potencialmente mais afetadas pelas alterações do clima[27].

O setor elétrico é vulnerável às mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo a REN a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas lineares e não-lineares que integram a RNT. Num passado recente, a passagem de algumas tempestades por Portugal continental afetou elementos da RNT, causando falhas catastróficas com danos extensos em várias linhas, associadas a elevados custos de reparação e indisponibilidades prolongadas.

A identificação e implementação de medidas de adaptação e mitigação dos efeitos decorrentes de eventos climáticos extremos que possam afetar as suas infraestruturas, originando falhas na continuidade do serviço prestado pela RNT ou colocando situações de risco para pessoas e bens, têm vindo a ser consideradas nos projetos apresentados nos planos de investimento anteriores. Neste plano, é materializada essa preocupação através de uma sistematização e análise de vulnerabilidades expressos na presente secção, para além das práticas que já são utilizadas nos projetos de novas infraestruturas e respetivos estudos de impacto ambiental.

O levantamento de vulnerabilidades e riscos decorrentes para os ativos e suas funções é o ponto de partida para uma gestão da adaptação às alterações climáticas e incrementar a sua resiliência neste âmbito.

De acordo com "The Basics of Climate Change Adaptation - Vulnerability and Risk Assessment" da JASPERS[28], as alterações relevantes são detetadas nos seguintes fatores climáticos:

- Temperatura - mudanças nas temperaturas médias e na frequência e magnitude das temperaturas extremas;
- Precipitação (chuva, neve, etc.) - mudanças na precipitação média e na frequência e magnitude dos eventos extremos de precipitação;
- Nível do mar - mudança no nível relativo do mar;
- Velocidades do vento - mudanças nas velocidades médias e máximas do vento;
- Humidade - variação da quantidade de vapor de água na atmosfera;
- Radiação solar - mudanças na energia do sol.

[27] Resolução do Conselho de Ministros n.º 130/2019, de 2 de agosto, D.R. n.º 147, Série I, Aprova o Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas.

[28] *JASPERS - Joint Assistance in Supporting Projects in European Regions*

Plataforma para a promoção do uso eficiente dos Fundos Europeus Estruturais e de Investimento.

Parceria entre o EIB (European Investment Bank) e o EBRD (European Bank for Reconstruction and Development).

Mudanças nesses fatores resultam num conjunto diversificado de ameaças climáticas que podem impactar a rede elétrica e seus componentes.

No âmbito da Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC 2020), foi formado um Grupo de Trabalho para o setor da Energia, que identificou medidas e ações de adaptação, minimização e prevenção para as vulnerabilidades identificadas nas infraestruturas das empresas do setor energético.

O presente plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima. Elencam-se de seguida os principais projetos criados e especificamente planeados para esse efeito assim como os que tendo outro objetivo primário, acrescentam também benefícios neste âmbito:

QUADRO 4-15

Projetos com Impacto na Resiliência das Infraestruturas às Alterações Climáticas

Código Projeto	Designação do projeto	Âmbito
PR_TR*	PR1510 – 3.ª Substituição do transformador na subestação do Carregado PR1614 – Substituição do 1.º Transformador de Vila Pouca de Aguiar PR1512 – Substituição de transformador na subestação de Pereiros PR1615 – Substituição do 1.º transformador de Rio Maior	Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos
PR1919	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações – Aplicação de RTV	
PR1920	Monitorização de Ativos	
PR2105	Remodelação de Linhas	
PR2122	Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	
PR2119	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas – Gestão Integrada da Vegetação	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas
PR2123	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas – Infraestrutura	
GGS+RTS+Edifícios	Investimento Gestão Global do Sistema e Edifícios	Operacionalidade Global do SEN

(*) Grupo de projetos que integra vários projetos de substituição de transformadores.

As principais vulnerabilidades às alterações climáticas para as infraestruturas lineares de transporte de eletricidade estão elencadas na tabela[29] seguinte, e em paralelo os projetos que configuram medidas de adaptação:

[29] Adaptada de "Relatório de Progresso Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas - Relatório do Subgrupo Energia", APA – Agência Portuguesa do Ambiente (2012)

QUADRO 4-16

Vulnerabilidades ás Alterações Climáticas na Infraestrutura na RNT e Medidas de Mitigação

Variáveis climáticas críticas *Vulnerabilidades*	Impacte *Sistema onde ocorre*	Projetos							
		PR_TR *	PR 1919	PR 1920	PR 2105	PR 2119	PR 2122	PR 2123	GGS+RTS
Temperatura *Aumento da temperatura* *Aumento da frequência de fogos florestais*	▪ Eventual redução da potência nominal de transformadores; ▪ Aumento de perdas e eventual redução de capacidade de transporte em linhas; ▪ Redução da flexibilidade na gestão das redes. ▪ Aumento das "flechas" (diminuição da distância dos cabos ao solo, árvores, etc.); ▪ Efeitos diretos nas linhas aéreas, aumento da flecha dos condutores, avarias de equipamentos sensíveis em subestações, entre outros, podendo as linhas sair de serviço; ▪ Eventual ocorrência de incidentes. *Operação de subestações, de cabos subterrâneos e linhas aéreas*	●		●	●			●	
Precipitação *Precipitação intensa, inundações e subida do nível médio de água do mar*	▪ Inundações; ▪ Redução da segurança do abastecimento; ▪ Falta de sustentação dos apoios, podendo ocorrer em situações extremas a queda de linhas aéreas e, em alguns casos, suscitar a sua saída de serviço; ▪ As instalações podem ficar inoperacionais, conduzindo à redução da segurança no abastecimento. *Operação de subestações, de cabos subterrâneos e linhas aéreas*			●					
Precipitação *Redução da precipitação*	▪ A alteração do padrão de precipitação traduz-se também por períodos secos mais longos capazes de originar deposição de poeiras e resíduos capazes de facilitar falhas de isolamento. *Operação de subestações e linhas aéreas*		●	●	●				
Precipitação *Aumento da erosão*	▪ Instabilidade das infraestruturas. As subestações podem ficar inoperacionais, conduzindo à redução da segurança no abastecimento. *Operação de subestações, de cabos subterrâneos e linhas aéreas*			●					

(*) Grupo de projetos que integra vários projetos de substituição de transformadores.

Variáveis climáticas críticas *Vulnerabilidades*	Impacte *Sistema onde ocorre*	Projetos							
		PR_TR *	PR 1919	PR 1920	PR 2105	PR 2119	PR 2122	PR 2123	GGS+RTS
Vento e Temperatura **Precipitação e Temperatura** *Ventos extremos (ex.: ciclones), nevões*	▪ Queda de árvores fora ou dentro da faixa de proteção e potenciais danos em linhas; ▪ Ocorrência de manga de gelo, esforços anormalmente elevados, podendo causar danos nestas estruturas e eventualmente queda de condutores e apoios; ▪ As instalações podem ficar inoperacionais, conduzindo a perda de resiliência do sistema e perdas no abastecimento. *Operação de linhas aéreas*			●	●	●		●	
Precipitação *Tempestades (trovoadas intensas)*	▪ Eventual saída de serviço das linhas ▪ As instalações podem ficar inoperacionais, conduzindo a perda de resiliência do sistema e perdas no abastecimento. *Operação de subestações e linhas aéreas*					●	●		
Temperatura **Vento** **Precipitação** *Aumento temperatura;* *Precipitação intensa, inundações e subida do nível médio de água do mar*	▪ Redução da potência nominal ▪ Eventual saída de serviço das instalações ▪ Eventual queda de condutores e apoios ▪ Eventual ocorrência de contornamentos ▪ Redução da flexibilidade na gestão do sistema, com eventual necessidade de reposição faseada do abastecimento. *Gestão do sistema elétrico*	●	●	●	●	●	●	●	●

(*) Grupo de projetos que integra vários projetos de substituição de transformadores.

4.7. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

4.7.1. RTS

ENQUADRAMENTO

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS). Nesse sentido, e com objetivo de assegurar as condições adequadas à operação da RNT e gestão técnica global do SEN, o plano de investimentos no desenvolvimento da RTS observará os seguintes princípios orientadores:

- ✓ Garantia da disponibilização dos serviços de comunicações indispensáveis à operação da RNT;
- ✓ Convergência tecnológica para maximização da eficiência dos investimentos e recursos;
- ✓ Renovação das componentes da rede em estado de obsolescência tecnológica e que possam representar risco aos processos de operação da RNT.

COBERTURA DA REDE

A RTS da REN é constituída por sistemas de transmissão de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica associadas às linhas MAT, e complementada com ligações via rádio por feixes hertzianos para redundância de serviços críticos e para pontos de presença onde a cobertura da rede ótica é insuficiente. A estrutura principal da RTS é baseada em tecnologia ótica SDH/DWDM, sobre a qual assentam as redes de serviços (Voz, IP/MPLS, Teleproteções e PDH). A Figura 4-10 e a Figura 4-11 ilustram, respetivamente, a cobertura das redes ótica SDH/DWDM e de rádio por feixes hertzianos em janeiro de 2021.

EVOLUÇÃO DA REDE

Diretamente relacionados com o plano de evolução da RNT estão previstos investimentos para a expansão da RTS às novas instalações da RNT, para adequação das infraestruturas já existentes face às alterações topológicas da RNT, assim como para interligação a instalações de utilizadores da RNT.

Estão igualmente previstos investimentos de renovação das componentes da RTS que se encontrem em estado de obsolescência e que possam representar risco aos processos de operação da RNT, nomeadamente nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2000-2009, dando continuidade ao programa de renovação tecnológica em curso.

FIGURA 4-10

Cobertura da rede ótica

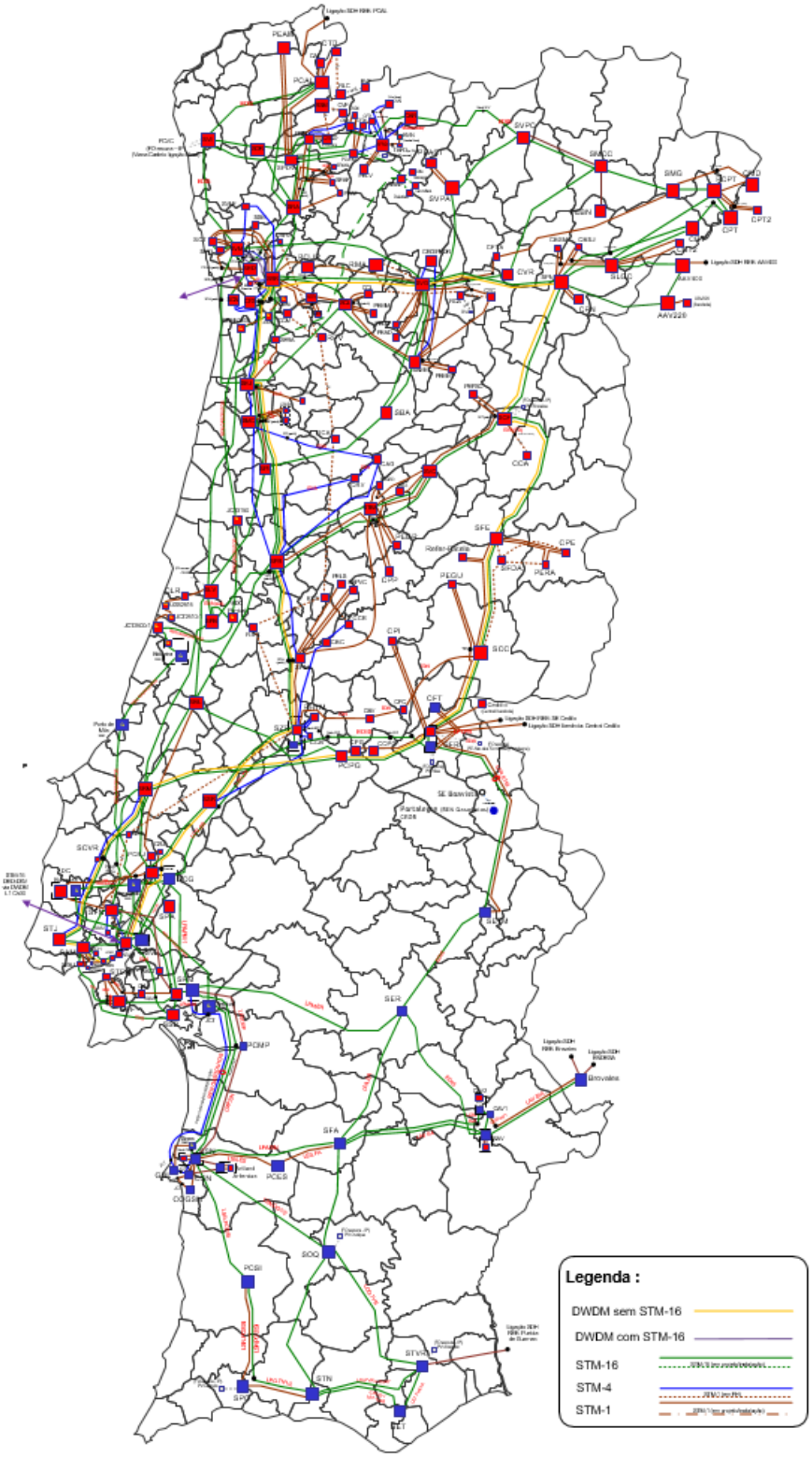
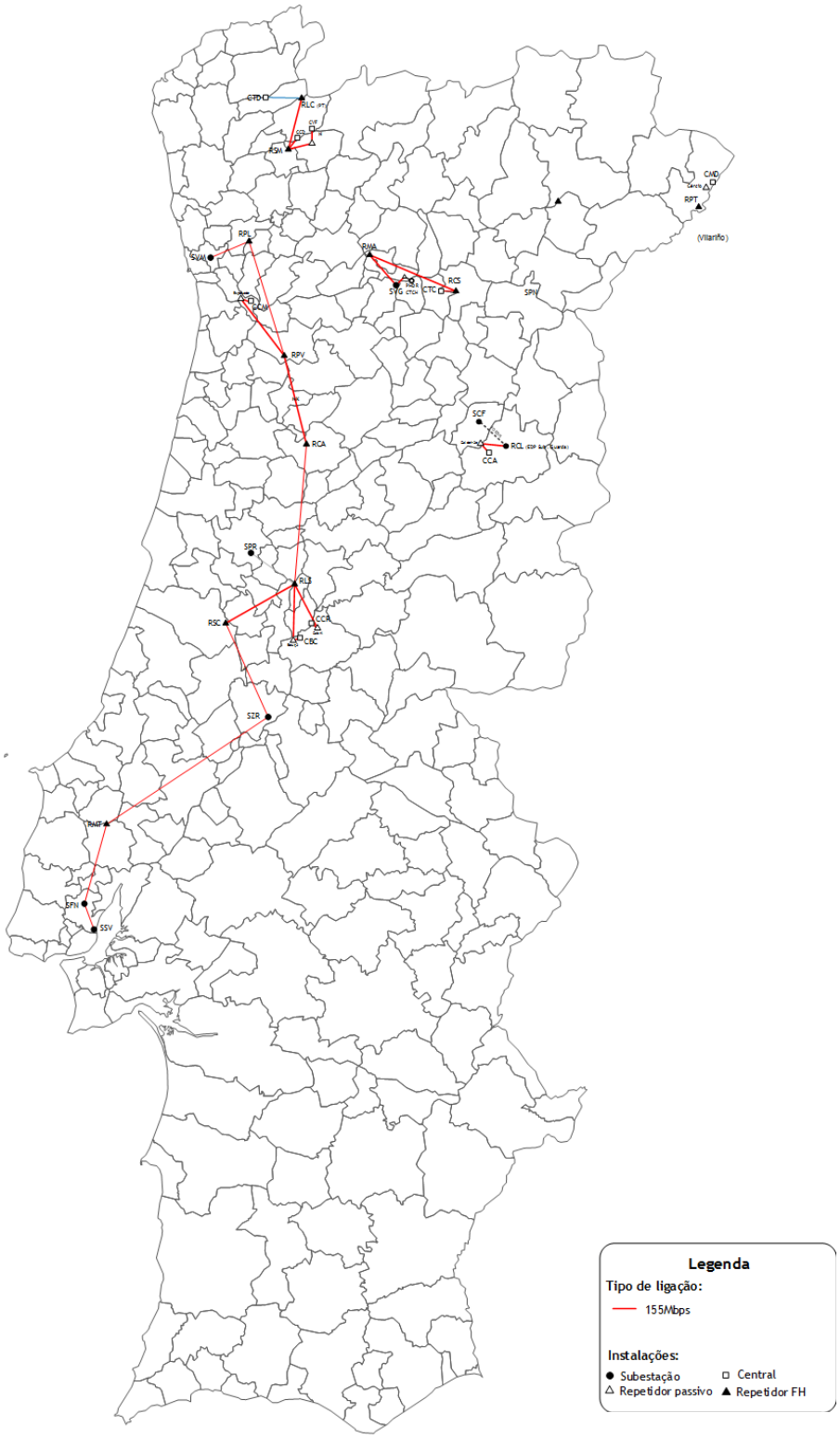


FIGURA 4-11

Cobertura da rede de rádio



4.7.2. Gestão do sistema e operação da rede

O operador da RNT desenvolve parte substancial da sua atividade, de operação da rede de transporte, gestão técnica global do SEN e das interligações, através de dois centros essenciais: o Centro de Despacho e o Centro de Operação da Rede. Estes dois centros do Gestor do Sistema (GS) encontram-se constituídos em duas instalações diferentes e geograficamente afastadas, constituindo cada um deles "back-up" do outro. O Centro de Despacho do SEN em Portugal continental encontra-se suportado por plataformas e sistemas informáticos que necessitam de uma atualização permanente, utilizando uma infraestrutura de sistemas e telecomunicações integrada, com uma especial atenção aos aspetos de cibersegurança associados aos sistemas.

O despacho está interligado, com troca de dados em tempo real, com os seguintes centros de despacho:

- ✓ O Despacho da sua congénere espanhola REE, que é uma condição essencial para a coordenação entre TSO da operação dos sistemas interligados;
- ✓ Os despachos do ORD, com vista a trocar informações das respetivas redes na zona da fronteira transporte-distribuição;
- ✓ Os despachos de produção eólica, com vista a receber em tempo real maior número possível de informações sobre esse tipo de produção renovável;
- ✓ O sistema de alarmística partilhada entre TSO da ENTSO-E (ENTSO-E Awareness System – EAS).

Na vertente de Operação do Sistema e Operação de Mercados são necessárias várias alterações de processos e novas aplicações para implementação dos requisitos dos novos códigos europeus nomeadamente as "System Operation Guidelines" (SOGL), "Emergency and restoration" (ER), "Forward Capacity Allocation" (FCA), o "Capacity Allocation and Congestion Management" (CACM) e o "Electricity Balancing Guidelines" (EB).

Tendo em vista o cumprimento do disposto nos códigos europeus, merecem destaque, pelo impacto no orçamento de investimento dos anos 2021 a 2024, os seguintes dois projetos:

- Upgrade do SCADA a necessitar de atualização tecnológica e adaptação aos novos requisitos do código EBGL, nomeadamente no que diz respeito às novas regras para a regulação secundária automática (aFRR);

- Substituição integral da atual aplicação SIME (Sistema de Informação de Mercados) por obsolescência tecnológica e necessidade de adaptação à profunda transformação em curso no mercado de serviços de sistema onde se espera, nos, próximos anos, integrar novos agentes quer do lado da produção quer do lado do consumo

Para o desempenho das funções relacionadas com a Área de operação dos Mercados, e sem esquecer a introdução de boas práticas ao nível de mecanismos de gestão da cibersegurança dos sistemas, encontra-se prevista a atualização evolutiva do sistema de liquidação (adaptação da plataforma do sistema de liquidação aos requisitos dos novos códigos europeus), bem como a atualização evolutiva da plataforma de Telecontagem mantendo a compatibilização tecnológica com o desenvolvimento da respetiva rede e integrando novas necessidades em sequência do surgimento de novos *players* e modelos de negócio em mercado.

4.7.3. Reabilitação e Adequação Regulamentar de Edifícios Administrativos

Face à idade apresentada pelos edifícios administrativos da REN, tem vindo a verificar-se a necessidade de efetuar melhorias nestas instalações. Estas necessidades derivam principalmente da evolução da legislação em matéria de segurança e é corroborada pelos relatórios de auditorias técnicas e de segurança, auditorias estas que têm apontado debilidades aos edifícios nas seguintes áreas:

- ✓ Segurança (Security) – com o aumento exigências regulatórias internacionais, tem-se verificado que os edifícios existentes não cumprem muitos dos requisitos de segurança instituídos, dado à data da sua construção não terem sido projetados para os níveis de segurança actualmente necessários;
- ✓ Safety – A evolução verificada nos últimos 12 anos neste capítulo foi muito significativa, refletindo-se bastante nos edifícios contruídos há mais de 20 anos. Apesar de terem já sido realizadas intervenção mínimas de alinhamento com as atuais diretivas de autoproteção, as exigências para salas nevrálgicas são significativas e obrigam à realização de atualizações mais estruturais;
- ✓ Infraestruturas de ar-condicionado, energia e supervisão – A fiabilidade destas infraestruturas degrada-se com o aproximar do fim de vida útil das mesmas. Os edifícios a intervencionar neste conjunto de ações têm mais de 20 anos de vida, pelo que, sendo estas instalações criticas para o negócio e por forma a garantir a fiabilidade e resiliência das mesmas, é fundamental a renovação destes sistemas. Adicionalmente e decorrente da pandemia, será necessário reforçar caudais de ar novo e sistemas de climatização para mitigar riscos de surtos nas instalações.

(Página em branco)



5

PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO

5.1. ENQUADRAMENTO

O grupo dos Projetos Complementares incorpora os projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que também não representam compromissos já assumidos com o ORD entre os quais os traduzidos no PDIRD.

Os Projetos Complementares são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais são apresentadas 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.

A elevada dependência da efetiva realização dos projetos complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos que a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar, induz a apresentação de soluções, passíveis de concretização, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

De uma forma resumida, fazem parte deste conjunto vários projetos, que se encontram aqui organizados de acordo com as seguintes classes, também designadas por '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 (optimização 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).

Atendendo à estrutura malhada própria das redes de transporte de energia elétrica (diferente das típicas redes de distribuição com uma componente radial muito substancial), os investimentos na RNT favorecem a adoção de soluções que conjuguem uma resposta simultânea e integrada a mais do que uma necessidade de rede. Nesta linha, conforme se verá mais adiante, alguns dos Projetos Complementares descritos neste capítulo concorrem para dar resposta a mais do que um Indutor.

Relativamente a estes projetos, o ORT considera potencialmente viável a sua realização. No entanto, tendo presente a dependência externa e incerteza associada, e sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos estudos não foram iniciados deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos (nalguns casos quatro, se incluírem linhas aéreas), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

Para estes projetos, cuja efetiva realização e calendário associado não depende da iniciativa própria do ORT, neste Plano não lhes são atribuídas datas-objetivo específicas para entrada em exploração, pois, como referido, essa data não depende exclusivamente do ORT. Não obstante,

considerando a informação que é de domínio público e a que decorre de contatos havidos com potenciais interessados, na elaboração desta proposta de Plano, admitiu-se para estes projetos, como base de trabalho para efeitos de estudos de cenarização, intervalos plurianuais dentro dos quais a sua realização pode vir a ter lugar, mas estando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

De assinalar que os Projetos Complementares de anteriores propostas de PDIRT que foram objeto de aprovação, não fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados à apreciação e aprovação na presente proposta de PDIRT 2022-2031. Neste Plano ilustram-se as novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2020-2029, ou que se encontravam em horizontes temporais não abrangidos no período regulamentar dessa proposta (e que, portanto, não faziam parte da mesma), ou ainda projetos apresentados na proposta de PDIRT 2020-2029 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação.

No Quadro 5-1 apresentam-se os Indutores acima referidos em conjugação com os Projetos Complementares que lhes estão associados.

QUADRO 5-1

Caracterização dos Projetos Complementares

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento			
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	X		X	
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1				X
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2				X
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 2			X	
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo			X	
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT			X	
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça			X	
Nova linha 400 kV Pedralva – Sobrado	X		X	
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro				X
Criação do injetor Pegões		X		
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 3			X	
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2				X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3				X

5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

5.2.1. Montantes individuais dos projetos

No presente capítulo, apresenta-se as estimativas de investimento, quer em termos de CAPEX, quer em termos do valor de Transferências para Exploração, para o conjunto dos Projetos Complementares.

O Quadro 5-2 apresenta os valores correspondentes às Transferências para Exploração de cada um dos Projetos Complementares, no caso da sua realização, bem como as datas indicativas consideradas. Também se apresenta os respetivos valores de investimento em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos (CDE), com base nos preços de referência fixados pela ERSE. Para promover uma melhor perceção do seu potencial reflexo nas tarifas[30], apresenta-se ainda os valores a custos totais (incorporam os custos a CDE, adicionados dos encargos de estrutura e gestão e financeiros).

Na Figura 5-1 apresentam-se estimativas de Transferências para Exploração no período 2022-2026 para os Projetos Complementares propostos no presente Plano. O volume de Transferências para Exploração médio anual neste período situa-se em 13,2 M€. Já no período 2027-2031, o valor médio anual de Transferências para Exploração situa-se em 47,7 M€.

[30] Os valores de investimento que materializam o programa de pagamentos de cada projeto acompanham os valores de transferência para exploração, dependendo do plano de pagamentos que se ajusta às condições de mercado, mas que no cômputo global correspondem, a menos das comparticipações de promotores, aos valores dessas transferências.

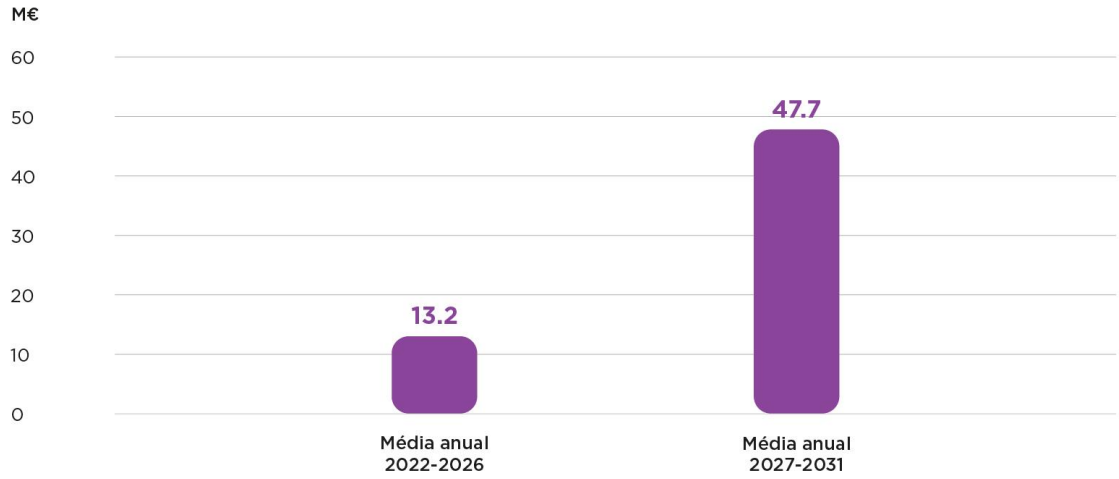
QUADRO 5-2

Projetos Complementares – Valores de Transferências para Exploração

Projeto Complementar	Datas indicativas	Montante de investimento [M€]				
		CDE	Média anual 1º / 2º quinq. (CDE)	Encargos de estrutura e gestão	Encargos financeiros	Custos Totais
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	2025-2026	10,0	13,2	0,8	0,2	11,0
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1	2025-2027	36,5		3,1	0,7	40,3
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2	2026	3,8		0,3	0,1	4,1
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 2	2026-2027	15,9		1,3	0,3	17,5
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo	2026-2028	17,8	47,7	1,5	0,3	19,7
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2027-2028	2,9		0,2	0,1	3,2
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2027-2029	25,8		2,2	0,5	28,5
Nova linha 400 kV Pedralva - Sobrado	2028-2030	26,4		2,2	0,5	29,1
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2028-2030	10,3		0,9	0,2	11,4
Criação do injetor Pegões	2029-2030	5,7		0,5	0,1	6,2
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 3	2029-2030	51,3		4,4	0,9	56,6
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2029-2031	12,0		1,0	0,2	13,2
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2		22,1		1,9	0,4	24,4
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3		18,7		1,6	0,3	20,7
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2029-2031	16,2		1,4	0,3	17,8
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2		14,6		1,2	0,3	16,0
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3		14,6		1,2	0,3	16,0

FIGURA 5-1

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2022-2026 e 2027-2031 (valores anuais médios)[31]



Registe-se, porém, que o volume de Transferências para Exploração no período em análise pode, naturalmente, diferir bastante do ilustrado na Figura 5-1, caso as datas de entrada em serviço destes projetos sejam substancialmente diferentes das consideradas.

No sentido de aprofundar e providenciar maior suporte informativo sobre estes projetos, apresenta-se no capítulo 6. a combinação de investimento associado aos Projetos Complementares, com o dos Projetos Base apresentados no capítulo 4.

COMPARTICIPAÇÕES

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, e o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) estabelecem que é da responsabilidade dos produtores os encargos com os investimentos nas infraestruturas da sua ligação à rede de transporte. Também de acordo com o RRC, para a ligação de instalações consumidoras em MAT, o ORT deve criar condições de acesso, sendo os respetivos encargos suportados pelo requisitante.

Por regra, os painéis de ligação de novas centrais a implementar nas instalações da RNT, ainda que projetados e construídos pelo operador da RNT, representam um custo a ser pago integralmente pelos respetivos promotores, traduzindo-se, deste modo, numa transferência para exploração líquida nula, não onerando os encargos para o consumidor. Estes valores, que anulam o custo do projeto para o consumidor, designam-se por "comparticipações", conforme o Regulamento Tarifário em vigor.

Ainda de acordo com o definido no Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico e na Diretiva n.º 10/2019 da ERSE, são também considerados os encargos relativos à comparticipação nas redes, os quais representam um custo a ser pago integralmente pelos respetivos promotores, traduzindo-se no balanço das transferências para exploração numa redução dos encargos para o consumidor.

[31] Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

Com este enquadramento, são identificados em seguida os montantes de investimento relativos a comparticipações, os quais neste exercício de PDIRT têm que ver com: (i) construção de novos painéis em instalações da RNT para ligação de centros eletroprodutores, cujos encargos são da responsabilidade dos respetivos promotores; (ii) Encargos relativos à comparticipação nas redes em função da potência requisitada de acordo com a Diretiva da ERSE n.º 10/2019.

Quanto a outras eventuais comparticipações financeiras, em particular decorrentes de apoios de fundos europeus à concretização de infraestruturas, nomeadamente as classificadas como PIC, o PIC 2.16.1 respeitante à linha a 400 kV Pedralva-Sobrado foi objeto de apoio de financiamentos a estudos.

Neste enquadramento, com os dados conhecidos, os montantes estimados relativos a comparticipações de terceiros constantes neste PDIRT ascendem a cerca de 81,2 M€, distribuídos conforme o Quadro seguinte:

QUADRO 5-3

Comparticipações de Terceiros

Comparticipações [M€]	
Comparticipação de promotores	38,6
Comparticipação nas Redes de acordo com a Diretiva n.º 10/2019 da ERSE	43,9
Total de Comparticipações	**82,5**
Estudos no âmbito dos projetos PIC	0,3

5.2.2. Decisão Final de Investimento

Conforme já referido, a realização dos Projetos Complementares comporta uma elevada dependência relativamente a diversos fatores exógenos que a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar. A REN tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

Genericamente, para projetos de maior dimensão que envolvam a instalação de novas linhas, alterações topológicas que careçam de novos troços, o estabelecimento de novas subestações/postos de corte ou a ampliação das respetivas plataformas de implementação, ou ainda projetos de maior complexidade, deve ser acautelado um intervalo de pelo menos quatro anos entre a tomada de decisão e a respetiva entrada em serviço. Por outro lado, no panorama atual, não será de excluir que as condições de oferta no mercado para realização dos empreendimentos, em situações de maior solicitação e simultaneidade poderão apresentar limitações na capacidade de resposta.

Desta forma, os Projetos Complementares cuja entrada em serviço se pretenda que ocorra até ao ano de 2028, não podendo aguardar pela decisão relativa à próxima edição do PDIRT (PDIRT 2024-2033), deverão ter uma tomada uma decisão final de investimento no ciclo de apreciação do presente PDIRT.

5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

Apresenta-se de seguida uma descrição dos Projetos Complementares que integram a presente proposta de PDIRT 2022-2031, bem como a menção ao(s) respetivo(s) 'Indutor(es)'. Uma caracterização e justificação individual mais detalhada destes projetos é apresentada no Anexo 8.

REFORÇO DA RNT A 400 KV NA ZONA DO MINHO (PR2107)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Faz parte deste projeto a montagem dos segundos ternos nas linhas a 400 kV Pedralva – Ponte de Lima e Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão, para além do equipar de dois novos painéis de 400 kV, um em Pedralva e outro em Vila Nova de Famalicão, estabelecendo-se assim nesta zona do Minho o circuito a 400 kV Pedralva – Vila Nova de Famalicão.

Este projeto permite no curto/médio prazo ir ao encontro dos objetivos associados à linha a 400 kV Pedralva – Sobrado, agora num novo contexto de profunda alteração estrutural da RNT em resultado do forte aumento da penetração de geração a partir de FER solar e do processo de desclassificação das centrais térmicas a carvão na Península Ibérica.

Acresce que a implementação no terreno da linha Pedralva – Sobrado afigura-se ser um projeto bastante complicado e suscetível de atrasos sucessivos, ou mesmo de inviabilidade de concretização tal como inicialmente concebido. Propõe-se neste Plano a concretização desta linha num horizonte temporal mais alargado. Esta linha deverá ser alvo de uma reanálise tendo em atenção a evolução do seu estatuto de PIC, a sua viabilidade de implementação no terreno, outros desenvolvimentos da rede e a evolução do parque produtor.

LINHA A 400 KV PEDRALVA – SOBRADO (PR0911)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Faz parte deste projeto o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto.

O aumento da capacidade de transporte entre a atual subestação de Pedralva e a zona do Porto, na subestação de Sobrado, visa contribuir para suporte aos valores de capacidade de interligação para fins comerciais de forma alinhada com os objetivos estabelecidos a nível nacional e europeu, designadamente no sentido de importação face a aumentos dos fluxos no eixo Galiza - Minho –

Porto, resultantes, nomeadamente, dum crescimento da potência de produção instalada no norte de Portugal e na região da Galiza.

Complementarmente, este reforço de rede, em conjunto com o PR2107, permite um incremento na casa dos 400 MVA no valor da capacidade de receção na região norte do Minho, onde em particular o potencial eólico e hídrico é relevante.

Este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT que integram a lista de "Projetos de Interesse Comum" (PIC), criados ao abrigo da Regulação (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho —"PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado" — estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 (ver subcapítulo 1.5.) e reconfirmado nas segunda, terceira e quarta listas, publicadas em janeiro de 2016, abril de 2018 e março de 2020, respetivamente.

A implementação no terreno da linha Pedralva – Sobrado afigura-se ser um projeto bastante complicado e suscetível de atrasos sucessivos, ou mesmo de inviabilidade de concretização tal como inicialmente concebido. Propõe-se neste Plano a concretização desta linha num horizonte temporal mais alargado. Esta linha deverá ser alvo de uma reanálise tendo em atenção a evolução do seu estatuto de PIC, a sua viabilidade de implementação no terreno, outros desenvolvimentos da rede e a evolução do parque produtor.

RECEÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE AO LARGO DE V. CASTELO - FASE 2 E FASE 3 (PR2109 E PR2110)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Sobre este projeto, ver subcapítulo "5.4 - Energias renováveis de origem ou localização oceânica", mais adiante neste capítulo 5.

LIGAÇÃO A 220 KV V. P. AGUIAR - CARRAPATELO (PR0913)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes, nomeadamente envolvendo as subestações de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, apresentam valores bastante reduzidos tendo em consideração o potencial FER existente, de expressão mais evidente no caso da eólica, mas também de ter em consideração o potencial de base solar (também para esta região foram já registadas manifestações de interesse por parte de promotores para a instalação de centrais fotovoltaicas).

Com o objetivo de melhorar as capacidades de receção na região de Trás-os-Montes, nomeadamente no que se refere à possibilidade de ligação de novos centros eletroprodutores renováveis a partir de fontes eólica e solar, propõe-se a criação de uma ligação a 220 kV entre as subestações de Vila Pouca de Aguiar e do Carrapatelo. Este projeto possibilita um aumento da capacidade de receção nesta região, estimado em cerca de 400 MVA.

Numa parte do seu traçado, entre as subestações de Ribeira de Pena e do Carrapatelo, esta ligação tirará partido do circuito de 220 kV da linha dupla de 400+220 kV em construção nesta região, cujo circuito de 400 kV está associado ao escoamento da produção das centrais do Alto Tâmega do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico.

Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça (PR1207)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

O projeto de estabelecimento de uma ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça tem por finalidade o incremento da capacidade de receção de nova produção, num montante estimado da ordem dos 400 MVA, nas regiões de Trás-os-Montes/eixo do Douro, onde se antevê a possibilidade de um crescimento apreciável da potência instalada em nova produção a partir de fontes eólica e solar, tendo em conta as metas de renovável constantes do RMSA-E 2020 e do PNEC 2030. Este reforço de rede, perspetivado para o segundo quinquénio deste Plano, deverá ser objeto de aprofundamento em estreita articulação com o efetivo crescimento e distribuição no território continental da nova produção a partir de FER ao longo desta década.

Para a concretização deste projeto, tirar-se-á partido, em mais de metade do seu traçado, de circuitos de linha já construídos, ou a construir no âmbito de outros projetos a desenvolver em horizontes temporais anteriores ao deste.

Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT (PR1907)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Com este projeto, visa-se dotar de maior capacidade de transporte de três linhas de 220 kV localizadas na região centro, que no presente ainda não se encontram dimensionadas em conformidade com o atual padrão de 85º como temperatura máxima de operação, com o objetivo de facilitar os trânsitos norte-sul e assim contribuindo para um pequeno acréscimo de capacidade de nova geração a norte, em particular eólica.

Criação de ponto injetor em Pegões (PR0968)

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

Tirando partido da subestação de Pegões da RNT, inicialmente a funcionar como posto de corte a 400 kV, e de forma a melhor abastecer consumos da RND localizados no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, foi considerada a possibilidade de instalação de transformação 400/60 kV em Pegões, numa fase posterior da sua evolução.

Contudo, a efetiva realização deste reforço depende de resultados dos estudos de coordenação entre os operadores da RNT e RND. Considerando os dados mais recentes relativamente à evolução

dos consumos e das redes, as análises entretanto efetuadas não identificam a sua necessidade para o curto/médio prazo. Assim, caso (e quando) este projeto se venha a revelar vantajoso, o ORD confirmará esse interesse junto do ORT e considerará este projeto no PDIRD.

OTIMIZAÇÃO DA OCUPAÇÃO TERRITORIAL DE INFRAESTRUTURAS DA RNT – BLOCO 1 E BLOCO 2 (PR2115 E PR2116)

Indutor(es): Sustentabilidade

É sobejamente conhecida a cada vez maior dificuldade de construção de novas linhas de transporte ou de abertura de novas subestações, nomeadamente em zonas de maior densidade populacional e/ou proximidade de áreas ambientalmente sensíveis do ponto de vista de espécies naturais ou património.

Para os próximos anos está prevista a construção na RNT de diversas novas linhas e subestações ou postos de corte, cujos encargos estão nuns casos sob responsabilidade de terceiros e noutros previstas a cargo do sistema regulado.

Com estes projetos propõe-se a adoção da tipologia de linha dupla com apenas um terno equipado em algumas novas linhas previstas e cuja necessidade mais imediata é de apenas um circuito, criando assim na estrutura da RNT uma reserva estratégica para uma evolução futura mais fácil e mais harmonizada com o território.

No mesmo sentido, propõe-se que quatro novos postos de corte a criar até 2026/2027 sejam dimensionados para poder acomodar um pequeno número de painéis adicionais, para além dos estritamente necessários para quando da abertura dessas instalações.

Os investimentos associados a estes projetos correspondem assim apenas à diferença entre a construção das infraestruturas de rede referenciadas, com uma dimensão estrita e unicamente à medida do necessário ao momento da sua entrada em serviço, ou a sua construção com um mínimo de flexibilidade para acomodar algum crescimento futuro da rede, incluindo, no caso das subestações ou postos de corte, a possibilidade de estabelecer novas ligações aos seus painéis de reserva.

OTIMIZAÇÃO DE CORREDORES NA REGIÃO DEMARCADA DO ALTO DOURO VINHATEIRO (ADV) (PR1431)

Indutor(es): Sustentabilidade

Tendo presente o compromisso resultante da Declaração de Impacto Ambiental (DIA) da linha Armamar – Recarei, a 400 kV, relativo à otimização de corredores de linhas da RNT no ADV, foi efetuada uma identificação de possíveis intervenções neste âmbito.

Esta análise incidiu prioritariamente sobre a otimização de linhas da RNT cujos corredores se situam no interior da área demarcada do ADV e que serão passíveis de relocalização fora desta área demarcada, tendo sido numa primeira análise identificada uma possível otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes.

Todavia, uma tomada de decisão relativamente à efetiva realização desta intervenção depende da sua aprovação pelo Concedente, bem como de pareceres vinculativos das entidades oficiais competentes, evidenciando a obrigatoriedade da realização das alterações propostas no PDIRT.

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 KV NA ZONA DO PORTO (PR1210)

Indutor(es): Sustentabilidade

Os projetos constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

Estes projetos enquadram-se num princípio geral que considera a possibilidade do recurso a soluções suportadas na utilização de circuitos subterrâneos, em zonas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço em zonas de elevado consumo, com impacto significativo na qualidade de vida dos consumidores e cidadão em geral. De facto, algumas características desta tipologia reforçam a segurança quando temos em conta, por exemplo, a sua menor exposição a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade tecnológica já atingida em particular até ao nível de tensão de 220 kV.

Na zona interior da área urbana do Porto prevê-se a possibilidade de reformulação da rede, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo no eixo Vermoim - Custóias - Prelada, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 KV NA ZONA DE LISBOA (PR1211)

Indutor(es): Sustentabilidade

Os projetos constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

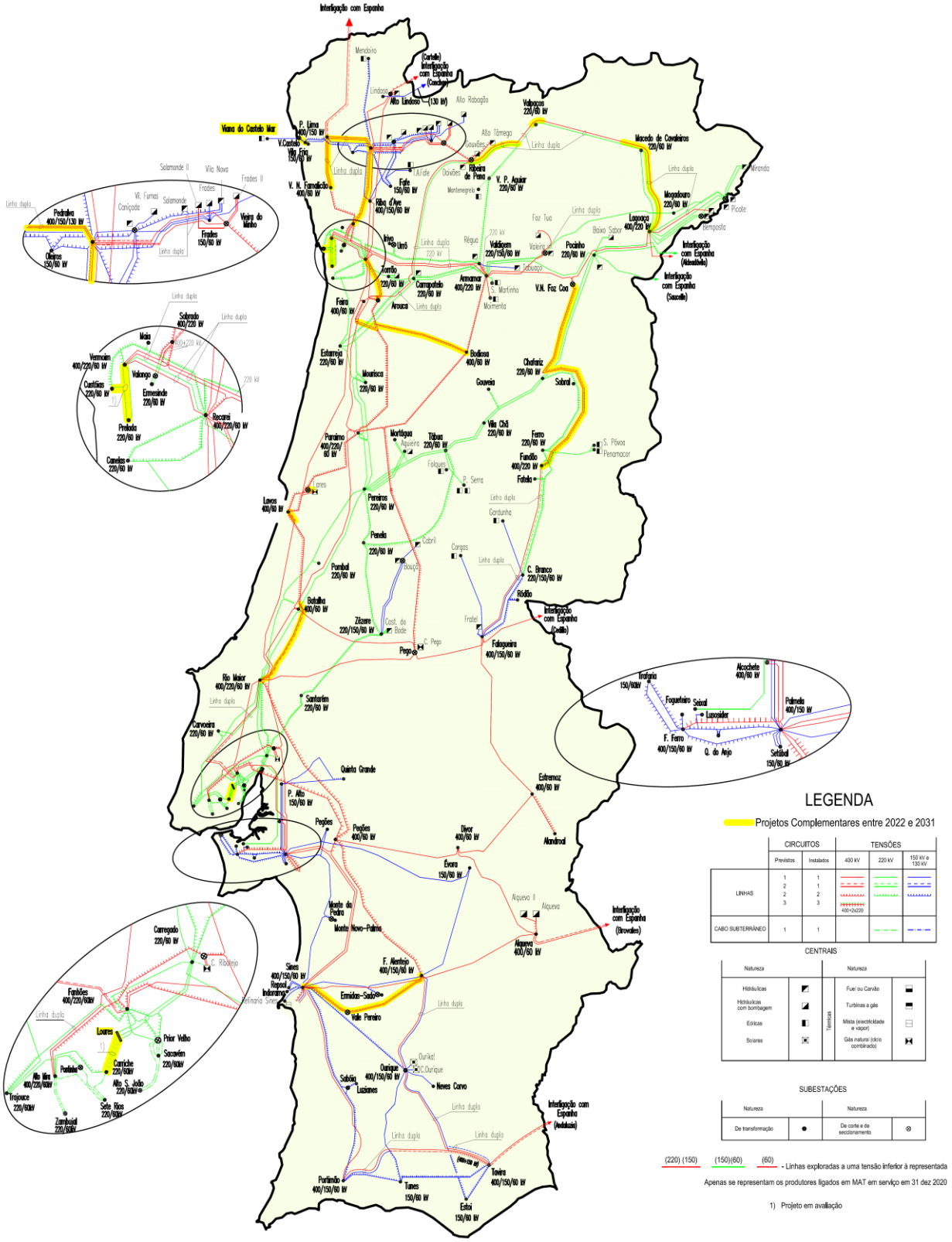
Estes projetos enquadram-se num princípio geral que considera a possibilidade do recurso a soluções suportadas na utilização de circuitos subterrâneos, em zonas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço em zonas de elevado consumo, com impacto significativo na qualidade de vida dos consumidores e dos cidadãos em geral. De facto, algumas características desta tipologia reforçam a segurança quando temos em conta, por exemplo, a sua menor exposição a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade tecnológica já atingida em particular até ao nível de tensão de 220 kV.

Na zona mais interior da área urbana da Grande Lisboa, prevê-se a possibilidade de reforçar a rede através do estabelecimento de novas ligações a 220 kV, em circuito subterrâneo, entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

FIGURA 5-2

Mapa com os novos reforços de rede – Projetos Base e Complementares



5.4. ENERGIAS RENOVÁVEIS DE ORIGEM OU LOCALIZAÇÃO OCEÂNICA

O estudo e aproveitamento das fontes de energia renovável de origem ou localização oceânica para a produção de eletricidade têm sido uma constante da política energética desde há vários anos e têm motivado uma procura significativa no intuito de testar tecnologias que permitam o seu desenvolvimento por parte de investidores privados.

São elucidativos deste interesse os vários projetos que foram sendo lançados ao longo dos anos, designadamente no âmbito do aproveitamento da energia das ondas. Esta procura mantém-se nos dias de hoje, embora nos últimos anos tenha ocorrido uma significativa evolução, através de recentes tecnologias que abrem novas oportunidades à produção de energia em localização oceânica com projetos sobretudo centrados na energia eólica, utilizando, por exemplo, plataformas flutuantes.

ZONA PILOTO

No intuito de enquadrar e de dinamizar estas iniciativas, maioritariamente privadas, foi instituída, em 2008, a zona piloto para a energia das ondas situada ao largo de São Pedro de Moel, gerida por uma entidade ao abrigo de um regime específico de concessão.

Esta medida envolveu a delimitação de um espaço marítimo destinado a acomodar projetos de produção baseados na energia das ondas, em diferentes fases de desenvolvimento, onde os interessados pudessem estabelecer-se mediante procedimentos administrativos simplificados que envolvem, com dispensa de título de utilização do espaço marítimo, a emissão de licenças para a instalação e a exploração de instalações de produção e disponibilização de infraestruturas comuns de ligação às redes recetoras, incluindo o estabelecimento de corredor ou corredores de ligação da zona piloto à rede recetora.

Com efeito, compete à entidade gestora a criação, manutenção e atualização de infraestruturas comuns na zona piloto, nelas se incluindo as de ligação à rede elétrica, as infraestruturas náuticas de apoio à instalação e manutenção dos parques de energia das ondas e as de vigilância e segurança.

A evolução entretanto verificada orientou-se, porém, para a tecnologia eólica *offshore* que vem revelando maior potencial e elevado dinamismo, passando mesmo a constituir uma das prioridades estratégicas da política energética da União Europeia (UE) no âmbito das energias renováveis *offshore*, V. preâmbulo da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 81-A/2016, publicada a 9 de dezembro. Neste contexto, de acordo com o estudo do potencial do recurso eólico realizado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), referido no preâmbulo daquela RCM, revelou não ser a zona ao largo de São Pedro de Moel o local mais favorável para a utilização do potencial eólico *offshore* para a conversão eficiente em energia elétrica, face às demais zonas cujo potencial foi analisado no âmbito desse mesmo estudo.

De facto, segundo parecer do LNEG, a zona a cerca de 17 km ao largo de Viana do Castelo apresenta boa disponibilidade não só de recurso eólico, mas também de outros recursos energéticos.

Assim, o Conselho de Ministros resolveu, V. n.º 2 da referida RCM, "incumbir o Ministro da Economia e a Ministra do Mar, em articulação com o Ministro das Finanças, de promover a revisão do regime jurídico da zona piloto criada pelo Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, equacionando, neste âmbito e em particular, a reconsideração da localização mais adequada e o estabelecimento de infraestruturas".

Em 2018, o Conselho de Ministros resolveu, cf. n.º 1 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 12/2018, publicada a 19 de fevereiro, incumbir o Ministro da Economia de "a) Propor, juntamente com a Ministra do Mar, as medidas legislativas necessárias à adequação do regime jurídico da Zona Piloto, aos objetivos definidos, designadamente, na Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016" e "c) Promover, em articulação com o Ministro da Defesa Nacional e a Ministra do Mar, a alteração do contrato de concessão da Zona Piloto, por forma a adequá-lo à nova localização da Zona Piloto e ao objeto pretendido de alocação da generalidade das energias renováveis de localização oceânica".

EÓLICA *OFFSHORE*

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 15/2016, publicada a 9 de março, veio criar um Grupo de Trabalho interministerial com a missão de proceder à «apresentação e discussão pública de um modelo de desenvolvimento que assegure a racionalização dos meios afetos ao desenvolvimento da energia elétrica *´offshore´*, com o objetivo de potenciar o investimento em Investigação e Desenvolvimento (I&D), incluindo projetos de demonstração tecnológica e projetos pré-comerciais nesta área, o que deve ser assegurado com um forte envolvimento da indústria e num enquadramento internacional, nomeadamente para a atração de projetos que contribuam para viabilizar as infraestruturas existentes e a desenvolver e criar a massa crítica de atividade necessária à rentabilização de meios e serviços de intervenção e operação no mar».

Na descrição preambular da RCM n.º 15/2016, é feita menção ao projeto *Windfloat Atlantic* e à infraestrutura de ligação a construir, podendo ler-se que «em Viana do Castelo foi cometida à REN a criação de um ponto de ligação em mar para energia eólica «*offshore*» flutuante, na qual será instalado o projeto *Windfloat Atlantic*, que com 25 MW constituirá, à escala global, o primeiro parque pré-comercial utilizando tecnologia eólica flutuante, sendo que o referido ponto de ligação em mar deverá ser construído com capacidade livre, podendo assegurar a ligação à Rede Eléctrica Nacional de sistemas experimentais e sistema comerciais de outros promotores».

Conforme resulta das Resoluções do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, e, *maxime*, da alínea b) do n.º 1 ´da RCM n.º 12/2018, ficou o Ministro da Economia de "promover a alteração do contrato de concessão da REN — Rede Elétrica Nacional, por forma a permitir a construção do cabo submarino de ligação da Zona Piloto à Rede Elétrica Nacional, com a localização definida", o que veio a acontecer, em 23 de abril de 2018, com a assinatura, entre o Estado Português e a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN), de uma adenda ao contrato de Concessão da Atividade de Transporte de Eletricidade Através da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) que estabelece os termos habilitantes para o exercício, pela REN, dessa atividade de transporte de

eletricidade no espaço marítimo necessário à execução do cabo submarino de ligação do Projeto *Windfloat Atlantic* à RESP.

Em maio de 2018, a REN foi informada que, por determinação do Concedente, a ligação do projeto *Windfloat Atlantic* à Rede Elétrica de Serviço Público [em terra] deve ser efetuada à subestação de Monserrate da Rede Nacional de Distribuição (RND). Adicionalmente, o Concedente determinou que a solução adotada [ligação em terra através de infraestruturas da RND] não afasta a possibilidade desta ligação configurar um carácter temporário, pelo que não invalida a posterior concretização das soluções apontadas pelo ORT [ligação em terra à subestação de Vila Fria através de infraestruturas da RNT] ou outras que, entretanto, se possam revelar adequadas, ficando assim definidas as infraestruturas da RESP a considerar para a primeira fase (Fase 1) deste projeto.

Após a realização da referida Fase 1, em 2019 colocação em serviço do cabo submarino *offshore*, permitindo a ligação dos 25 MW do projeto *Windfloat Atlantic* acima referido, e em 2021 colocação em serviço do posto de corte de Viana do Castelo, para possibilitar a ligação e receção de montantes adicionais de energia eólica *offshore* nesta zona, o projeto terá que evoluir no que diz respeito às infraestruturas de rede, quer no mar, quer em terra. e do

Assim, tendo em atenção a evolução prevista para a potência eólica *offshore* considerada em sede de RMSA-E 2020 e objetivos de produção a partir de Fontes de Energia Renovável vertidos no PNEC 2021-2030, e numa hipótese de que parte dessa potência se venha a situar na zona *offshore* ao largo ao largo de Viana do Castelo, consideram-se, para já e numa análise preliminar, a qual ainda deverá ser objeto de aprofundamento, duas potenciais fases distintas para uma evolução seguinte das infraestruturas de rede nesta zona, a saber:

- **Fase 2 - Capacidade máxima de 80 MVA (PR2109)**

  Nesta fase, o cabo submarino, com cerca de 17 km de comprimento e dimensionado para 150 kV, mantém-se a operar a 60 kV, com reforços da RESP em terra ajustados aos montantes de potência que forem sendo instalados adicionais aos 25 MW do centro eletroprodutor *Windfloat Atlantic*, até esgotar a capacidade do cabo submarino quando operado a 60 kV.

  Estes reforços da RESP poderão incidir sobre a RNT, caso venha a ser necessário promover uma ligação direta entre o posto de corte de Viana do Castelo (instalação terminal terrestre do cabo submarino que promove a transição entre este e a restante RESP em terra) e a subestação de Vila Fria da RNT. Neste caso, a solução de ligação em terra far-se-á a partir do referido posto de corte de Viana do Castelo, através de uma nova linha de transporte, em parte subterrânea e em parte aérea, até à subestação de Vila Fria da RNT. Esta infraestrutura será projetada para 150 kV, mas poderá funcionar inicialmente a 60 kV, ligando-se a um painel de linha a 60 kV a prever para o efeito, permitindo, nesta situação, a receção de até 80 MVA de potência total *offshore*.

- **Fase 3 - Capacidade máxima de 200 MVA (PR2110)**

  Em fase seguinte, para acomodar valores de potência *offshore* superiores a 80 MVA, e até um máximo de 200 MVA, toda a infraestrutura desde a zona *offshore* até à subestação de Vila Fria da RNT terá que passar a operar a 150 kV.

  Prevê-se nesta fase a entrada em operação de uma subestação *offshore* 150/60 kV, à qual os *array cables* dos centros eletroprodutores *offshore* se poderão ligar a 60 kV, e onde se liga também o cabo submarino da RNT instalado na Fase 1, agora passando a operar a 150 kV. Em

terra, a infraestrutura da RNT de ligação à sua subestação de Vila Fria mencionada na Fase 2, e que deverá na Fase 3 ficar a operar a 150 kV, requer ainda que se equipe um novo painel de linha a 150 kV nessa subestação.

De salientar que ambas as Fases 2 e 3, acabadas de descrever, pressupõem que a estrutura da RNT em terra, nomeadamente na zona do Minho, se irá desenvolvendo de acordo com o previsto e apresentado nos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, de forma a criar nova capacidade de receção na subestação de Vila Fria, no mínimo em valor suficiente para poder acomodar os incrementos expectáveis no valor de potência *offshore* a instalar.

5.5. APOIO A CONSUMOS

Face ao atual enquadramento ao nível da alteração do mix energético, com particular evolução ao nível dos centros eletroprodutores solares, mantém-se na proposta de Plano o projeto da criação do ponto injetor de Pegões que, apesar das análises até agora efetuadas entre o ORT e o ORD não terem identificado a sua necessidade para o curto/médio prazo (ver mais informação no Capítulo 5.3 – Descrição dos Projetos Complementares - Criação do ponto injetor em Pegões (PR0968)), o mesmo poderá vir a revelar-se de interesse num horizonte de médio/longo prazo, tanto para reforço da qualidade de abastecimento aos consumos locais como para a integração de centros eletroprodutores de menor dimensão.

TRANSFORMADORES MAT/AT

O Quadro seguinte identifica, para os Projetos Complementares, aqueles que, não obstante outros benefícios, também contêm unidades de transformação MAT/AT com apoio a consumos da RND.

QUADRO 5-4

Evolução da capacidade de transformação MAT/AT derivada de Projetos Complementares, com apoio a consumos *

Projeto Complementar	Subestação	Potência [MVA]
Criação do ponto injetor de Pegões	Pegões	+170

* - Sobre a possibilidade de criação do ponto injetor de Pegões, ver Capítulo 5.3 – Descrição dos Projetos Complementares - Criação do ponto injetor em Pegões (PR0968).

PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES COM A RND

O Quadro 5-5 apresenta, para o conjunto dos Projetos Complementares, os eventuais novos painéis de linha AT associados à potencial nova subestação de Pegões para apoio à RND.

QUADRO 5-5

Painéis de linha AT para novas ligações com a RND resultantes de Projetos Complementares *

Projeto Complementar	Subestação RNT	Designação do Painel
Criação do ponto injetor de Pegões	Pegões	Vendas Novas
		Pegões

* - Sobre a possibilidade de criação do ponto injetor de Pegões, ver Capítulo 5.3 – Descrição dos Projetos Complementares - Criação do ponto injetor em Pegões (PR0968).

(Página em branco)



6

IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT

6.1. INVESTIMENTO DO CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES

No Quadro 6-1 indica-se a evolução estimada do CAPEX e das Transferências para Exploração para o período 2022-2031, considerando a conjugação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares.

QUADRO 6-1

Evolução do CAPEX no período 2022-2031 – Projetos Base e Projetos Complementares[M€]

	CAPEX no período 2022-2031						
	Anterior a 2022	2022	2023	2024	2025	2026	Média 2027-2031
Projetos Base	0,02	22,6	35,7	66,4	66,1	98,7	31,9
Projetos Complementares	0,09	0,0	0,1	0,5	15,1	51,4	47,4
Total a CDEs	**0,1**	**22,6**	**35,8**	**66,9**	**81,3**	**150,1**	**79,3**
Encargos de estrutura e gestão	0,0	1,9	3,0	5,7	6,9	12,8	6,7
Encargos financeiros	0,0	0,4	0,6	1,2	1,5	2,7	1,4
Total a Custos totais	**0,1**	**24,9**	**39,5**	**73,8**	**89,6**	**165,6**	**87,5**

	Transferências para Exploração no período 2022-2031					
	2022	2023	2024	2025	2026	Média 2027-2031
Projetos Base	22,6	34,5	65,6	58,2	108,5	31,9
Projetos Complementares	0,0	0,0	0,0	10,0	56,1	47,7
Total a CDEs	**22,6**	**34,5**	**65,6**	**68,1**	**164,7**	**79,6**
Encargos de estrutura e gestão	1,9	2,9	5,6	5,8	14,0	6,8
Encargos financeiros	0,4	0,6	1,2	1,2	3,0	1,4
Total a Custos totais	**24,9**	**38,0**	**72,3**	**75,2**	**181,6**	**87,8**

Para projetos propostos no presente PDIRT 2022-2031, estima-se uma média anual de transferências para exploração de aproximadamente 71,1 M€ no período 2022-2026. No período 2027-2031, os valores médios anuais das transferências para exploração são de 79,6 M€.

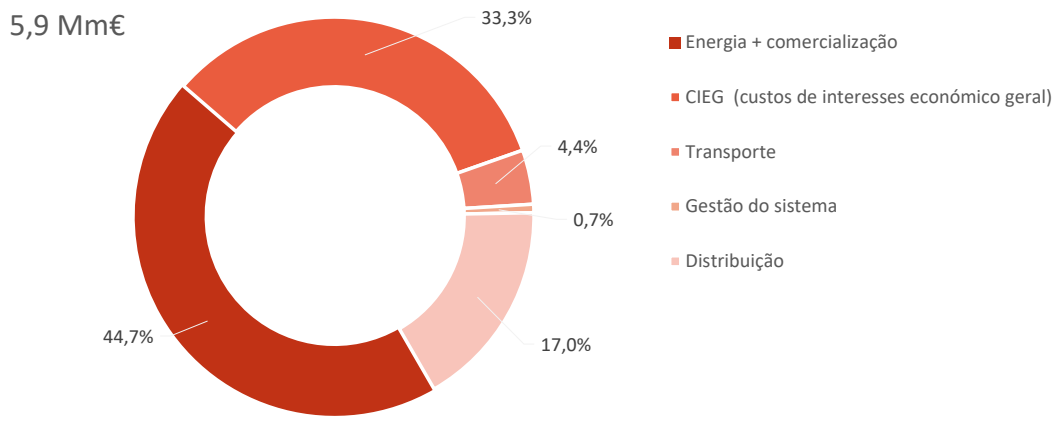
6.2. IMPACTO TARIFÁRIO

6.2.1. Enquadramento

As atividades desenvolvidas pela REN, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema, representam cerca de 5,1 % dos rendimentos totais estimados para o setor elétrico[32] para o ano 2021.

FIGURA 6-1

Estrutura do preço médio do Setor Elétrico, em 2021



Com base nas previsões dos investimentos incluídos no PDIRT, estimou-se o impacto tarifário considerando-se as consequências das alterações na base de ativos regulada e custos operacionais e mantendo as restantes componentes de proveitos constantes para o período em análise. Importa referir que a base de ativos regulada varia positivamente com as transferências anuais para exploração e reduz-se com as amortizações do exercício e as comparticipações ao investimento.

Os pressupostos base considerados no cálculo dos impactes tarifários relativamente aos projetos apresentados na presente proposta de PDIRT foram os seguintes:

- ✓ Consumo referido à emissão e consumo final constantes ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2021;
- ✓ Base de Ativos considerando todos os ativos que se encontravam em serviço a 31 de dezembro de 2020, acrescida:

[32] Documento "Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021", ERSE, dez 2020

- Dos projetos que em final de 2020 se previa colocar em exploração até final de 2021;
- Dos projetos apreciados nas anteriores edições do PDIRT e que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise (v. para maior detalhe o Anexo 4);

✓ Tomaram-se como base de partida e para efeitos comparativos, os proveitos por atividade implícitos nas tarifas estabelecidas pela ERSE para 2021;

✓ Preço médio do setor elétrico e das tarifas de acesso calculados considerando o consumo final a clientes;

✓ Proveitos unitários da atividade de transporte considerando os impactes do PDIRT nos custos com capital (remuneração da base de ativos regulada e amortizações), OPEX sujeitos a eficiências e incentivo à racionalização económica dos investimentos, calculados com o consumo referido à emissão;

✓ Taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 4,6%, valor considerado nas tarifas fixadas para 2021;

✓ Aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada na atividade de transporte de energia elétrica.

Salienta-se que a opção assumida, de se considerar um consumo constante ao longo do período, afigura-se como conservadora. Contudo, foram efetuadas análises de sensibilidade considerando os dois cenários extremos do RMSA-E 2020 (Cenário inferior de continuidade e o cenário superior ambição).

6.2.2. Impacto tarifário dos Projetos Base

Ao longo deste subcapítulo, o valor do impacto tarifário pressupõe, como anteriormente mencionado, para além dos projetos apresentados no corpo principal desta proposta de PDIRT, a transferência para exploração, o mais tardar durante o primeiro quinquénio, dos projetos constantes no Anexo 4, assim como, as comparticipações ao ORT, no montante de 87 M€, de acordo com a Diretiva n.º 10/2019, de 22 de abril, da ERSE. Acresce, ainda, o contributo para o SEN resultante da capacidade disponibilizada à RESP, pelos projetos da RNT integrantes do valor do impacto tarifário, atribuída na sequência da realização dos leilões de 2019 e 2020, para a ligação de centrais solares fotovoltaicas ("Leilões de Solar"), num total de 317 M€ para o período 2022-2026.

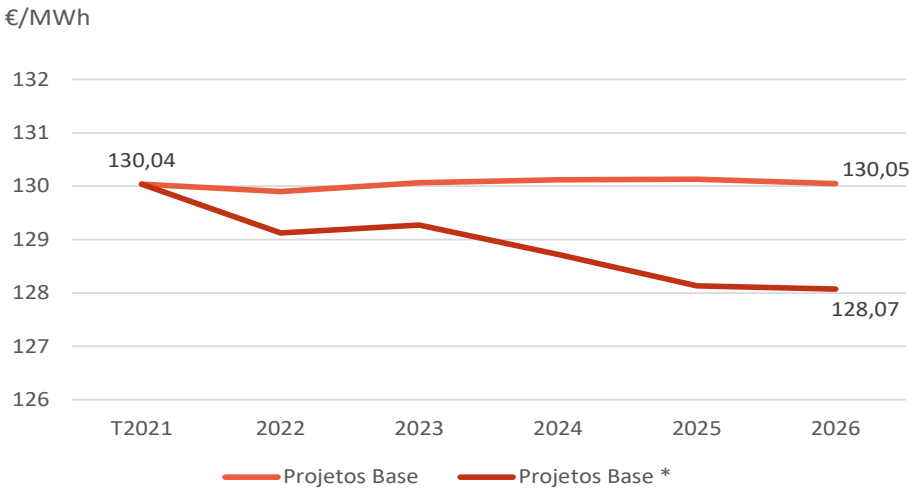
A Figura 6-2 apresenta a perspetiva de evolução do preço médio do setor elétrico33 considerando o impacto dos Projetos Base[34] do PDIRT.

[33] Preço médio do Setor Elétrico – proveitos totais estimado para o setor elétrico por unidade consumida.

[34] Conjunto de projetos apresentados no capítulo 4 e os do Anexo 4.

FIGURA 6-2

Impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio do Setor Elétrico



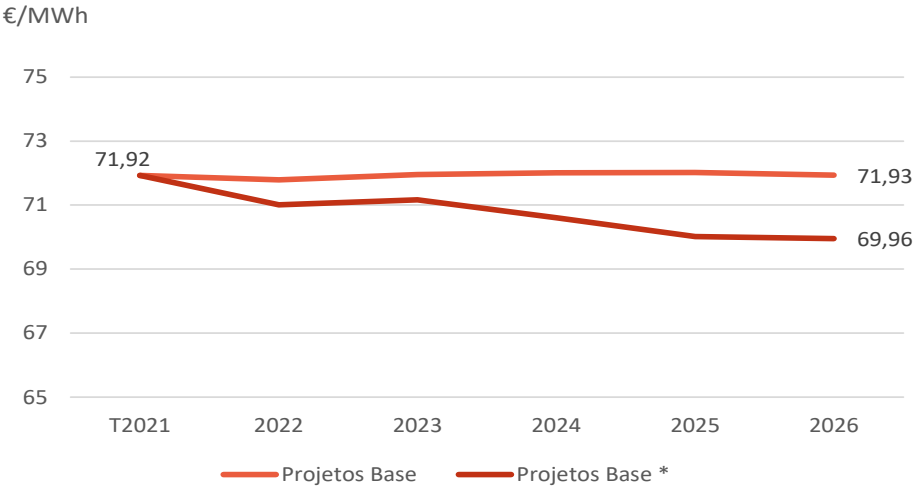
*Inclui benefícios para o SEN dos Leilões de Solar de 2019 e 2020

Da análise da figura, pode-se concluir que, entre 2021 e 2026, a taxa de variação média anual é de 0,002%, contribuindo para um impacto praticamente nulo no preço médio do setor elétrico, em 2026. A este impacto parcial, acresce considerar, para além do custo dos projetos e das comparticipações, o contributo para o SEN dos Leilões de Solar, que os projeto da RNT permitem, estimando-se uma redução do preço médio do setor elétrico de 1,97 €/MWh, ao que corresponde um decréscimo médio anual de 0,3%.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-3, o impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio da tarifa de acesso às redes[35] pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-3

Impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio da tarifa de acesso às redes



*Inclui os benefícios para o SEN dos Leilões de Solar de 2019 e 2020

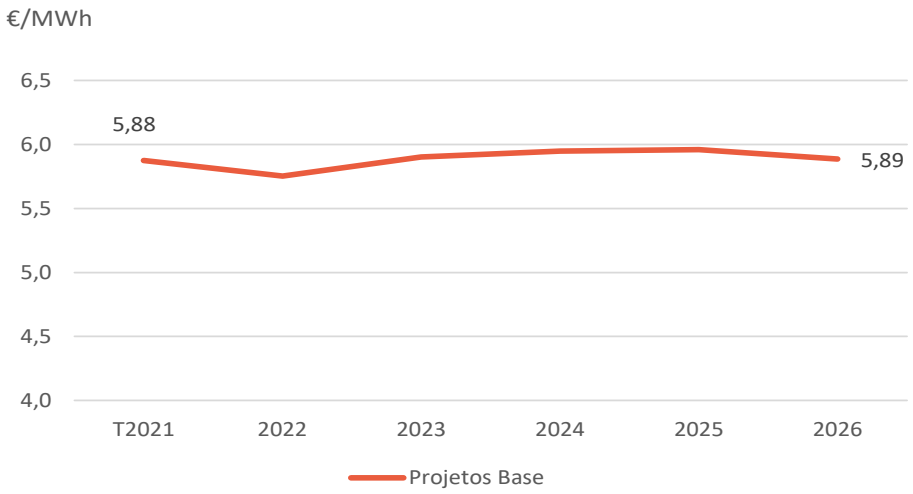
35 Preço médio da tarifa de acesso às redes – proveitos estimados das atividades de Transporte, Gestão do Sistema, Distribuição e os custos de interesse económico geral por unidade consumida.

Da análise da figura pode-se concluir que, entre 2021 e 2026, o preço médio da tarifa de acesso às redes mantém-se praticamente constante. De igual modo, a este impacto parcial, acresce considerar, para além do custo dos projetos e das comparticipações nas redes, o contributo para o SEN dos Leilões de Solar, que os projetos da RNT permitem, estimando-se uma redução do preço médio do acesso às redes de 1,97 €/MWh.

Ao nível dos proveitos unitários médios da atividade de transporte[36], pode-se concluir que a taxa de variação média anual entre 2021 e 2026 é de 0,034%, estimando-se um aumento de cerca de 0,01 €/MWh em 2026. A sua evolução pode ser observada na figura seguinte.

FIGURA 6-4

Impacto dos Projetos Base do PDIRT nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



A evolução dos preços e proveitos apresentada nas Figuras 6-2 a 6-4 reflete uma estimativa de redução na base de ativos regulada, motivada pela previsão de uma maior amortização dos ativos em comparação com as transferências para exploração. O ano 2022 reflete o efeito da COVID-19 no adiamento de entradas em exploração, desde logo as previstas para 2020, cujos custos estavam implícitos nas tarifas de 2021 e que irão ser devolvidos em 2022.

6.2.3. Impacto tarifário dos Projetos Complementares

Nos quadros que se seguem, é apresentado a estimativa do impacto tarifário (€/MWh) por Projeto Complementar, nos primeiros cinco anos em serviço.

36 Preço unitário da atividade de transporte – proveitos estimados da atividade de transporte por unidade de consumo referido à emissão.

QUADRO 6-2

Impacto tarifário dos Projetos Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento				Custo unitário por energia consumida (Impacte no preço médio do acesso às redes e no preço médio do setor elétrico) [€/MWh)				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	X		X		0,006	0,012	0,011	0,011	0,011
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1				X	0,043	0,079	0,078	0,076	0,074
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2				X	0,004	0,008	0,008	0,008	0,008
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 2			X		0,017	0,032	0,031	0,031	0,030
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo			X		0,017	0,031	0,030	0,029	0,029
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT			X		0,002	0,004	0,004	0,004	0,004
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça			X		0,026	0,048	0,047	0,046	0,045
Nova linha 400 kV Pedralva – Sobrado	X		X		0,030	0,055	0,054	0,053	0,052
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro				X	0,012	0,022	0,022	0,021	0,021
Criação do injetor Pegões		X			0,007	0,013	0,013	0,012	0,012
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 3			X		0,052	0,097	0,095	0,093	0,091
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1				X	0,014	0,026	0,026	0,025	0,024
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2				X	0,026	0,048	0,047	0,046	0,045
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3				X	0,022	0,034	0,034	0,033	0,033
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1				X	0,019	0,035	0,034	0,033	0,033
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2				X	0,017	0,032	0,031	0,030	0,030
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3				X	0,017	0,027	0,026	0,026	0,025

QUADRO 6-3

Impacto tarifário dos Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento				Custo unitário por energia emitida (Impacte no proveito médio da atividade de transporte) [€/MWh)				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	X		X		0,006	0,011	0,010	0,010	0,010
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1				X	0,039	0,072	0,070	0,069	0,067
Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2				X	0,004	0,007	0,007	0,007	0,007
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 2			X		0,016	0,029	0,028	0,028	0,027
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo			X		0,015	0,028	0,027	0,027	0,026
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT			X		0,002	0,004	0,004	0,004	0,004
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça			X		0,024	0,044	0,043	0,042	0,040
Nova linha 400 kV Pedralva – Sobrado	X		X		0,027	0,050	0,049	0,048	0,047
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro				X	0,011	0,020	0,020	0,019	0,019
Criação do injetor Pegões		X			0,006	0,012	0,011	0,011	0,011
Receção de energia *offshore* ao largo de V. Castelo - Fase 3			X		0,047	0,088	0,086	0,084	0,082
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1				X	0,013	0,024	0,023	0,023	0,022
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2				X	0,023	0,044	0,043	0,042	0,041
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3				X	0,020	0,031	0,031	0,030	0,030
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1				X	0,017	0,031	0,031	0,030	0,029
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2				X	0,015	0,029	0,028	0,027	0,027
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3				X	0,015	0,024	0,024	0,023	0,023

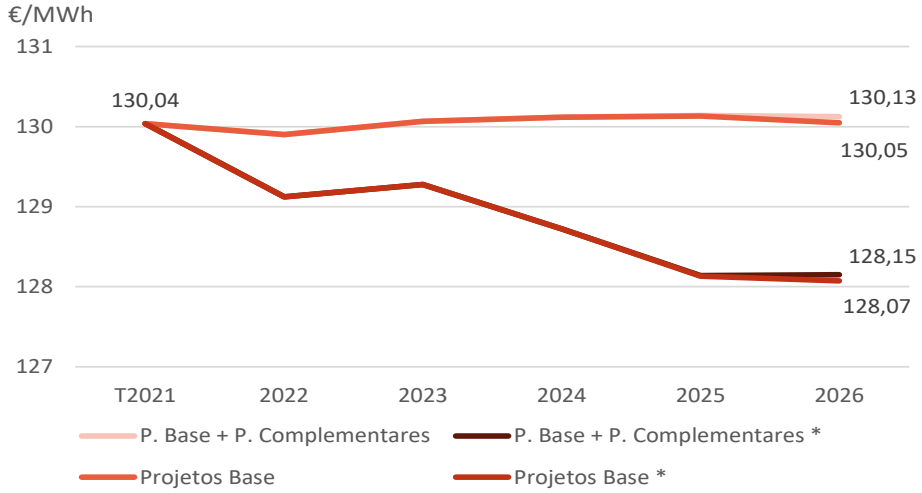
6.2.4. Impacto Tarifário considerando os Projetos Base mais os Projetos Complementares

Ao longo deste subcapítulo, o valor do impacto tarifário pressupõe, como anteriormente mencionado, para além dos projetos apresentados no corpo principal desta proposta de PDIRT, a transferência para exploração, o mais tardar, durante o primeiro quinquénio, dos projetos constantes no Anexo 4.

Para efeitos de análise do impacto tarifário da totalidade dos projetos apresentados na presente Plano, adicionaram-se os Projetos Complementares mencionados no subcapítulo 5.2.

FIGURA 6-5

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do Setor Elétrico



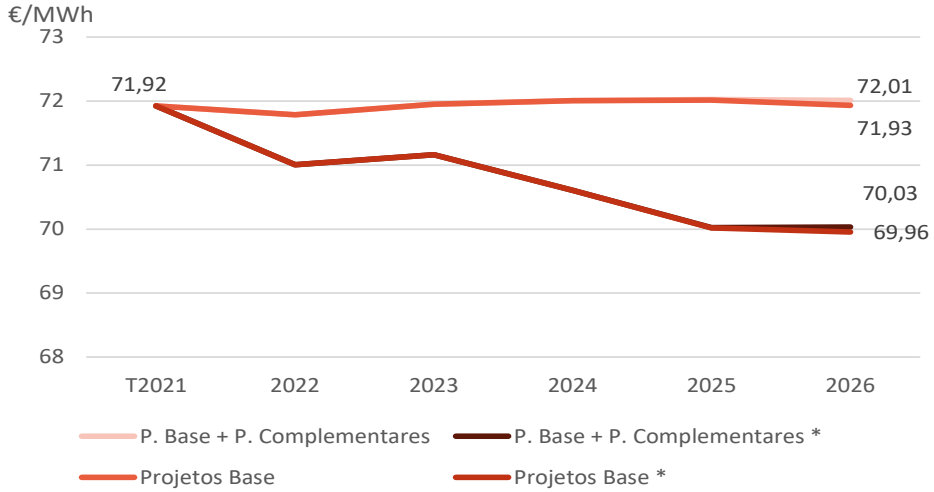
*Inclui os benefícios para o SEN dos Leilões de Solar de 2019 e 2020

Da análise da figura, pode-se concluir que entre 2021 e 2026, com a inclusão dos Projetos Complementares, a taxa de variação média anual é de 0,014% a que corresponde um acréscimo do preço médio em cerca de 0,09 €/MWh relativamente ao valor previsto para tarifas 2021. A este impacto parcial, acresce considerar, para além do custo dos projetos e das comparticipações nas redes, o contributo para o SEN dos Leilões de Solar, que os projetos da RNT permitem, estimando-se uma redução do preço médio do setor elétrico de 1,89 €/MWh, ao que corresponde um decréscimo médio anual de 0,29%.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-6, o impacto no preço médio das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-6

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do das tarifas de acesso



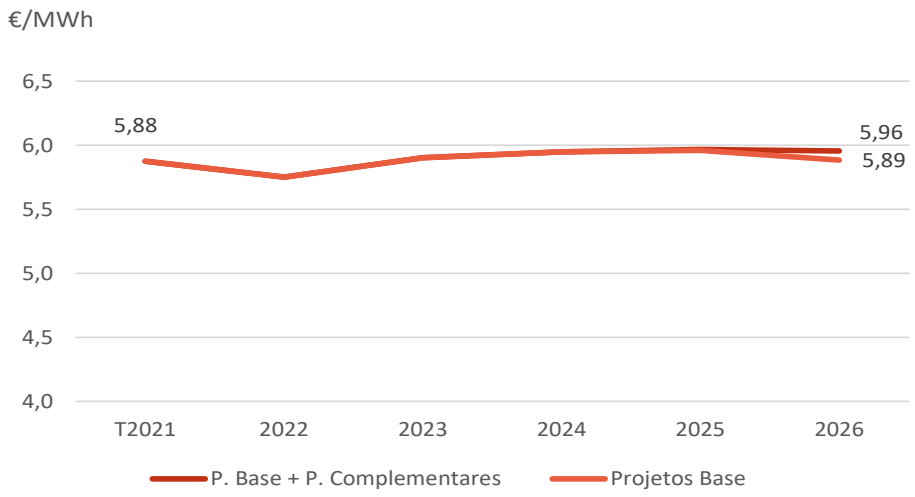
*Inclui os benefícios para o SEN dos Leilões de Solar de 2019 e 2020

Pode-se concluir que, em relação ao preço médio das tarifas de acesso às redes, a realização da totalidade dos projetos apresentados neste PDIRT apresenta, entre 2021 e 2026, uma taxa de variação média anual de 0,025%, a que corresponde a um acréscimo do preço médio em cerca de 0,09 €/MWh relativamente ao valor previsto para as tarifas de 2021. De igual modo, a este impacto parcial, acresce considerar, para além do custo dos projetos e das comparticipações nas redes, o contributo para o SEN dos Leilões de Solar, que os projetos da RNT permitem, estimando-se uma redução do preço médio da tarifa de acesso às redes de 1,89 €/MWh, ao que corresponde um decréscimo médio anual de 0,53%.

Quanto aos proveitos unitários médios da atividade de transporte, da análise da Figura 6-7 pode-se observar que, entre 2021 e 2026, a taxa de variação média anual é de 0,27%, a que corresponde a um acréscimo do preço médio em cerca de 0,08 €/MWh relativamente ao valor previsto para as tarifas de 2021.

FIGURA 6-7

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO IMPACTO TARIFÁRIO DO PDIRT A VARIAÇÕES DO CONSUMO

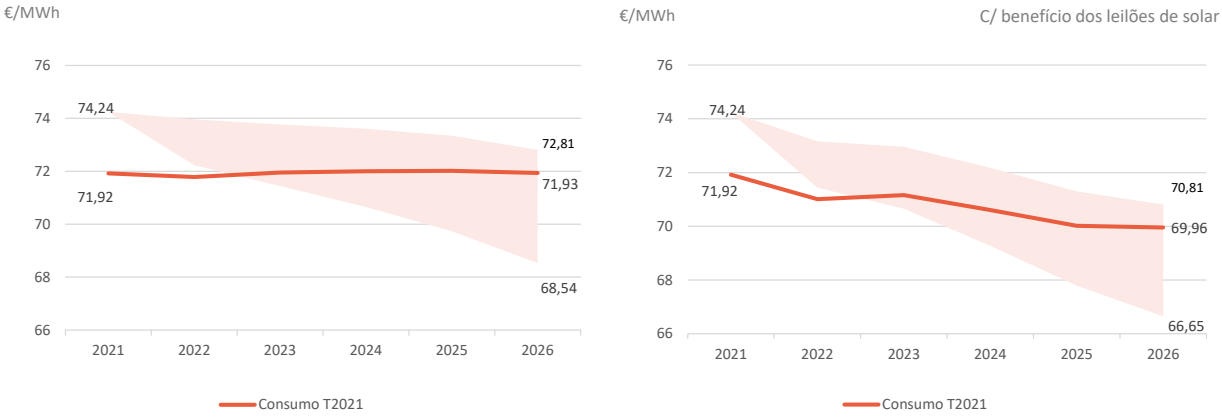
De forma a estimar o impacto tarifário do Plano a variações de consumo, foi efetuada uma análise de sensibilidade sobre os impactos tarifários no preço médio do acesso às redes considerando os cenários extremos de consumo previstos no RMSA-E 2020 – cenário inferior continuidade e cenário superior ambição.

Para esta análise de sensibilidade, foi corrigido o preço médio de 2021 considerando a estimativa atual da base de ativos regulada do ORT e a estimativa do consumo referido à emissão de 48,7 TWh e de consumo final de 44 TWh.

Neste contexto, a Figura 6-9 apresenta à semelhança do que já tem vindo a ser analisado ao longo deste capítulo, o impacte do Plano com e sem o beneficio dos Leilões de Solar que os projetos da RNT considerados no valor do impacto tarifário permitem integrar no SEN.

FIGURA 6-8

Análise de sensibilidade do Impacto dos Projetos Base a variações no consumo, no preço médio de acesso às redes

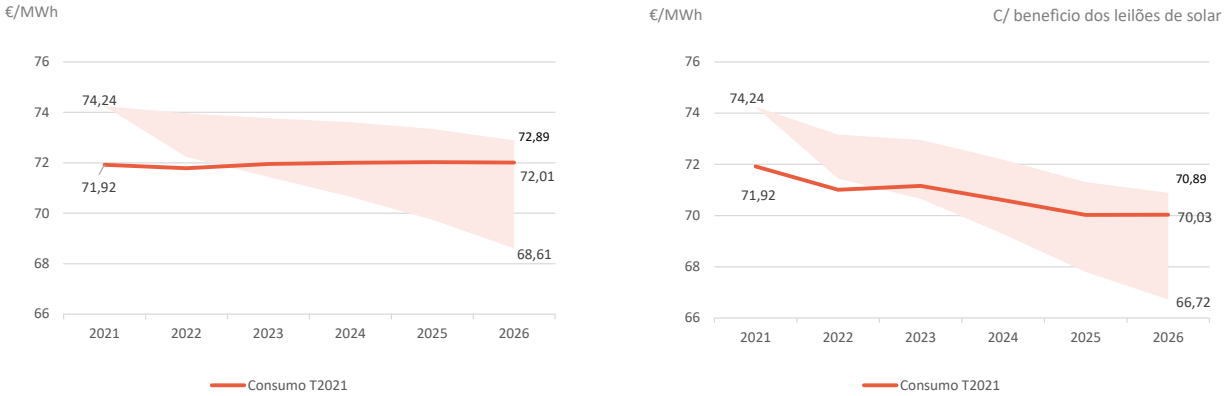


Da análise da figura, pode-se concluir que uma variação negativa do consumo, de 0,2% ao ano, cenário inferior continuidade em relação a tarifas de 2021, o impacte do Plano, excluindo os projetos complementares e os benefícios dos Leilões de Solar, promoveria um acréscimo no preço médio de 0,89 €/MWh relativamente ao considerado em tarifas de 2021. Em contrapartida, um acréscimo do consumo de 1,8% ao ano (variação média anual do cenário superior ambição relativamente a tarifas de 2021) e, considerando os benefícios para o SEN dos Leilões de Solar que os projetos da RNT permitem, a redução do preço médio das tarifas de acesso às redes poderá atingir os 5,27 €/MWh em 2026.

Situação semelhante ocorre se adicionarmos os projetos complementares à análise (Figura 6-9).

FIGURA 6-9

Análise de sensibilidade do Impacto dos Projetos Base e Projetos Complementares a variações no consumo, no preço médio do acesso às redes



CONCLUSÃO

Da análise apresentada, conclui-se que o impacto dos Projetos Base apresentados neste Plano, em conjunto com os já apreciados em edições anteriores com datas de entrada em exploração, o mais tardar, durante o primeiro quinquénio do horizonte deste Plano, cf. Anexo 4, no preço médio do setor elétrico e no preço médio das tarifas de acesso às redes, mantendo todas as restantes componentes de proveitos constantes, é praticamente nulo (variação do preço médio em 0,01 €/MWh), não considerando o benefício direto nos preços da integração das novas centrais fotovoltaicas que os projetos da RNT permitem. Se se considerarem também os Projetos Complementares, verifica-se um acréscimo no preço médio na ordem dos 0,09 €/MWh.

Por outro lado, para além destes impactos e das comparticipações das ligações à rede nos termos da Diretiva n.º 10/2019, de 22 de abril, da ERSE, considerando cumulativamente o benefício para o SEN dos Leilões de Solar, que os projetos da RNT permitem, o preço médio previsto para 2026 terá uma redução de cerca de 1,89 €/MWh relativamente ao implícito nas tarifas de 2021.

Estas variações do preço médio refletem uma estimativa de redução na base de ativos regulada, motivada pela previsão de uma maior amortização dos ativos em comparação com as transferências para exploração ao longo do período em análise.

Salienta-se que a opção assumida, de se considerar um consumo constante ao longo de todo o período, afigura-se como conservadora, tendo em conta a perspetiva, mesmo que muito ligeira, de acréscimo dos consumos. Neste contexto, foi efetuada uma análise de sensibilidade considerando os dois cenários extremos do RMSA-E 2020 e perspetiva-se que os impactos reais venham a ser de maior amplitude, permitindo uma redução do preço médio do acesso às redes e do Setor Elétrico.

6.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

Inclui-se neste Plano a aplicação da metodologia Multicritério/Custo-Benefício (MCB) a dois horizontes temporais: 2026 e 2031. Os resultados da aplicação desta metodologia são apresentados separadamente para os Projetos Base e Projetos Complementares nas secções seguintes.

6.3.1. Aplicação aos Projetos Base

6.3.1.1. Remodelação e modernização de ativos

Tal como referido anteriormente, nesta proposta de PDIRT são mencionados somente os projetos de remodelação e modernização de ativos até 2026, atendendo à dificuldade de prever o indicador de estado dos ativos num horizonte de mais longo-prazo. Neste contexto, não será efetuada uma análise multicritério/custo-benefício para o horizonte temporal 2027-2031 (segundo quinquénio do PDIRT), para este tipo de investimento.

No âmbito da análise multicritério/custo-benefício, procedeu-se à estimativa do sobrecusto evitado para o SEN cujo benefício resulta de se rejeitar a hipótese metodológica de não realização ou adiamento do investimento. Ressalva-se, neste contexto, que a quantificação do risco para pessoas e bens que decorreria do adiamento da realização destes projetos de investimento e consequente falha de integridade dos respetivos ativos, bem como a sua monetização, é muito complexa, em particular quando se introduzem ações que tendem a reduzir a possibilidade de falhas com consequências desproporcionalmente elevadas e graves, e suscetível de um quadro de valorização de ampla subjetividade. Em todo o caso, é apresentado o sobrecusto evitado para o SEN, de parte dos projetos de investimento em remodelação/modernização de ativos, designadamente os instalados em subestações, postos de corte, de seccionamento ou de transição, face à opção hipotética da sua não realização (sobrecusto esse que, pela dificuldade referida, é parcial e não considera a monetização do risco para segurança de pessoas). Ainda assim, obtém-se uma poupança que resulta sobretudo da quantificação dos custos evitados com potenciais falhas nos equipamentos decorrentes da degradação do seu Indicador do Estado do Ativo. Esta confrontação, no entanto, não é considerada no caso de intervenções em ativos lineares (designadamente nas linhas aéreas de muito alta tensão), quer pela sua dispersão territorial, com maior exposição e impacto ao público em geral, quer pela menor capacidade de monitorização, sem prejuízo da análise de alternativas de diferentes tipos de intervenção que se encontra apresentada no subtítulo seguinte.

LINHAS

As ações de remodelação em linhas podem dividir-se em dois grupos: projetos (i) de remodelação integral e (ii) de melhoria operacional e de segurança.

Projetos de Remodelação Integral

No presente PDIRT, estão previstas iniciativas de remodelação integral das linhas a 150 kV Bouçã – Zêzere 2 e Cabril – Bouçã.

Seguindo esta metodologia MCB, foi realizado o exercício de comparar diferentes alternativas de planeamento, através de variáveis de decisão. A primeira alternativa, corresponde à opção preconizada neste plano, consistindo na remodelação profunda destas linhas, que inclui a intervenção nos componentes principais da linha, nomeadamente isoladores, sistemas de fixação, cabos condutores e de guarda, visando assegurar sustentadamente os adequados níveis de fiabilidade da rede e de segurança para pessoas e bens, com reflexos positivos na qualidade de serviço. Adicionalmente, são feitas alterações nos apoios e nalgumas fundações. A alternativa à proposta do PDIRT é materializada pela substituição da linha em causa por uma nova, com a capacidade de transporte desejada.

A metodologia MCB aplicada a este grupo de projetos resultou o Quadro 6-4, no qual se compara, para cada linha, as duas opções de investimento mencionadas no parágrafo anterior.

Verifica-se, em todos os casos apresentados no Quadro 6-4, que a opção pela remodelação constitui a alternativa mais eficiente, pelo facto de permitir alcançar os mesmos objetivos finais de benefício, com um nível de investimento, em média, cerca de 3 vezes inferior. Os únicos atributos em que a remodelação apresenta um benefício inferior são a "Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas", a "Melhoria do Indicador do Estado do Ativo" e a "Manutenção ou Criação de Emprego Externo" uma vez que se compara um ativo remodelado com outro integralmente novo.

QUADRO 6-4

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de Ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos						
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade (1-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
LBC.ZR2 (remodelação) - iniciativa PDIRT	153	+ +	5	4 (4)	3	55	2,5
LBC.ZR2 (substituição) - alternativa	153	+ +	10	6 (4)	3	195	8,9
LCR.BC (remodelação) - iniciativa PDIRT	153	+ +	5	4 (4)	6	15	0,7
LCR.BC (substituição) - alternativa	153	+ +	10	6 (4)	6	56	2,6

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses

Nota:
O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Relativamente aos restantes atributos, a título de exemplo, a intervenção na Linha Bouçã – Zêzere 2, a 150kV, promove a redução do risco de indisponibilidade de 153 MVA de capacidade na rede (correspondentes à sua capacidade de transporte) e uma melhoria significativa na segurança de pessoas e bens e no estado global do ativo (pela substituição de componentes com elevado tempo de serviço). A principal diferença entre as opções de remodelação e substituição por nova linha, consiste no nível do investimento e na manutenção ou criação de emprego associada. Por fim, a iniciativa de remodelação da referida linha possibilita evitar 6,4 M€ de investimento, face à alternativa.

O plano de remodelação de linhas apresentado engloba ainda iniciativas agregadas em programas de melhoria operacional e segurança focados em melhoria do amortecimento de vibrações eólicas e reabilitação da proteção anticorrosiva de estruturas metálicas em linhas com elevado tempo de serviço, com vista à melhoria do seu desempenho global e redução da probabilidade de falha.

INSTALAÇÕES NÃO LINEARES

No âmbito da avaliação realizada para os equipamentos primários, foi selecionado um conjunto de ativos para substituição ou recondicionamento. Assim, os projetos incluídos no presente Plano

podem incluir a substituição de diversos tipos de ativos, nomeadamente disjuntores, seccionadores, transformadores de medição, descarregadores de sobretensão e recondicionamento de transformadores de potência e equipamentos MAT. Os valores apresentados no Quadro 6-5 estão agregados por instalação considerando, as diferentes categorias de ativos acima indicados.

O plano de modernização destes ativos comporta várias iniciativas em equipamentos cuja manutenção em exploração, sem que sejam realizadas as ações de remodelação planeadas, podem configurar cenários de falha, tendo por consequências a redução da fiabilidade da rede e sobrecustos significativos para o SEN. Estes sobrecustos decorrem, de entre outros aspetos, do seguinte:

- ✓ Realização da reposição em serviço nos níveis exigidos de fiabilidade e de segurança de pessoas e bens, em cenários de reação a emergência, mobilizando de forma não programada os recursos necessários para o efeito;
- ✓ Indisponibilidades mais prolongadas e não planeadas, quer dos ativos em causa, quer, eventualmente, de outros conexos aos que foram objeto da falha ou do incidente;
- ✓ Indução de custos diretos e indiretos acrescidos decorrentes da falha, por não limitação dos danos, nesses ativos ou nos que venham a ser afetados pela falha;
- ✓ Limitação e risco de disponibilidade do recurso ao mercado para a aquisição de equipamentos e serviços para a reposição do serviço, com fatores de sobrecusto não controláveis pelo ORT;
- ✓ Sobrecustos decorrentes da realização forçada e intempestiva, num quadro de resposta a emergência, do investimento aqui apresentado e que se pretende realizar de forma programada e com previsibilidade, com vantagem na obtenção dos melhores preços de mercado.

Os benefícios decorrentes de ganhos de fiabilidade da rede encontram-se refletidos nos atributos "Redução de carga natural em risco de interrupção" e "Redução de carga sem recurso em risco de corte". É ainda apresentado o "Sobrecusto evitado para o SEN", como benefício resultante da realização dos projetos de investimento em detrimento da hipótese metodológica de não realização ou adiamento desses mesmos projetos de investimento. Nesta edição de PDIRT, são ainda apresentados dois atribuitos qualitativos "Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas" e "Redução de Impactos Ambientais".

Substituição de transformadores

Em algumas subestações está prevista a substituição de transformadores de potência devido à sua idade avançada e reduzido valor de IE, como por exemplo na subestação do Carregado, de Rio Maior, de Pereiros, de Vila Pouca de Aguiar e de Palmela.

Com a concretização destes projetos, pretende-se promover a melhoria do Indicador do Estado do Ativo, a "Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens" e diminuição da probabilidade de falha do equipamento.

QUADRO 6-5

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos														
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW|M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW|M€)		Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)	Redução de Impactos Ambientais (1-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€)**
Carrapatelo	-	-	-	-	3 415	442	-	+++	6 (4)	5	7	7	47	2,8	-
Carregado	155	0,91	62	0,37	3 762	423	0,03	+++	6 (4)	5	5	5	28	1,7	0,28 - 0,64
Custóias	-	-	-	-	1 669	189	-	+++	6 (4)	7	7	7	35	2,1	-
Palmela	-	-	-	-	8 179	-	0,04	+++	6 (4)	7	5	5	52	3,1	0,23 - 0,88
Pereiros	219	1,29	67	0,39	3 750	541	0,05	+++	7 (3)	5	5	5	28	1,7	0,30 - 0,66
Recarei	-	-	-	-	13 060	1 012	-	+++	6 (4)	7	7	7	103	6,1	-
Rio Maior	160	0,94	19	0,11	6 606	228	0,04	+++	6 (4)	2	5	5	60	3,6	0,22 - 0,97
Vila Pouca Aguiar	44	0,26	0	0,00	1 632	340	0,04	+++	6 (4)	5	5	5	28	1,7	0,16 - 0,52
Alcochete	-	-	-	-	2 772	15	-	++	-	8	7	3			-
Setúbal	-	-	-	-	723	238	-	++	-	3	7	3	18	1,1	-
Porto Alto	-	-	-	-	428	35	-	++	-	7	7	3			-

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses
** Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

Nota:
O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

SISTEMAS

No seguimento da elaboração do Plano de Remodelação de Ativos, foram identificadas algumas instalações cujo Indicador do Estado dos Ativos indiciava a necessidade de remodelar a nível dos sistemas de proteção, automação e controlo. Para esta avaliação, foi considerado o nível de obsolescência da tecnologia dos ativos, existência de peças de reserva, e o *know-how* interno e externo. Desta forma foi determinado o grau de criticidade dos ativos e o consequente IE. As instalações em causa encontram-se listadas no quadro seguinte.

À semelhança do apresentado no subtítulo anterior, o plano de modernização destes ativos comporta várias iniciativas em equipamentos cuja manutenção em exploração, sem que sejam realizadas as ações de remodelação planeadas, podem configurar cenários de falha, tendo por consequências a redução da fiabilidade da rede e sobrecustos significativos para o SEN. Estes sobrecustos decorrem, de entre outros aspetos, do seguinte:

- ✓ Realização da reposição em serviço nos níveis exigidos de fiabilidade e de segurança de pessoas e bens, em cenários de reação a emergência, mobilizando de forma não programada os recursos necessários para o efeito;

- ✓ Indisponibilidades mais prolongadas e não planeadas, quer dos ativos em causa, quer, eventualmente, de outros conexos aos que foram objeto da falha ou do incidente;

- ✓ Indução de custos diretos e indiretos acrescidos decorrentes da falha, por não limitação dos danos, nesses ativos ou nos que venham a ser afetados pela falha;

- ✓ Limitação e risco de disponibilidade do recurso ao mercado para a aquisição de equipamentos e serviços para a reposição do serviço, com fatores de sobrecusto não controláveis pelo ORT;

- ✓ Sobrecustos decorrentes da realização forçada e intempestiva, num quadro de resposta a emergência, do investimento aqui apresentado e que se pretende realizar de forma programada e com previsibilidade, com vantagem na obtenção dos melhores preços de mercado.

Os benefícios decorrentes de ganhos de fiabilidade da rede encontram-se refletidos nos atributos "Redução de carga natural em risco de interrupção" e "Redução de carga sem recurso em risco de corte". É ainda apresentado o "Sobrecusto evitado para o SEN", como benefício resultante da realização dos projetos de investimento em detrimento da hipótese metodológica de não realização ou adiamento desses mesmos projetos de investimento. Nesta edição do plano, são apresentados dois atribuitos qualitativos "Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas" e "Redução de Impactos Ambientais".

Estas intervenções enquadram-se no âmbito da Remodelação e Modernização de ativos e são classificadas segundo os critérios definidos para cada um dos seus atributos.

Para o atributo "Redução de carga natural em risco de interrupção", é quantificada a carga natural da subestação em causa. No caso particular da subestação de Portimão são considerados cerca de 117 MW de carga natural. Os atributos "Redução de carga sem recurso em risco de corte" e "Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade" estão diretamente relacionados, tal como o nome indica, com a carga sem recurso da subestação e a capacidade de transporte da rede, respetivamente, associadas à remodelação das instalações.

No caso do atributo "Redução de potência de produção em risco de corte", foram considerados todos os centros eletroprodutores dependentes da instalação em causa e a potência resultante da perda dessa ligação.

QUADRO 6-6

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos														
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW|M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW|M€)		Redução de capacidade de transporte risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (0-10)	Redução de Impactos Ambientais (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€)**
Castelo Branco	56	0,33	26	0,15	2 304	266	481	+++	5 (4)	6	1	1	46	2,7	0,08 - 0,63
Caniçada	-	-	-	-	1 955	173	0	+++	4(5)	4	1	1	27	1,6	0 - 0,33
Custóias	182	1,07	25	0,15	1 669	189	422	+++	3(6)	7	1	1	50	3,0	0,08 - 0,68
Portimão	117	0,69	31	0,18	3 920	185	496	+++	4(5)	5	1	1	59	3,5	0,10 - 0,81
Recarei	169	1,00	28	0,17	13 060	1 012	673	+++	5(5)	7	1	1	76	4,5	0,09 - 0,99
Sete Rios	206	1,22	90	0,53	1 221	9	1 245	+++	6(4)	6	1	1	23	1,4	0,28 - 0,56
Vila PoucaAguiar	44	0,26	0	0,00	1 632	340	168	+++	5 (4)	8	1	1	40	2,4	0 - 0,48

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses
** Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

Nota:
O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

O atributo de "Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens" possui uma avaliação do tipo qualitativo e representa a redução do risco para pessoas e bens, decorrente da remodelação dos ativos dos Sistemas. Todas as instalações, alvo de remodelação, foram consideradas como beneficiárias no que concerne a este atributo, sendo classificadas na sua maioria com nível máximo de melhoria.

No caso do atributo "Melhoria do Indicador do Estado do Ativo" quantifica a melhoria face à previsão do valor do IE, caso não existisse intervenção. Por exemplo, para o caso dos Sistemas da subestação de Vila Pouca de Aguiar, prevê-se uma melhoria do IE em 5 pontos, resultante da substituição dos equipamentos existentes por outros, cujo grau de *know-how*, interno e externo, é superior e com menor nível de obsolescência.

Este conjunto de projetos inclui a remodelação de sistemas de proteção, automação e controlo de tecnologia estática ou numérica de geração mais antiga, em que alguns dos equipamentos já se encontram descontinuados pelos fabricantes, não se podendo assegurar sustentadamente a manutenção do *know-how* necessário para uma intervenção, nem a reparação dos respetivos equipamentos em caso de avaria.

RESILIÊNCIA E ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

As ações de modernização que têm por objetivo o aumento da resiliência dos ativos RNT às alterações climáticas podem dividir-se em dois grupos de projetos (i) com intervenções diretas na infraestrutura e (ii) com intervenções na envolvente ambiental, designadamente de gestão integrada de vegetação.

Infraestrutura

No presente PDIRT, estão previstas ações de modernização focadas na adaptação da infraestrutura, visando o aumento da resiliência de ativos lineares da RNT face a fenómenos climáticos extremos. No âmbito deste projeto, está prevista a intervenção em cerca de 140 km de circuitos de linhas aéreas, com a realização de reforços estruturais e outras medidas de adequação, nomeadamente em cabos condutores e de guarda, numa ótica de convergência normativa.

QUADRO 6-7

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas						
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Adequação de Linhas Aéreas	[297 - 435]	+ +	10	4 (5)	[4 - 8]	273	12,5

* A estimativa do IE antes da ação de remodelação é apresentada entre parênteses

Nota: O Indicador de Estado (IE) foi desenvolvido pelo ORT para apoio à decisão de investimentos de modernização da RNT, no contexto do PDIRT 2022-2031. O cálculo deste indicador considera e integra o conhecimento disponível à data da submissão da proposta de PDIRT 2022-2031. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

A concretização desta tipologia de iniciativas permite, nos ativos intervencionados, um aumento significativo na sua resiliência face a fenómenos meterológicos extremos, e consequentemente a obtenção de vários outros benefícios associados, patente nos atributos calculados "Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade", "Melhoria para a segurança de pessoas e bens" e "Melhoria do Indicador de Estado do Ativo", conforme apresentado no Quadro 6-7.

Gestão Integrada da Vegetação

O conjunto de medidas de gestão integrada da vegetação, com intervenções nos territórios onde se desenvolvem as insfraestruturas da RNT, aporta uma contribuição importante para a resiliência da rede face à ocorrência de eventos meterológicos extremos, como por exemplo a passagem de tempestades ou grandes incêndios.

QUADRO 6-8

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas				
	Dimensão da faixa intervencionada (km2)	Valorização de espécies autóctones (n)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Gestão Integrada de Vegetação	318	770 000	10	910	36,4

As iniciativas de gestão da vegetação apresentadas abrangem a generalidade da RNT, com enfoque nas ações de estabilização de faixas de proteção e também na mitigação do risco decorrente das envolventes associadas aos ativos, estimando-se intervenção numa área acumulada de 318 km^2 até final do 1º quinquénio da vigência do PDIRT. Adicionalmente são esperados benefícios com a valorização de espécies autóctones, aumentando a resiliência dos territórios e das infraestruturas aos incêndios rurais, e ainda, ao nível social, com a criação ou manutenção de emprego.

6.3.1.2. Compromissos com o ORD e segurança de alimentação

Na presente secção, é apresentada a análise e resultados da aplicação da metodologia multicritério/custo-benefício aos Projetos Base relacionados com "Compromissos com o ORD e segurança de alimentação". Para o efeito, e à semelhança da proposta de Plano anterior, os projetos foram agrupados por blocos de projetos, os quais se apresentam no

Quadro 6-9.

Para o processo de definição de blocos de projetos, a REN, em linha com o trabalho realizado nas mais recentes propostas de PDIRT, adotou as boas práticas advogadas pela ENTSO-E[37]. Com efeito, um bloco de projetos pode integrar vários investimentos que concorram para o mesmo objetivo na mesma zona geográfica. A Comissão Europeia também recomenda a agregação de projetos para efeitos de análise custo-benefício, quando os investimentos partilham a mesma área geográfica, perseguem um objetivo em comum, e pertencem a um plano para a mesma área de rede[38].

Para este objetivo deve, no entanto, ter-se presente que numa rede malhada – como é próprio das redes de transporte – existe uma forte interdependência entre todos os seus elementos constituintes, pelo que uma desagregação por projetos individuais não permite captar todo o valor/benefício de cada projeto quando analisado em conjunto com o resto da rede.

Assim, para efeitos de análise multicritério/custo-benefício (com intuito de uma maior discriminação da valorização dos projetos inscritos na proposta de PDIRT), adotou-se uma abordagem por blocos de projetos que se encontrem fortemente inter-relacionados entre si, quer por via topológica, quer por objetivo comum dentro duma mesma área geográfica. Com efeito, os valores/benefícios de cada bloco não se esgotam no conjunto dos atributos que lhes estão associados na análise MCB, devendo aqueles ser considerados como os mínimos que cada bloco de projetos permite integrar no SEN. A esses benefícios, pelas razões expressas, é necessário ter em conta os demais benefícios identificados noutros blocos de projetos que a análise MCB adotada acabou por autonomizar de forma artificial.

De facto, a REN procedeu a uma análise dos benefícios com desagregação dos projetos, por blocos de projetos, com as ressalvas acima indicadas. No caso dos projetos base, a REN realizou uma subdivisão dos projetos por zona geográfica de proximidade. Esta desagregação resultou numa distribuição por blocos de projetos que, embora não elimine o efeito da perda de atribuição de benefícios a projetos que têm sinergias entre si e se encontram globalmente inter-relacionados, permite uma afetação mais discriminada entre os benefícios apresentados e os projetos físicos individuais que constituem os blocos de projetos.

Note-se que a agregação de investimentos ou de projetos individuais em blocos de projetos que concorrem para um mesmo objetivo faz parte das práticas seguidas também pela ENTSO-E (agregação em *clusters*), no âmbito das análises desenvolvidas em sede de TYNDP.

Tendo em consideração o exposto, passa-se a apresentar a lista de blocos de Projetos Base alvo de análise MCB nesta secção:

- ✓ Ligação à RND, na região do Minho;
- ✓ Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes;
- ✓ Ligação à RND, na zona Centro
- ✓ Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;
- ✓ Ligação à RND, na região do Alentejo;

[37] 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL – Approved by the European Commission - 27 September 2018.

[38] European Commission, Guide to Cost-Benefit analysis of investment projets, 2008

No Quadro 6-9 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco, bem como o racional que levou à sua agregação.

QUADRO 6-9

Desagregação de projetos por bloco

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Racional para agregação de projetos
Ligação à RND, na região do Minho	• PR0910: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase • PR1402: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase • PR1912: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase	Projetos que têm como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição nas regiões do Minho e do Porto, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	• PR1913: Melhoria na alimentação a Macedo de Cavaleiros	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região de Trás-os-Montes, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na zona Centro	• PR1906: Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na zona Centro, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;	• PR1041: Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região de Lisboa e Península de Setúbal, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região do Alentejo	• PR0639: Reforço de transformação em Divor - 2º transformador	Projeto que têm como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região do Alentejo, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação de pequenas unidades de geração com potência atribuída na RND	• PR2111: Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidade de produção na RND com potência atribuída – Fase 1 • PR2112: Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidade de produção na RND com potência atribuída – Fase 2 • PR2113: Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidade de produção na RND com potência atribuída – Fase 3	Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidade de produção na RND com potência atribuída

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de Projetos Base.

HORIZONTE 2026

Os atributos para o horizonte 2026 apresentam-se no Quadro 6-10.

QUADRO 6-10

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com compromissos com o ORD e segurança de alimentação (2026)

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação															
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de especies autóctones (n)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | ENF (M€/ano)*		Redução das perdas de energia (MWh/ano | €/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Ligação à RND, na região do Minho	0	0	-	0	0,41	9	5 700	-	888	0,33	735	0,02		-	351	15,7
Ligação à RND, na região do Alentejo	0	0	-	0	-	-	-	11	1 062	0,40	-816	-0,02		-	96	4,3

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

HORIZONTE 2031

Em linha. com os comentários às propostas de anteriores PDIRT em sede de consulta pública, apresentam-se nesta secção os resultados da aplicação da MCB aos blocos de Projetos Base relacionados com Compromissos com o ORD e segurança de alimentação para um horizonte temporal de mais largo prazo, 2031.

O cálculo dos atributos da MCB para o ano 2031 considera a entrada em serviço dos Projetos Base que estão previstos no segundo quinquénio deste plano, para além dos projetos que se preveem entrar em serviço no primeiro quinquénio e que já foram objeto de análise na aplicação desta metodologia ao horizonte 2026.

Os resultados da aplicação desta metodologia ao horizonte 2031 apresentam-se no Quadro 6-11, donde é possível inferir os benefícios económicos, sociais, ambientais e técnicos, decorrentes dos projetos relacionados com "Compromissos com o ORD e segurança de alimentação" numa perspetiva de mais largo prazo.

QUADRO 6-11

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com Compromissos com o ORD e segurança de alimentação (2031)

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação															
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de especies autóctones (n)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | ENF (M€/ano)*		Redução das perdas de energia (MWh/ano | €/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Ligação à RND, na região do Minho	0	0	-	0	0,41	9	5 700	0	947	0,35	2 763	0,05		-	351	15,7
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	0	0	-	0	0	0	-	0	260	0,20	5 084	0,10		-	42	1,9
Ligação à RND, na zona Centro	0	0	-	0	-	-	-	0	586	0,39	2 336	0,05		-	112	5,0
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	0	0	-	0	-	-	-	0	687	0,37	728	0,01		-	103	4,6
Ligação à RND, na região do Alentejo	0	0	-	0	-	-	-	11	896	0,34	-635	-0,01		-	96	4,3

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

QUADRO 6-12

Matriz MCB para blocos de projetos Base (2031)

Blocos de Projetos	Funcionamento de Mercado												
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/-)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano | €/ano)		Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de especies autóctones (n)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Ligação de pequenas unidades de geração com potência atribuída na RND	37,3-112,5	2 829	-	-	217	55 624	1,10	6	7,43	165	104 000	2 381	106,3

6.3.1.3. Análise global dos benefícios dos Projetos Base

Na presente secção, é realizada uma análise global dos benefícios esperados com a execução dos Projetos Base constantes nesta proposta de PDIRT. Com efeito, nesta avaliação são considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente e apresentados no Quadro 6-13 para o horizonte 2026.

Nesta análise global, apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2026, uma vez que os projetos de modernização de ativos, os quais constituem a maior parte do investimento dos Projetos Base, não se encontram especificados no segundo quinquénio dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos.

Neste quadro é assim possível observar os benefícios globais de médio prazo decorrentes dos Projeto Base, assim como o valor global de cada atributo (para o conjunto de todos os blocos de Projetos Base do PDIRT).

QUADRO 6-13

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2026
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)		1,8 a 8,1
Redução das perdas de energia	(GWh/ano | M€/ano)	-0,1 | 0
Redução de Energia em Risco | ENF	(GWh/ano | M€/ano)	2,0 | 0,73
Redução de carga natural em risco de interrupção[1] (*)	(GW)|(M€)	1,4 | 8
Redução de carga sem recurso em risco de corte[1] (*)	(GW)|(M€)	0,3 | 2
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)		2 420
Cavas de tensão: redução da profundidade[2] (%)		11
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km²)		0,41
Dimensão da faixa intervencionada (km²)		318
Valorização de espécies autóctones (n)		775 700
Redução de capacidade de transporte em risco[1] (*) (MVA)		74 965
Redução de potência de produção em risco de corte[1] (*) (MW)		5 638
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo[1] (0-10)		5
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)		290
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)		9

(*) Soma dos valores dos eventos de teste, ao longo do período, não simultâneos.

(**) Quantificação do sobrecusto evitado para o SEN, como benefício decorrente da rejeição da hipótese metodológica de adiamento do investimento.

[1] Os projetos de modernização de ativos, para o segundo quinquénio, não se encontram especificados, dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos, para este tipo de projeto de investimento, e, constituindo estes a maior parte do investimento dos projetos Base só são apresentados os atributos estimados no horizonte de 2026.

[2] A redução refere-se ao valor médio perante defeitos nas zonas de rede na vizinhança dos ativos em consideração.

6.3.2. Aplicação aos Projetos Complementares

Inclui-se neste subcapítulo a aplicação da metodologia Multicritério/Custo-Benefício (MCB) a dois horizontes temporais, 2026 e 2031, para os Projetos Complementares.

À semelhança dos Projetos Base, também os Projetos Complementares se encontram agrupados por blocos de projetos, que, neste caso, se encontram alinhados com cada indutor de investimento apresentado no capítulo 5. No Quadro 6-14 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco/indutor, bem como o racional que levou à sua agregação.

O projeto de ligação do Windfloat não foi objeto de aplicação de MCB nesta edição do Plano uma vez que:

- ✓ A Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016 determina que a REN deve "prosseguir as ações e medidas já iniciadas em princípios de 2015, pelo XIX Governo Constitucional, no sentido de serem concluídos os estudos e finalizada a construção, em tempo, pela REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., do cabo submarino de ligação da central eólica offshore, de 25 MW, denominada Windfloat a situar ao largo de Viana de Castelo, de acordo com a solução técnica e económica mais eficiente";

- ✓ Entretanto, em maio de 2018, a REN foi informada que, por determinação do Concedente, a ligação do projeto *Windfloat Atlantic* à Rede Elétrica de Serviço Público [em terra] deve ser efetuada à subestação de Monserrate da Rede Nacional de Distribuição, ainda que tal solução, cf. mesma comunicação, não afaste a possibilidade desta ligação configurar um carácter temporário. Conforme n.º 3 da mesma Resolução, o Conselho de Ministros resolveu "determinar que os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto devem ser suportados por verbas provenientes de fundos de apoio à inovação".

QUADRO 6-14

Desagregação de projetos por indutor

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Racional para agregação de projetos
Integração de mercados e concorrência; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona do Minho)	• PR2107: Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho • PR0911: Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	Integração de FER, nomeadamente de produção eólica, garantindo que os níveis de capacidade de interligação se mantêm em linha com os objetivos dos governos português e espanhol (3000 MW)
Ligação a polos de consumo	• PR0968: Criação do injetor Pegões	Abastecimento elétrico de novas subestações MAT/AT ou de clientes MAT.
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona de Trás-os-Montes)	• PR0913: Ligação a 220 kV V.P.Aguiar - Carrapatelo • PR1207: Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	Projetos que concorrem para a mesma finalidade principal (integração de FER) na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar e eólica.
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona Centro)	• PR1907: Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2	Projetos que concorrem para a mesma finalidade principal (integração de FER) na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção eólica
Sustentabilidade (Alto Douro Vinhateiro (ADV))	• PR1431: Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	Projeto que visa a reformulação da RNT para minimização de impactos ambientais
Sustentabilidade (Zona do Porto)	• PR1210: Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (fases 1, 2 e 3)	Projeto que visa a otimização da RNT em zonas urbanas para minimização de impactos sociais e ambientais
Sustentabilidade (Zona de Lisboa)	• PR1211: Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (fases 1, 2 e 3)	Projeto que visa a otimização da RNT em zonas urbanas para minimização de impactos sociais e ambientais
Sustentabilidade	• PR2115: Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 1 • PR2116: Otimização ocupação territorial infraestruturas da RNT – Bloco 2	Projeto que visa a otimização da RNT

Resultante da forte interdependência existente entre os elementos constituintes de uma rede de transporte, o mesmo projeto pode contribuir simultaneamente para diferentes finalidades. Nesse sentido, existem, nesta proposta de PDIRT, Projetos Complementares que permitem dar resposta a mais do que um indutor.

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de projetos complementares, tendo por base os agrupamentos de projetos indicados em cima.

HORIZONTE 2026

Os benefícios calculados para os Projetos Complementares com esta MCB, resultam, de entre outros fatores, benefícios relacionados com a integração de nova produção renovável.

No Quadro 6-15 apresentam-se os atributos que resultam destes benefícios, onde se destacam o benefício socioeconómico, a integração da produção de FER e a redução das emissões de CO_2.

Conforme já referido, os Projetos Complementares, são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética 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.

A elevada dependência da realização destes Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla, introduz incerteza na data de realização destes projetos. Neste sentido, e para efeitos de MCB, a REN optou, no caso dos Projetos Complementares, por apresentar Quadro 6-15 a totalidade do CAPEX associado a cada bloco de projetos, possibilitando por esta via comparar quer os seus benefícios em 2026, quer os seus benefícios em 2031 com a totalidade investimento necessário à realização desses projetos.

QUADRO 6-15

Matriz MCB para blocos de Projetos Complementares (2026)

Blocos de Projetos	Funcionamento de Mercado												
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/-)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano | M€/ano)		Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de espécies autóctones (n)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Integração de mercados e concorrência; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona do Minho)	13,6 - 29,3	694	-	-	82	422	0,01	0	3,02	67	42 200	224	10,0

HORIZONTE 2031

Conforme apresentado para o horizonte 2026, indicam-se no Quadro 6-16 os atributos que resultam, em grande parte, dos benefícios resultantes das alterações do funcionamento de mercado permitida pelos projetos complementares em 2031, nomeadamente o benefício socioeconómico, a integração da produção de FER e a redução das emissões de CO2. No caso dos indutores que partilham projetos e, consequentemente benefícios, os valores dos atributos encontra-se agrupados para os blocos de projetos.

QUADRO 6-16

Matriz MCB para blocos de projetos complementares (2031)

Blocos de Projetos	Funcionamento de Mercado												
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/-)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano | M€/ano)		Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de espécies autóctones (n)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Integração de mercados e concorrência; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona do Minho)	20,1 - 37,8	856	-	-	117	8 349	0,17	0	3,02	67	42 200	813	36,3
Ligação a polos de consumo	0	0	-	-	0	-1633	-0,03	0	0	0	0	127	5,7
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona de Trás-os-Montes)	36,5 - 75,3	1622	-	-	213	39 428	0,78	0	4,82	107	67 400	978	43,7
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona Centro)	1,4 - 4,8	109	-	-	8	0	0	0	0	0	0	64	2,9

No que respeita aos atributos do indutor Sustentabilidade, apresentam-se no Quadro 6-17 os resultados da aplicação da MCB desenvolvida pela REN para os blocos de projetos referentes a este indutor.

Estes blocos de projetos apresentam atributos em que na sua determinação tem apenas que ver com a composição dos seus projetos de investimento e não com alterações decorrentes do funcionamento do SEN ou do mercado no longo prazo.

QUADRO 6-17

Matriz MCB para blocos de projetos do indutor sustentabilidade

Blocos de Projetos	Sustentabilidade						
	Área do espaço envolvente valorizada (km²)	População residente (nº hab | % da população do território nacional)		Redução da ocupação territorial de superfície (km| %)		Densidade populacional da área valorizada (nº hab/km²)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Sustentabilidade – Alto Douro Vinhateiro (ADV)	77,5	18 927	0,2%	18,4	37%	244	231	10,3
Sustentabilidade – Zona do Porto	187,1	530 934	5,2%	9,9	26%	2 838	1 185	52,9
Sustentabilidade – Zona de Lisboa	318	1 069 082	10,4%	22,1	14%	3 362	1 015	45,3
Sustentabilidade	10 039	746 211	7,2%	353	18%	74	903	40,3

No caso do indutor "Sustentabilidade – Alto Douro Vinhateiro (ADV)", a REN estudou e planeou um conjunto de ações na RNT, alinhados com a valorização e preservação deste património. Assim, a presente metodologia MCB, identifica a redução da ocupação territorial de superfície, face a uma otimização de corredores de linhas da RNT. Trata-se de um indicador do benefício deste projeto para a região (e para o país), sendo também calculadas a área do espaço valorizada, a densidade populacional da área valorizada e a manutenção ou criação de emprego externo.

Para os indutores "Sustentabilidade – Zona do Porto" e "Sustentabilidade – Zona do Lisboa", trata-se da reformulação da RNT nas zonas de Lisboa e Porto, respetivamente. Estas propostas enquadram-se numa abordagem de ordenamento do território, assim como de qualidade do serviço. Pretende-se assegurar uma melhor adequação da tipologia de infraestruturas da RNT em zonas que, ao longo dos anos, se tornaram densamente urbanizadas. O princípio geral comum a empresas congéneres da REN, consiste em optar, nestes casos, pela tipologia de infraestruturas subterrâneas. Tal como se evidencia na matriz MCB, esta opção promove a redução da ocupação territorial de superfície — valorizando por essa via a área do espaço envolvente —, assim como o impacto visual e o ruído acústico.

O indutor "Sustentabilidade" enquadra-se essencialmente numa abordagem de ordenamento de território. Pretende-se dotar um conjunto de novas linhas a 400kV com a opção futura de se instalar um segundo circuito, utilizando os mesmos apoios. A alternativa proposta é a de construir as referidas linhas, desde logo na tipologia de linha dupla apenas com um dos ternos equipados, como alternativa a construção de linhas simples. Assim, num cenário em que o ORT identifique necessidades futuras de reforços na RNT, enquadráveis nos mesmos eixos da rede, tal seria alcançado apenas com a instalação de um segundo terno nas linhas previamente existentes, i.e., sem necessidade de acrescentar nova faixa de servidão. Tal como se evidencia na matriz MCB, esta opção promove a redução potencial da ocupação territorial de superfície, num cenário de necessidade de estabelecimento de circuitos de linha adicionais, nos mesmos territórios. Para alem desta valorização, os potenciais novos reforços seriam conseguidos com poupança para o SEN face à opção de se instalar novas linhas na tipologia simples.

ANÁLISE GLOBAL DOS BENEFÍCIOS

Na presente secção, é realizada uma análise global dos benefícios esperados com a execução dos Projetos Complementares constantes nesta proposta de PDIRT. Também são aqui considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente e apresentados no Quadro 6-18 para os horizontes 2026 e 2031. Registe-se que a captura destes benefícios está naturalmente dependente da execução destes projetos, os quais constituem condição necessária para o efeito.

No Quadro 6-18 é possível observar os benefícios globais decorrentes dos Projetos Complementares, assim como o valor global de cada atributo (para o conjunto de todos os blocos de projetos base do PDIRT).

QUADRO 6-18

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2026	2031
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[13,6; 29,3]	[58; 117,9]
Redução das perdas de energia (GWh/ano | M€/ano)	0,4 | 0,01	46,1 | 0,92
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "*full-time equivalent*" (n)	224	5 316
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	694	2 587
Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	82	338
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	3,02	7,84
Valorização de especies autóctones (n)	42 200	109 600
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km^2)		10 622
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)		403,4
Investimento (líquido de comparticipações)[a] (M€)	10	237,4
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)	67	174

6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES

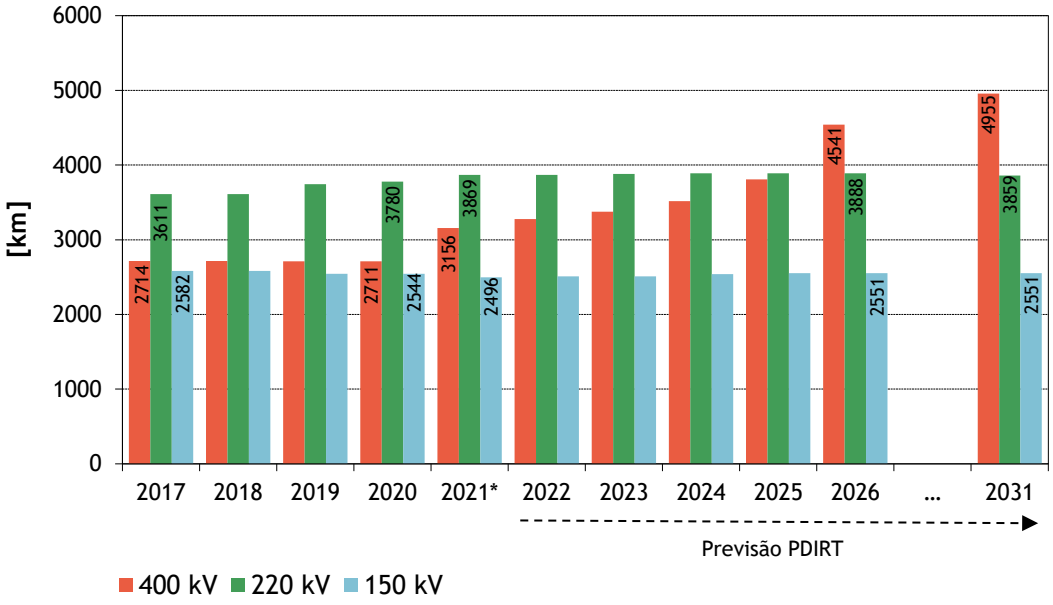
6.4.1. Projetos Base[39]

CIRCUITOS ELÉTRICOS DE LINHAS

A evolução do comprimento de circuitos elétricos de linha[40] em serviço na RNT que resultará com a concretização dos Projetos Base desta proposta de Plano, é a indicada na Figura 6-10.

FIGURA 6-10

Evolução do comprimento dos circuitos de linha[(a)] em serviço na rede MAT
(histórico 2017 a 2020 e previsão até 2031)



* Valores estimados.

[(a)] O comprimento das linhas (circuitos elétricos) inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com exceção das linhas exploradas transitoriamente a 60 kV que são contabilizadas na respetiva tensão de construção e da linha de interligação Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão "150 kV".

[39] Para efeitos da contabilização da evolução de equipamento nos Projetos Base, incluem-se também os projetos aprovados em anteriores edições de PDIRT e os de reforços para Acordos, bem como painéis e linhas de projetos comparticipados.

[40] A definição de "circuito elétrico de linha" aplica-se às ligações elétricas lineares existentes na rede (num sistema trifásico como o da REN, esta noção abrange os três condutores que constituem um circuito de linha elétrica). Uma mesma estrutura linear física de transporte (linha física) pode suportar mais do que um circuito elétrico, da mesma ou de tensões diferentes. É o caso das chamadas linhas duplas.

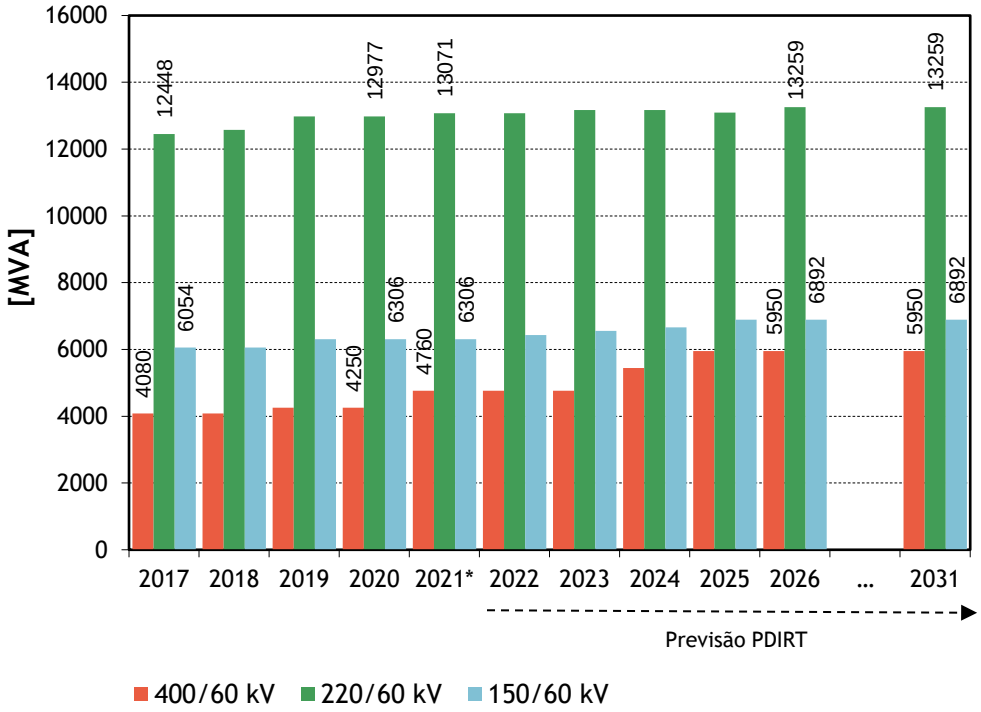
Em termos totais de circuitos elétricos de linha, prevê-se um crescimento de cerca de 1459 km, desde dezembro de 2021 até final de 2026, correspondendo a um acréscimo de cerca de 15% relativamente ao comprimento total no final de 2021. Por nível de tensão, o crescimento é de 44% na tensão de 400 kV, residual (~0,5%) na tensão de 220 kV e de 2,2% na tensão de 150 kV.

POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO

Por níveis de tensão, a evolução prevista para a potência global instalada de transformação é apresentada na Figura 6-11. A Figura 6-12 mostra a evolução da potência total instalada de transformação e de autotransformação, com a concretização dos Projetos Base desta proposta de PDIRT.

FIGURA 6-11

Evolução da potência instalada de transformação MAT/AT[41]
(histórico 2017 a 2020 e previsão até 2031)



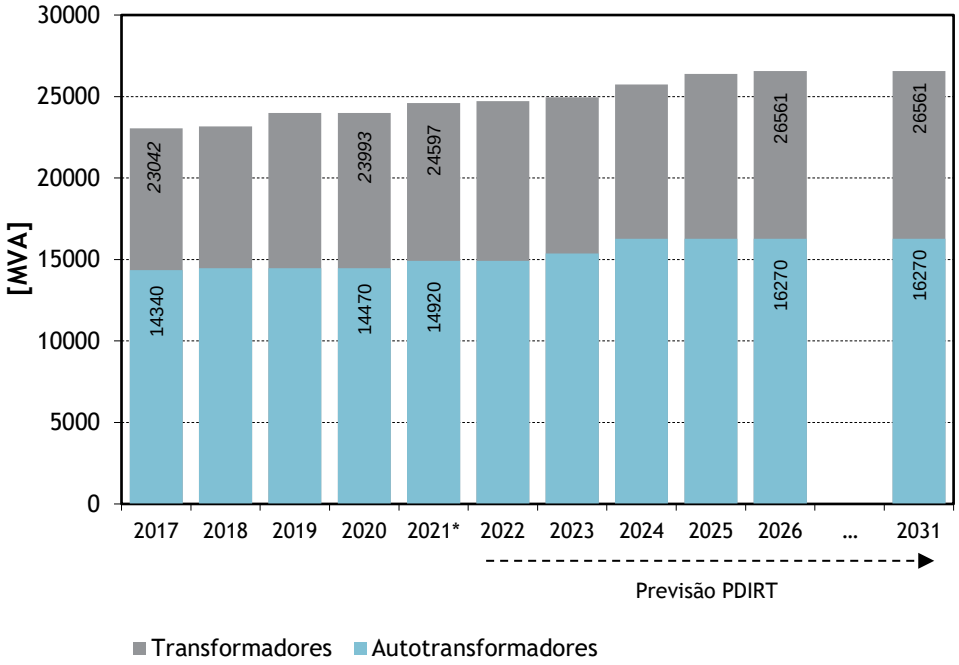
* Valores estimados.

[41] Desde final de 2013, a REN detém adicionalmente 3 transformadores 220/30 kV, com as potências de 2x120 MVA + 1x80 MVA, os quais, no entanto, são operados por utilizador da rede.

FIGURA 6-12

Evolução da potência instalada de autotransformação MAT/MAT e de transformação MAT/AT[42]

(histórico 2017 a 2020 e previsão até 2031)



* Valores estimados.

INSTALAÇÕES DA RNT

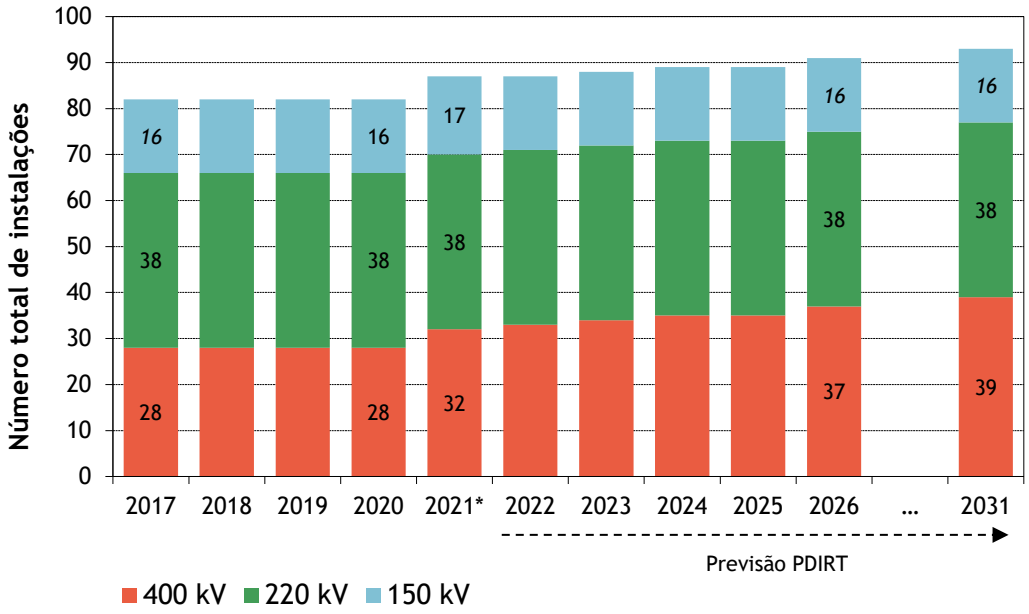
A Figura 6-13 ilustra a evolução do número de subestações, de postos de corte, de seccionamento e de transição previstos no âmbito dos Projetos Base deste PDIRT. As instalações foram contabilizadas pelo seu nível de tensão de exploração mais elevado.

[42] Inclui, desde 2009, a transformação 150/130 kV, 140 MVA na subestação de Pedralva e desde 2013, 320 MVA de transformação MAT/MT operados e alvo de manutenção por utilizador da rede

FIGURA 6-13

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição da RNT

(histórico 2017 a 2020 e previsão até 2031)



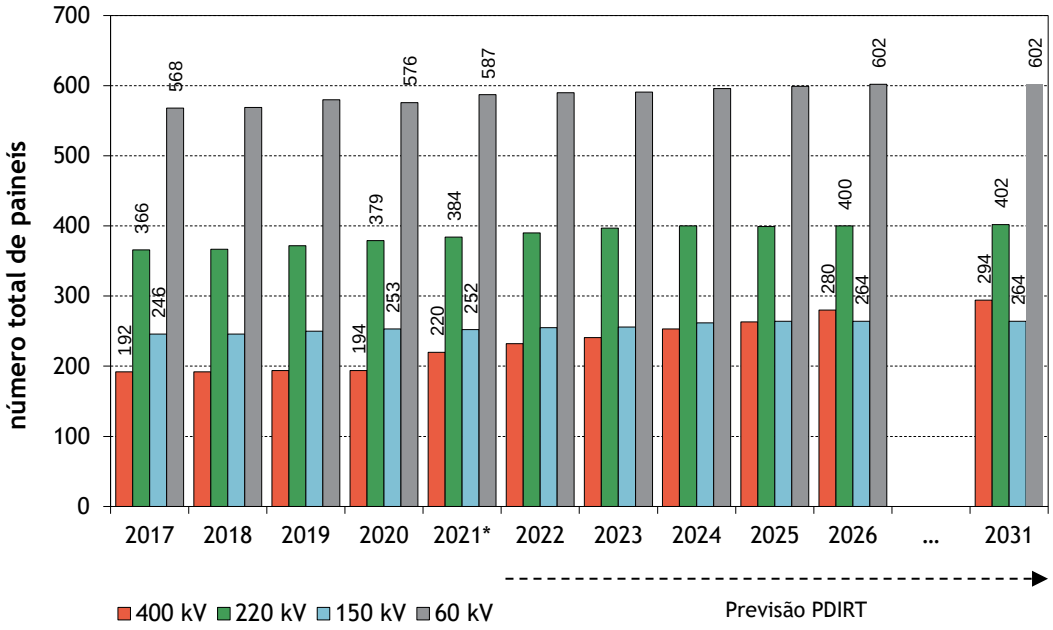
* Valores estimados.

PAINÉIS DE MAT E AT

A Figura 6-14 mostra a evolução do número de painéis de 400, 220, 150 e 60 kV em exploração na RNT, considerando os Projetos Base.

FIGURA 6-14

Evolução do número de painéis nas subestações, postos de corte, seccionamento e de transição da RNT
(histórico 2017 a 2020 e previsão até 2031)



* Valores estimados.

6.4.2. Projetos Complementares

A eventual concretização dos Projetos Complementares inseridos nesta proposta de Plano, implicará a seguinte variação de quantidades de equipamento:

QUADRO 6-19

Evolução do comprimento dos circuitos de linhas MAT e da potência de transformação

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT				Comprimento dos circuitos de linha (km)		
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável	Sustentabilidade	400 kV	220 kV	150 kV
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	X		X		84		
Receção de Energia offshore ao largo de V.Castelo - Fase 2 e Fase 3			X				32
Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapatelo			X			111	
Criação de ponto injector em Pegões		X					
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro (ADV)				X		-3	
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X		X		67		
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça			X		152		
Reforço da rede de 220 kV na zona do Porto				X		11	
Reforço da rede de 220 kV na zona de Lisboa				X		0	

QUADRO 6-20

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição assim como do número de painéis na RNT

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT				Instalações (nº)			Painéis (nº)			
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável	Sustentabilidade	400 kV	220 kV	150 kV	400 kV	220 kV	150 kV	60 kV
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho	X		X					4			
Receção de Energia offshore ao largo de V.Castelo - Fase 2 e Fase 3			X				1			1	1
Ligação a 220 kV V.P. Aguiar-Carrapatelo			X						1		
Criação de ponto injector em Pegões		X						1			4
Otimização de corredores na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro (ADV)				X							
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X		X					2			
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça			X					2			
Reforço da rede de 220 kV na zona do Porto				X							
Reforço da rede de 220 kV na zona de Lisboa				X		1					

6.5. PERDAS NA RNT

As perdas numa rede de transporte de energia elétrica são bastante voláteis e dependem de um conjunto de condicionantes que resultam de opções sobre o dimensionamento dos seus elementos, de soluções topológicas, de condições de exploração, etc. Em Portugal, o perfil de operação dos centros produtores, com elevada dependência dos regimes hidrológicos e de eolicidade, tem um efeito bastante pronunciado nas perdas da RNT, uma vez que os meios de grande produção térmica estão maioritariamente localizados junto ao litoral e próximos de zonas de maior consumo, e os hídricos e eólicos estão essencialmente a norte e no interior, posicionados de uma forma mais dispersa e afastada dos grandes centros de consumo. Desta forma, regimes húmidos ou com forte produção eólica, em que a energia é transmitida a maiores distâncias, conduzem a perdas mais elevadas na rede.

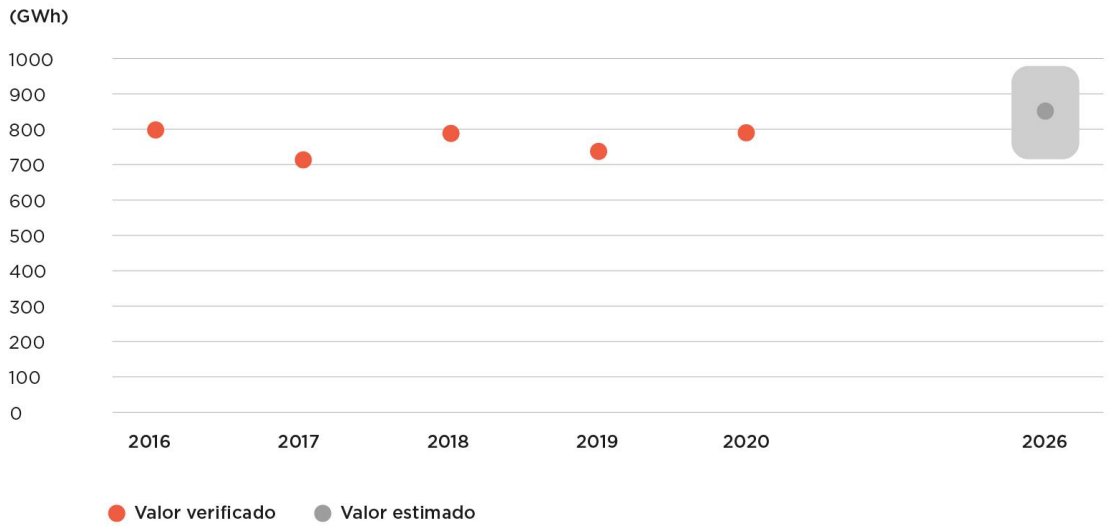
O desenvolvimento que se tem verificado na RNT, associado a uma otimização da gestão do SEN, tem permitido acomodar um volume cada vez maior de produção renovável sem que se tenha registado um incremento significativo das perdas na rede (ver capitulo 2.6).

Apesar disso, a integração na rede dos elevados montantes de potência que se perspetivam para a próxima década de nova produção solar, na sua maioria localizada em zonas de reduzido consumo, irá conduzir a alterações significativas aos padrões de trânsitos na RNT, com valores bastante acentuados de fluxos sul-norte em períodos de elevada produção solar.

A quantificação dos valores expectáveis de perdas numa determinada rede, cuja estrutura de parque produtor e da própria rede se modifica ao longo do tempo, tem, naturalmente, associado um nível de incerteza não despiciente. A Figura 6-15 representa uma banda estimada de evolução para as perdas na RNT para o horizonte temporal de 2026, considerando a realização dos Projetos Base e dos Projetos Complementares.

FIGURA 6-15

Evolução do valor absoluto esperado das perdas na RNT



6.6. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A existência de uma capacidade comercial de interligação adequada é fundamental para fomentar a convergência de preços de energia elétrica nos diferentes países europeus e, por esta via, diminuir os custos da energia para o consumidor. Neste contexto e no âmbito do desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade — o MIBEL — na Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz, ocorrida em novembro de 2006, foi definido pelos Governos de Portugal e de Espanha o objetivo de alcançar a meta de 3 000 MW, em ambos os sentidos, de capacidade de interligação para fins comerciais entre os dois países.

A nível europeu foi definido pelo Conselho Europeu, em março de 2002, o objetivo de reforçar a capacidade de interligação entre os diversos estados-membro e facilitar o Mercado Único de Energia, tendo para o efeito sido estabelecido o objetivo para 2020 de em cada Estado Membro o indicador *interconnection ratio*[43] não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo, mais tarde (em outubro de 2014), sido alargado para 15% em 2030. Nos últimos anos, no sistema elétrico português este índice tem apresentado valores na casa dos 10%.

A adequação dos valores de capacidade de interligação é continuamente monitorizada pelos dois ORT, português e espanhol, quer ao nível do MIBEL, quer também ao nível da ENTSO-E em sede de elaboração do plano decenal europeu "TYNDP", na medida em que a mesma é fortemente influenciada pela evolução da topologia de rede, do parque eletroprodutor e ainda das cargas.

No curto prazo, a conclusão dos reforços de rede previstos na rede portuguesa para 2021, nomeadamente os associados à integração das centrais hidroelétricas de Salamonde II e Frades II (conclusão do eixo a 400 kV Pedralva – zona de P. Lima – V. N. Famalicão), assim como os que se encontram previstos na rede espanhola e a possibilidade de redespacho de geração em Espanha para mitigar a restrição de desvio angular[44], permitirão alcançar valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos de 2 600 MW no sentido de Portugal para Espanha e de 2 700 MW de Espanha para Portugal.

Por forma a obviar a necessidade deste mecanismo e a incrementar o valor da capacidade de interligação, encontra-se previsto, no horizonte de 2024, a construção de uma nova interligação na zona do Minho, ligando as subestações de Ponte de Lima, em Portugal, com a de Fontefría, em Espanha, a qual, em concordância com a evolução global prevista para o sistema elétrico ibérico, permitirá que se passe a ter valores sustentados de capacidade de trocas entre os dois países acima de 3 000 MW.

O quadro que se apresenta de seguida ilustra a estimativa da evolução da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha para os horizontes 2022, 2026 e 2031.

[43] Definido para cada Estado-Membro como o quociente entre o valor da capacidade de interligação e a totalidade da potência instalada nos centros eletroprodutores.

[44] Esta possibilidade assenta num acordo estabelecido entre a REN e a REE validado pela ERSE, fechado em data posterior à do RMSA-E 2020, de outubro de 2020.

QUADRO 6-21

Previsão dos Valores Mínimos(1) Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação

(Limitações Previsionais só de rede)

Ano	Portugal -> Espanha [MV]	Espanha -> Portugal [MV]
2022	2 600	2 700(2)
2026	3 200	3 600
2031	3 500	4 200

(1) Valores mínimos mais prováveis estimados através de simulações de cenários representativos de rede. Na prática, em situações de défice de geração para abastecimento de consumo interno de cada sistema ou indisponibilidades relevantes de elementos de rede, estes valores podem vir a ser inferiores.

(2) Tendo em consideração acordo estabelecido entre a REN e a REE validado pela ERSE, fechado em data posterior à do RMSA-E 2020, de outubro de 2020.

Uma vez que a capacidade de interligação é fortemente dependente da topologia das redes e da constituição dos parques eletroprodutores português e espanhol, entre outros fatores, e existindo alguma incerteza quanto à evolução dos parques produtores renováveis, nomeadamente no que se refere à sua localização ao longo do território, para o horizonte de mais longo prazo deste Plano – 2031 – os valores da capacidade de interligação indicados deverão ser reavaliados em próximas edições do PDIRT.

Salienta-se também que em relação aos valores apresentados, poderão vir a ocorrer reduções, em períodos limitados no tempo, motivadas por indisponibilidades de elementos de rede ou limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque produtor português e/ou espanhol.

Com o objetivo de evitar potenciais restrições de capacidade, nomeadamente no sentido de Espanha para Portugal, resultante de um acréscimo da potência de produção instalada na região do Minho (centrais hidroelétricas da cascata do Tâmega, assim como novas centrais eólicas e solares na região do Minho), e propiciando mesmo um ligeiro aumento na capacidade de interligação, está prevista a instalação dos segundos ternos no eixo a 400 kV Pedralva - Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão.

Tendo em consideração o Quadro 6-20 e os valores previstos para a evolução do parque produtor português até 2031 (potência instalada da ordem dos 35 GW), estima-se para esse horizonte que o indicador *'interconnection ratio'* possa situar-se em torno dos 12%[45]. Tendo presente a meta atrás referida de 15% em 2030 para este indicador, constata-se a necessidade de manter o acompanhamento da evolução da capacidade de interligação, no sentido de em momento oportuno, proceder a novos estudos conjuntos com o operador da rede de transporte de energia elétrica de Espanha, com vista a identificar os reforços nas redes de transporte de ambos os operadores que possibilitem assegurar o cumprimento da referida meta.

Ainda no âmbito da capacidade de interligação internacional para trocas comerciais, atualmente encontram-se em curso estudos para avaliação de uma possível futura interligação elétrica entre Portugal e Marrocos. No entanto, não existindo de momento uma decisão tomada quanto à sua construção nem uma definição quanto às características técnicas do projeto, o seu eventual impacto no SEN será analisado em futuras edições do PDIRT, na posse de informação mais assertiva.

[45] Considerando o valor de 4 200 MW de capacidade de interligação no sentido de importação.

6.7. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO

6.7.1. Enquadramento

De acordo com as obrigações do operador da RNT, o planeamento dos reforços de rede tem por base a salvaguarda do bom funcionamento das redes interligadas e da garantia da continuidade e adequada qualidade no abastecimento dos consumos, devendo o mesmo ser efetuado em articulação com as políticas energéticas nacionais e da união europeia, com a concessionária da RND, com os grandes consumidores ligados diretamente em MAT e com o operador da rede de transporte de Espanha.

No que diz respeito à oferta de energia, a liberalização do sistema eletroprodutor e a aposta nas energias renováveis, com um elevado grau de incerteza na sua localização, produtibilidade e data de concretização, vieram alterar o paradigma tradicional, que era baseado em cenários de evolução do sistema produtor de maior estabilidade. As capacidades de receção, consignadas no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, e definidas de forma previsional, constituem assim, neste ambiente de incerteza, um suporte e um dos instrumentos de referência para o processo de atribuição de pontos de ligação a novos centros produtores. Neste contexto, com o objetivo de fazer face à dinâmica de atribuição dos pontos de receção, ressalta o interesse em estimar os valores futuros de capacidade de receção na RNT, tendo em consideração as perspetivas mais recentes quanto à evolução futura da rede interligada.

Tendo em consideração a localização do recurso renovável em Portugal continental (nomeadamente o solar e o eólico) e a procura percepcionada através dos pedidos de informação sobre capacidade de receção disponível na rede ou de condições para a criação de nova capacidade, recebidos pelo ORT para ligação de nova potência, infere-se que, como grande tendência, as regiões na metade sul do país, nomeadamente o Alentejo e Algarve, sejam aquelas que mostram maior apetência para a instalação de nova produção baseada no aproveitamento solar, e as regiões a norte as mais preferidas para a produção de base eólica.

Tal como referido no subcapítulo 3.6, de acordo com a evolução prevista para o sistema eletroprodutor até 2031, face à potência que se encontrava instalada no final de 2020, perspetiva-se um crescimento de aproximadamente 14,5 GW de potência instalada em aproveitamentos renováveis, excetuando a 'grande hídrica', dos quais se estima que cerca de 11,0 GW[46] sejam para aproveitamento do potencial solar e aproximadamente 3,4 GW em aproveitamento do recurso eólico.

No Anexo 13 pode ser visto, sob a forma de quadro, uma discretização, por subestação, da seguinte informação: (i) potência que já se encontra atribuída para a concretização de novos centros eletroprodutores, que, no entanto, ainda não se encontram ligados à rede (estão em fase

[46] No pressuposto de efetiva concretização de toda as potências: (i) já atribuída e ainda não ligada; (ii) com TRC; (iii) UPP e UPAC com resposta favorável pela DGEG; (iv) associada aos Acordos em curso com o ORT.

de licenciamento/construção), com referência a 31 de Dezembro de 2020; (ii) potência que se encontra em fase de atribuição pela DGEG não tendo ainda sido emitida a "Licença de Produção"; (iii) potência com resposta favorável da DGEG, na sequência dos Despachos da DGEG n.º 41/2019 e n.º 43/2019 (UPP), e n.º 46/2019 (UPAC); capacidade de receção de nova geração na RNT em horizonte temporal até 2023.

6.7.2. Caracterização dos pedidos de ligação de nova produção à rede

Do largo conjunto de potências já atribuídas ou cativas pela DGEG para ligação à rede de novos centros eletroprodutores, existe um subconjunto de projetos que ainda não se encontram em serviço (ligados à rede). No Quadro 6-22 apresenta-se a potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa à data de 31 de dezembro de 2020, e que ainda não se encontra ligada à rede.

QUADRO 6-22

Potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa ou com TRC e que ainda não se encontra ligada à rede [MVA] à data de 31 de dezembro de 2020*

Instalação da RNT	Grande Térmica e Grande Hídrica a) [MVA]	Solar [MVA]	Outros centros produtores [MVA]	Instalação da RNT	Grande Térmica e Grande Hídrica a) [MVA]	Solar [MVA]	Outros centros produtores [MVA]
Alcochete	-	168	10	Ourique	-	231	-
Alqueva	-	158	0	Paraimo	-	90	31
Alto de Mira	-	39	11	Pedralva	-	-	19
Alto de São João	-	-	0	Pego	-	120	-
Armamar	-	84	-	Penela	-	1	0
Batalha	-	264	3	Pereiros	-	111	22
Bodiosa	-	284	14	Pocinho	-	179	25
Canelas	-	63	2	Pombal	-	66	17
Carrapatelo	-	-	5	Portimão	-	148	-
Carregado	-	234	12	Porto Alto	-	93	2
Carriche	-	1	6	Prelada	-	1	8
Carvoeira	-	43	4	Recarei	-	158	134
Castelo Branco	-	100	44	Rib. de Pena b)	1154	-	-
Chafariz	-	16	93	Riba d'Ave	-	17	48
Custóias	-	1	8	Ribatejo	-	142	-
Divor	-	75	0	Rio Maior	-	300	38
Ermesinde	-	78	7	Sacavém	-	1	3
Estarreja	-	232	7	Santarém	-	307	0
Estoi	-	95	-	Sete Rios	-	2	4
Estremoz	-	350	8	Setúbal	-	170	3
Évora	-	69	-	Sines	800	344	50
Fafe	-	23	3	Tábua	-	43	4
Falagueira	-	293	-	Tavira	-	469	2
Fanhões	-	63	8	Torrão	-	64	2
Feira	-	77	13	Trafaria	-	0	-
Fernão Ferro	-	63	14	Trajouce	-	7	2
Ferreira	-	323	20	Tunes	-	70	0
Ferro	-	143	13	V. N. Famalicão	-	55	24
Frades	-	3	-	V. P. Aguiar	-	0	4
Fundão	-	110	-	Valdigem	-	110	-
Lagoaça	-	120	-	Valpaços	-	31	14
Lavos	-	57	-	Vermoim	-	81	17
Macedo	-	15	7	Vila Chã	-	22	2
Mogadouro	-	75	7	Vila Fria	-	8	37
Mourisca	-	25	8	Zambujal	-	1	-
Oleiros	-	9	9	Zêzere	-	134	41

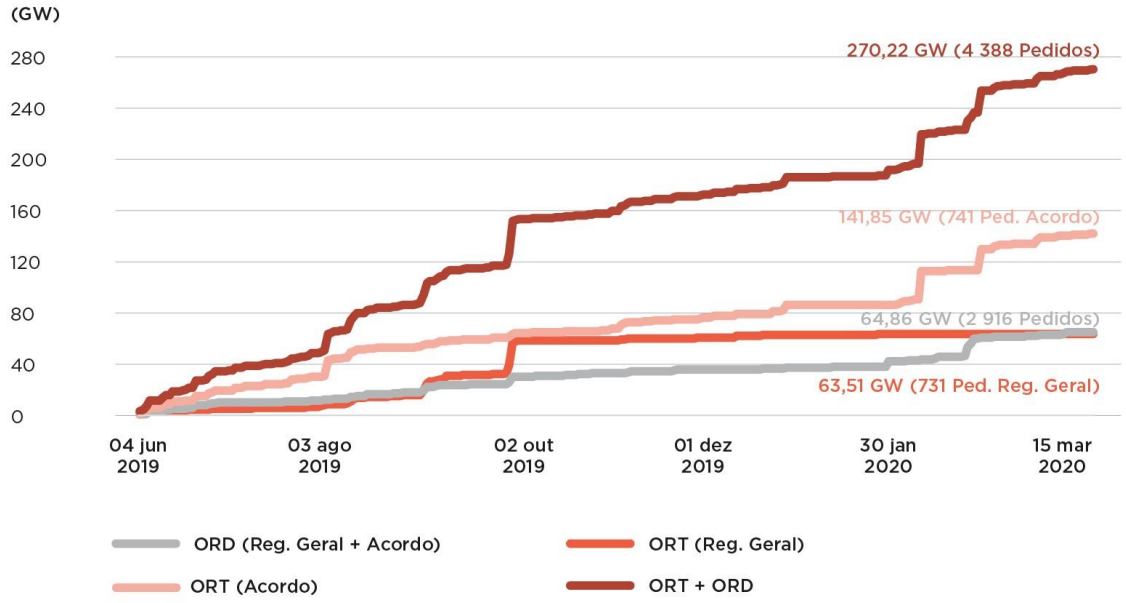
a) Entende-se como Grande Hídrica, os centros eletroprodutores hídricos com potência instalada superior a 30 MW.
b) Instalação futura.
* Inclui cerca de 190 MVA de UPP, comunicado pela DGEG já em fevereiro de 2021.
** Na subestação de Sines, ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006 encontra-se reservada a potência de 800 MW destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa. Do ponto de vista das capacidades de receção de nova geração na RNT, está entendido que a ligação à RNT na subestação de Sines da central objeto desta Portaria, mantendo-se esta em vigor, tirará partido da capacidade de rede utilizada pela central a carvão de Sines, entretanto desclassificada em janeiro de 2021.

Salienta-se que não se encontram no quadro anterior a potência dos "Acordos" [ao abrigo da alínea b) do n. 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019], na medida em que a contratualização dos mesmos ainda não se encontra fechada.

Na Figura 6-16 encontra-se a evolução entre junho de 2019 e fevereiro de 2020, do número de pedidos de ligação de centrais fotovoltaicas à RESP, ao abrigo do regime geral e do regime de acordo, previstos no Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, (excluem-se as UPP e as UPAC, que se ligam à RND através de um regime próprio).

FIGURA 6-16

Total dos pedidos* formulados junto do ORT relativamente a projetos solares entre junho de 2019 e fevereiro de 2020



(*) - Não estão contabilizados os pedidos apresentados diretamente ao ORD, sem que o ORT tenha sido consultado.

6.7.3. Capacidade de receção no curto prazo

A nova redação do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto ("DL 172/2006"), publicada a 3 de junho de 2019 através do Decreto-Lei n.º 76/2019, veio permitir aos promotores de centros eletroprodutores o acesso às RESP através de: (i) regime geral; (ii) acordo; (iii) leilão – alíneas a), b) e c) do n.º 2 do Artigo 5.º-A da atual redação do referido DL 172/2006. Nestes casos, para ser possível o acesso à RESP, passou a ser necessário solicitar a prévia reserva de capacidade, concedida através da atribuição de um Título de Reserva de Capacidade (TRC) [para centros eletroprodutores com menos de 1 MW, está previsto, no caso das UPP o procedimento estabelecido no Artigo 27.º-B do DL 172/2006, na sua atual redação, e no Despacho DGEG n.º 6/2020, de 17 de fevereiro, e no caso das UPAC no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, e no Despacho da DGEG n.º 46/2019, de 30 de dezembro].

Neste contexto, 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:

- ✓ 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, nº 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[47], tanto em MAT como em AT[48].

[47] Em janeiro de 2021 a central a carvão de Sines cessou definitivamente a sua atividade. Não obstante, encontra-se reservado um montante de 800MW ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006, destinado à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa. Um valor de capacidade entre estes 800 MW e os cerca de 1200 MW da anterior central poderá ficar disponível para novos centros eletroprodutores, dependendo da tecnologia de produção e de decisão do Concedente sobre esta matéria.

[48] Contudo, tal facto não é impeditivo que sejam ligados na RND centros eletroprodutores de muito pequena dimensão (potência inferior a 30 kW) tal como se encontra consagrado no Decreto-Lei n.º 162/2019, criando-se condições para o aproveitamento local de energias renováveis em contexto de autoconsumo.

6.7.4. Capacidades de receção para o médio/longo prazo

Com a atual infraestrutura da rede de transporte e considerando também os projetos de reforço já aprovados[49] mas que ainda não se encontram em serviço, verifica-se não existir capacidade de receção suficiente para a integração de novos centros eletroprodutores por forma a atingir a meta de produção renovável eólica definida no RMSA-E 2020 e PNEC 2030 (subcapítulo 3.6).

Tendo em consideração a localização do recurso renovável eólico (em grande parte estimada com base na atual distribuição territorial desta fonte de energia), apresenta-se no Quadro 6-23 os projetos deste Plano (descritos em detalhe no capítulo 4. e 5.) com impacto significativo ao nível dos valores das capacidades de receção de nova geração na RNT, bem como a estimativa de acréscimo de capacidade de receção.

QUADRO 6-23

Projetos de reforço na RNT com impacto nas capacidades de receção para nova geração

Projetos de reforço na RNT	Estimativa de acréscimo de capacidade de receção [MVA]
Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho (PR2107)	300
Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída - Fase 2 (PR2112)	1700 *
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 (PR1907)	50
Ligação a 220 kV V. P. Aguiar - Carrapatelo (PR0913)	400 **
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Lagoaça (PR1207)	400 **
Linha a 400 kV Pedralva - Sobrado (PR0911)	100 ***

* O projeto "Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção na RND com potência atribuída - Fase 2", enquadrado no conjunto dos Projetos Base, tem como objetivo criar capacidade de rede para acolher cerca de 1500 MVA de UPP e UPAC, aos quais já foi dado parecer favorável ao abrigo dos despachos da DGEG n.º 41/2019, n.º 43/2019 e n.º 46/2019. Por esta razão, apenas deve ser considerado um acréscimo de capacidade de cerca de 200 MVA para futuros centros eletroprodutores.

** Tendo em conta que os projetos "Reforço da RNT a 400 kV na zona do Minho", "Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo" e "Ligação a 400 kV Ribeira de Pena – Lagoaça" visam mitigar restrições de rede existentes na região norte do país, o valor de acréscimo de capacidade referido concentra-se nesta região.

*** Em conjunto com o PR2107, representa um incremento na casa dos 400 MVA no valor da capacidade de receção na região norte do Minho.

Na generalidade dos casos, os acréscimos de capacidade identificados situam-se essencialmente nos níveis de tensão de MAT. A disponibilização de parte dessas potências no nível de AT das subestações locais da RNT carece de análise adicional a realizar caso a caso, tendo em conta a capacidade de transformação MAT/AT. Refira-se que nos casos em que havendo capacidade de receção no nível MAT mas que seja reduzida, ou até mesmo nula, a capacidade no barramento de AT das subestações da RNT, tal se deve a um excedente significativo da produção face ao consumo das referidas subestações. Nestes casos, não sendo necessário reforçar a capacidade de transformação MAT/AT por questões de alimentação do consumo, a capacidade de receção na AT ficará limitada, podendo esta restrição vir a ser ultrapassada caso o Concedente venha a decidir no

[49] No conjunto de "projetos de reforço já aprovados" consideram-se os reforços de rede aprovados em anteriores edições de PDIRT e os identificados no âmbito dos "Acordos" [ao abrigo da alínea b) do n. 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019].

sentido do reforço da capacidade de transformação MAT/AT para efeitos de receção de nova produção em AT.

Em relação ao incremento dos centros eletroprodutores eólicos, 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[50] 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.

Conforme já referido, mais uma vez se salienta que os valores estimados para as capacidades de receção de nova geração são fortemente dependentes da evolução do sistema eletroprodutor português e espanhol. Dada a forte interligação entre ambos as redes de transporte, alterações/desequilíbrios em qualquer um dos sistemas terá um forte impacto nos fluxos de energia da rede vizinha, cujo grau de incerteza é tanto maior quanto mais longínquo o horizonte em análise.

Acompanhando a evolução efetiva dos prossupostos para a apresentação da estimativa das capacidades de receção, terá de ser efetuada uma reanálise às condições previsionais de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede, caso se perspetive que venham a ocorrer alterações significativas dos fluxos energéticos na RNT quer, mais concretamente, nos eixos de interligação com a rede de Espanha. Deste modo, sendo o grau de incerteza associado ao acréscimo de capacidade de receção para os projetos previstos para a segunda metade do segundo quinquénio muito superior ao inerente aos projetos previstos para o primeiro quinquénio, o efetivo acréscimo das capacidades de receção associado aos projetos previstos para o final do período desta proposta de PDIRT deve ser reavaliado em próximas edições do PDIRT.

[50] No conjunto de "projetos de reforço já aprovados" consideram-se os reforços de rede aprovados em anteriores edições de PDIRT e os identificados no âmbito dos "Acordos" [ao abrigo da alínea b) do n. 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019].

6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6.8.1. Enquadramento

A energia elétrica, enquanto bem essencial nas sociedades modernas, está sujeita a obrigações de serviço público, nomeadamente no que respeita à qualidade do seu abastecimento e à sua disponibilização em termos adequados às necessidades dos consumidores.

A qualidade do serviço prestado no âmbito do transporte de energia elétrica é uma preocupação das várias entidades atuantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN). É tradução desta preocupação, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) que foi revisto no ano de 2017 (publicado em Diário da Republica, 2ª série de 20 de dezembro), tendo entrado em vigor a 1 de janeiro de 2018, e que estabelece padrões, quer de natureza técnica, quer comercial, a que deve obedecer o serviço prestado, pelas diversas entidades do SEN.

O RQS define que a REN, na sua qualidade de operador da rede de transporte de energia elétrica no território do continente, deve fazer um acompanhamento exaustivo dos padrões de qualidade de serviço, nomeadamente através da publicação anual de um relatório sobre a qualidade de serviço prestada pela empresa. A informação neste relatório pretende contribuir para uma melhor compreensão de alguns aspetos correlacionados com a qualidade de serviço da rede de transporte de energia elétrica.

A RNT tem vindo a apresentar níveis de qualidade de serviço com uma progressiva e sustentada melhoria de desempenho.

O ORT tem orientado a sua ação para a consolidação dos indicadores de qualidade de serviço e de desempenho já alcançados, assegurando o posicionamento da empresa entre as principais congéneres em estudos internacionais de benchmarking de operadores de redes de transporte.

6.8.2. Indicadores de qualidade de serviço - Projetos Base

Tendo presente a relevância socioeconómica da segurança e continuidade do abastecimento de energia elétrica com características técnicas adequadas, a qualidade de serviço foi identificada como um dos objetivos do Plano.

Nesta secção são apresentados os resultados dos indicadores de qualidade de serviço, que resultam da execução dos Projetos Base do PDIRT, de forma a evidenciar os benefícios que este aporta para a continuidade e segurança do abastecimento.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Os Quadro 6-24 a Quadro 6-26 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos à remodelação de linhas, subestações e sistemas.

QUADRO 6-24

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos - Linhas

Bloco de projetos	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (1-10)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*
LBC.ZR2 (remodelação)	153	+ +	5	4
LCR.BC (remodelação)	153	+ +	5	4
Adequação de Linhas às Alterações Climáticas	[297 - 435]	+ +	10	5

QUADRO 6-25

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos – Subestações

Bloco de projetos incluídos na Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos								
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW|M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW|M€)		Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)*
Carrapatelo	-	-	-	-	3 415	442	-	+++	6
Carregado	155	0,91	62	0,37	3 762	423	0,03	+++	6
Custóias	-	-	-	-	1 669	189	-	+++	6
Palmela	-	-	-	-	8 179	-	0,04	+++	6
Pereiros	219	1,29	67	0,39	3 750	541	0,05	+++	7
Recarei	-	-	-	-	13 060	1 012	-	+++	6
Rio Maior	160	0,94	19	0,11	6 606	228	0,04	+++	6
Vila Pouca Aguiar	44	0,26	0	0,00	1 632	340	0,04	+++	6
Alcochete	-	-	-	-	2 772	15	-	++	-
Setúbal	-	-	-	-	723	238	-	++	-
Porto Alto	-	-	-	-	428	35	-	++	-

QUADRO 6-26

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos – Sistemas

Bloco de projetos incluídos na Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos								
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW|M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW|M€)		Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10)*
Castelo Branco	56	0,33	26	0,15	2 304	266	481	+++	5
Caniçada	-	-	-	-	1 955	173	0	+++	4
Custóias	182	1,07	25	0,15	1 669	189	422	+++	3
Portimão	117	0,69	31	0,18	3 920	185	496	+++	4
Recarei	169	1,00	28	0,17	13 060	1 012	673	+++	5
Sete Rios	206	1,22	90	0,53	1 221	9	1 245	+++	6
Vila Pouca Aguiar	44	0,26	0	0,00	1 632	340	168	+++	5

COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

O Quadro 6-27 e o Quadro 6-28 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos aos projetos base na sua componente de "Compromissos com o ORD e segurança de alimentação". Nestes quadros destaca-se o indicador "Cavas de tensão: redução da profundidade" que apresenta a melhoria, nos barramentos de 60 kV, nas cavas de tensão perante curto–circuitos na rede de distribuição, após os reforços de transformação englobados em cada bloco.

QUADRO 6-27

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2026

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação					
	Aumento do ICP (%)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | ENF (M€/ano)*		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
Ligação à RND, na região do Minho	-	-	888	0,33		-
Ligação à RND, na região do Alentejo	-	11	1 062	0,40		-

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

QUADRO 6-28

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2031

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação						
	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | ENF (M€/ano)*		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
Ligação à RND, na região do Minho	-	0	0	947	0,35		-
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	-	0	0	260	0,20		-
Ligação à RND, na zona Centro	-	0	0	586	0,39		-
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	-	0	0	687	0,37		-
Ligação à RND, na região do Alentejo	-	0	11	896	0,34		-

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

6.9. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO

A previsão dos níveis de correntes de defeito e a verificação da sua compatibilidade com os valores máximos assumidos para efeitos de planeamento e de dimensionamento dos equipamentos são elementos importantes de qualquer plano de evolução de uma rede de transporte, não só para a REN, enquanto concessionária da RNT, mas também para os outros agentes do Sistema Elétrico Nacional que possuem instalações ligadas à RNT.

Importa garantir que não sejam ultrapassados os valores máximos das correntes de defeito admissíveis pelos equipamentos, em particular dos que estão atualmente em serviço, tendo em conta a expansão prevista dos meios de produção e os reforços da RNT.

Para continuar a assegurar a sintonia entre o dimensionamento dos equipamentos da rede e a evolução das correntes de defeito, é importante acompanhar a evolução estrutural da rede com análises às correntes de defeito, tendo em vista verificar em que medida poderão ser ultrapassados os níveis máximos de dimensionamento dessas instalações e, nesses casos, equacionar as medidas corretivas julgadas necessárias.

Atualmente é igualmente importante acompanhar também a evolução dos níveis mínimos de corrente de defeito, pois existem cada vez mais cenários de produção em que o parque eletroprodutor que é constituído na sua maioria por geração não convencional, ou seja, por tecnologia ligada à rede através de eletrónica de potência que, por natureza, o seu contributo para as correntes de defeito apresenta valores muito inferiores aos de geradores síncronos de potência equivalente, podendo conduzir assim a um aumento da profundidade das cavas de tensão, potenciando comportamentos incorretos de sistemas de proteção problemas de estabilidade de rede e/ou deterioração de níveis de qualidade de serviço técnica.

No Anexo 16 apresenta-se uma estimativa dos valores máximos e mínimos das correntes de defeito trifásico simétrico e monofásico (valor eficaz subtransitório) para os anos de 2022 e 2026, sendo igualmente apresentados os valores trifásicos máximos para o ano de 2031. No mesmo anexo são também apresentados os valores máximos e mínimos, previstos para 2022 e 2026, da relação X/R para a sequência direta nos barramentos MAT da RNT. Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo Projetos Base e Projetos Complementares, dado que, caso estes últimos venham a ser implementados, induzirão valores máximos de correntes de defeito superiores.

O valor máximo/mínimo em cada barramento e por ano é determinado a partir do valor máximo/mínimo da envolvente dos cenários de rede simulados relevantes de ponta, intermédio e vazio para cada ano, para dois regimes de hidraulicidade (húmido e seco), e para os períodos sazonais de inverno e verão, sendo retido o maior/menor valor determinado de entre eles. Estes cenários foram subdivididos em sub-cenários, de forma a ter em consideração a influência da produção renovável não hídrica.

Refira-se que, relativamente a situações de fechos de malhas entre injetores REN através das redes de 60 kV, foram consideradas as atuais ligações a 60 kV: Lavos – Pombal, Vermoim – Canelas e Vila Pouca de Aguiar - Valpaços – Macedo de Cavaleiros – Pocinho, encontrando-se também considerado no futuro o fecho de malha entre os pontos injetores de Pedralva e Vila fria.

CRITÉRIOS DE CORRENTES DE DEFEITO PARA EFEITOS DE DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS

De forma a uniformizar e sistematizar as regras de definição dos níveis de correntes de defeito nas instalações da RNT, foi desenvolvido um documento normativo designado por 'Regras de definição dos níveis de correntes de defeito para projeto de instalações da Rede Nacional de Transporte'. No Quadro 6-29 são apresentados os valores de correntes de defeito considerados para dimensionamento de instalações na RNT.

QUADRO 6-29

Correntes de defeito máximas para efeitos de dimensionamento de instalações

Níveis de tensão (kV)	400	220	150	60
Corrente de defeito máxima (kA)	40 ou 50	40 ou 50	31,5, 40 ou 50	31,5 ou 25*

* Para corrente de defeito fase-terra, quando existam saídas a cabo subterrâneo.

Plataforma de 400 kV

Como regra geral deverá ser assumido para o dimensionamento das novas instalações e ampliações/remodelações das instalações já existentes o valor de 50 kA. Como exceção a esta regra poderão estar instalações localizadas no interior do País, em zonas com menos geração e onde não se preveja um desenvolvimento significativo da RNT, em que a regra será de 40 kA.

Plataforma de 220 kV

Nas novas instalações sem autotransformação 400/220 kV (ou até um máximo de dimensionamento de duas unidades de autotransformação) deverá assumir-se, como regra geral, o valor de 40 kA, exceto nos casos em que se verifique um diferencial menor que 10 kA, entre o valor normativo de projeto da nova instalação (40 kA) e o valor máximo de corrente de defeito estimado no 'Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte' (PDIRT) em vigor, em que se deverá passar a assumir 50 kA. Para as novas instalações de articulação 400/220 kV com três unidades de autotransformação, deverá continuar a ser assumido o valor de 50 kA.

Para as futuras remodelações e ampliações a executar em instalações já existentes deverá ser adotado como regra geral o valor de 40 kA, exceto nas instalações com, ou em vias de evolução para, autotransformação com três unidades de 400/220 kV e nas instalações com valor máximo de

corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente superior a 31,5 kA, em que se deverá passar a assumir o valor de 50 kA.

Plataforma de 150 kV

Para as novas instalações de 150 kV deverá ser assumido o valor de 40 kA como regra geral, exceto nos casos em que se verifique um diferencial menor que 10 kA entre o valor normativo de projeto da nova instalação (40 kA) e o valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente, em que se deverá passar a assumir 50 kA. As instalações de articulação 400/150 kV com três unidades de autotransformação e próximas de zonas de maior concentração de produção, deverão continuar a ser dimensionadas para o valor de 50 kA.

Para as futuras remodelações e ampliações a executar em instalações já existentes deverá ser adotado como regra geral o valor de 40 kA, exceto nas instalações com, ou em vias de evolução para, três unidades de autotransformação 400/150 kV e próximas de zonas de maior concentração de produção, e nas instalações com valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente superior a 31,5 kA, em que se deverá passar a considerar o valor de 50 kA.

Como exceção às regras definidas no parágrafo anterior, encontram-se algumas instalações existentes na zona sul da RNT, em que os valores de corrente de defeito são reduzidos e com um crescimento previsto inferior ao valor máximo de corrente de defeito especificado para a instalação. Deste modo, em futuras remodelações e ampliações a realizar nas instalações de Monte da Pedra, Ermidas do Sado, Sabóia, Tunes e Estoi, deverá continuar a ser adotado o valor de 31,5 kA, enquanto nas instalações de Tavira e Portimão deverá ser mantido o atual valor de 40 kA.

Plataforma de 132 kV

Caso venham a ocorrer evoluções nesta plataforma, serão definidos os valores de corrente de defeito a praticar no dimensionamento dos equipamentos abrangidos por essas alterações na rede de 132 kV.

Plataforma de 60 kV

Como regra geral deverá continuar-se a assumir o valor de 31,5 kA como valor limite para as correntes de defeito trifásico e monofásico, exceto em instalações onde haja saídas com novos cabos subterrâneos da Rede Nacional de Distribuição ou de outra Entidade, onde o valor da corrente de defeito monofásico deverá ser limitado a 25 kA.

Para as instalações em que se encontrem ligados, ou na sua proximidade elétrica, cabos subterrâneos com bainha dimensionada para correntes de curto-circuito máximas de 11 kA (durante 600 ms) será necessário continuar a assumir medidas corretivas, através da instalação de reatâncias de neutro nos transformadores de potência, até esses cabos serem substituídos ou eliminados da rede, tendo o cuidado de continuar a garantir um fator de defeito à terra máximo de 1.4, correspondente a uma rede com neutro efetivamente ligado à terra.

Como é evidente, a REN continuará a ter em conta as características de dimensionamento das instalações existentes da sua rede perante a evolução das correntes de defeito e tomará as

medidas necessárias para garantir a compatibilidade das mesmas, o que pode exigir, entre outras, obras de adaptação das próprias instalações, nos casos em que de todo isso se torne necessário.

MEDIDAS DE CONTROLO DAS CORRENTES DE DEFEITO

As medidas estruturais da gestão dos níveis da corrente de defeito estão ligadas a um conjunto de opções quanto à topologia da rede e dimensionamento de reatâncias de transformadores e autotransformadores.

Não interessando, num documento como o PDIRT, desenvolver mais esta temática, indicam-se apenas as ações pontuais corretivas de controlo que têm sido necessárias levar a cabo num número pouco significativo de casos.

O ORT tem prosseguido com a análise e a concretização de soluções de controlo das correntes de defeito em alguns pontos da RNT em que no passado se detetaram ou tinham sido previstos valores para além dos limites fixados, tal como referido em anteriores edições do PDIRT.

Desde 2011, para controlo das correntes de defeito assimétrico ao nível do 60 kV, foram efetivamente instaladas na RNT novas reatâncias de neutro nos 60 kV dos transformadores das subestações de Setúbal, Carriche, Lavos, Zambujal, Prelada, Ermesinde, Vila Pouca de Aguiar e Rio Maior. Em 2019, concluiu-se a instalação de novas reatâncias de fase nos 60 kV dos transformadores da subestação de Lavos, com o objetivo de limitar a corrente de defeito trifásica simétrica nos 60 kV desta subestação.

CORRENTES DE DEFEITO NA RNT

A Figura 6-17 apresenta a distribuição das correntes de defeito trifásico máximas estimadas para cada nível de tensão ao longo do período de 2022 a 2031.

Salienta-se que os gráficos apresentados através da Figura 6-17 englobam todas as instalações onde foram calculadas as correntes de defeito, e não apenas os barramentos da RNT.

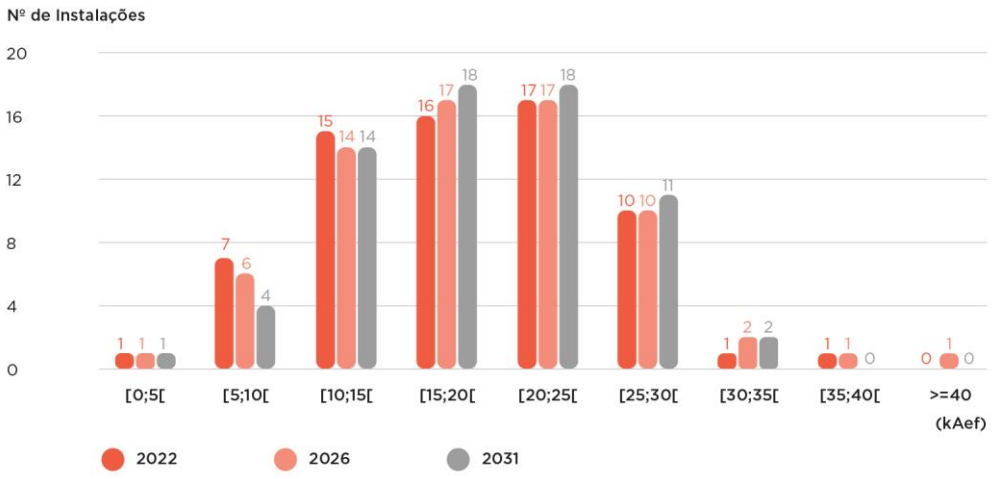
FIGURA 6-17

Classes de correntes máximas de defeito trifásico por nível de tensão estimadas para 2022, 2026 e 2031

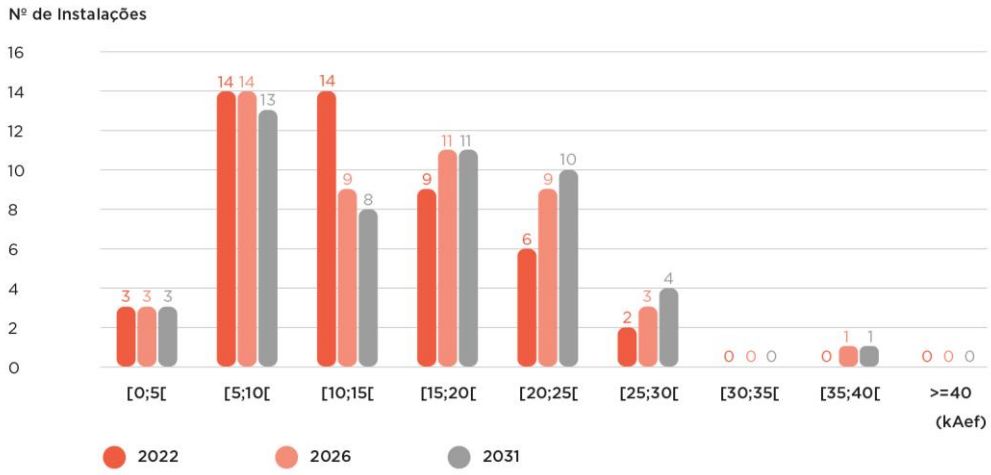
Instalações de 400 kV



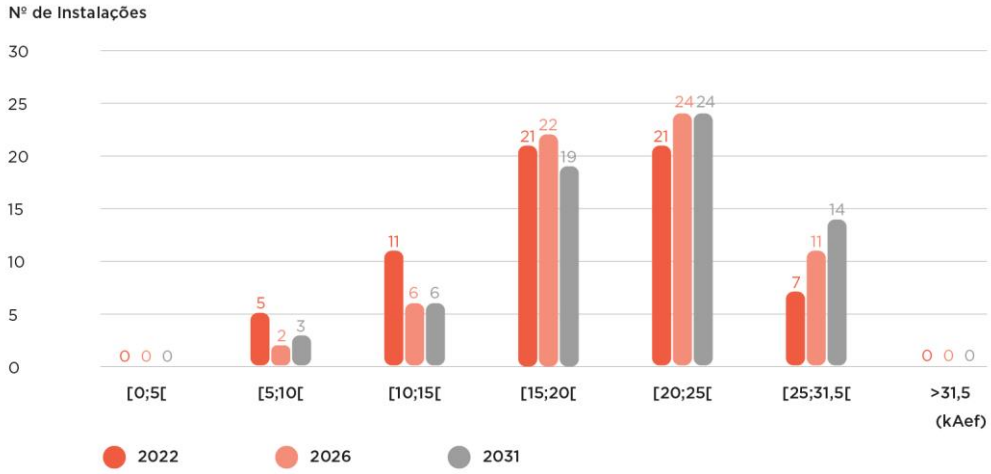
Instalações de 220 kV



Instalações de 150 kV



Instalações de 60 kV



Ao nível dos 400 kV, verifica-se que, exceto num número reduzido de instalações, os valores mais elevados de corrente de defeito encontram-se abaixo dos valores limite de 40 e 50 kA especificados no projeto destas instalações. Ao longo do período de 2022 a 2031 as instalações que poderão apresentar valores mais elevados, entre 35 e 39 kA, são as subestações de Arouca, Lagoaça, Pedralva e Recarei.

A lista previsional de correntes de defeito nos barramentos de 220 kV não apresenta riscos de ultrapassagens de limites. No entanto, com base em alguns cenários de rede estudados, prevê-se um valor de corrente de defeito muito próximo dos 40 kA na subestação de Recarei. Uma das medidas já tomadas, como se encontra previsto no documento normativo com os critérios de correntes de defeito para efeitos de dimensionamento, é ir fazendo acompanhar as remodelações dos seus equipamentos considerando o valor de 50 kA, de forma a acomodar este aumento previsto das correntes de defeito trifásico e assimétrico.

A nível das correntes de defeito nos 150 kV, verifica-se que os valores apresentados se encontram dentro dos limites para as quais as instalações foram inicialmente projetadas, ou têm vindo a ser progressivamente redimensionadas, para fazer face aos valores de corrente de defeito na rede. Destaca-se apenas a subestação de Pedralva com o valor mais elevado de corrente de defeito na ordem dos 36 kA aquando da ligação a 150 kV desta instalação a Ponte de Lima.

Ao nível dos 60 kV, de um modo geral todas as instalações encontram-se adequadas aos valores de corrente de defeito trifásico máximas calculadas ao longo do período de 2022 a 2031, uma vez que estes valores se encontram abaixo do valor de 31,5 kA considerado ao nível do projeto destas instalações. No entanto, deverão ser equacionadas medidas de controlo das correntes de defeito assimétrico nas subestações de Bodiosa e Alqueva, com a entrada em serviço do seu terceiro transformador, e também na subestação de Fanhões, esta no curto-prazo. Essas medidas deverão passar pela instalação de reactâncias de neutro nos transformadores de potência dessas instalações.

Conclusão

O acompanhamento da evolução estrutural da rede, com as correspondentes análises das correntes de defeito em diferentes cenários de funcionamento da rede, permitiu constatar que ao longo do período de 2022 a 2031, num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo para além dos Projetos Base também os Projetos Complementares, nos níveis de 400, 220 e 150 kV as instalações existentes, remodeladas/ampliadas, e aquelas que se prevê entrarem proximamente em serviço, encontram-se adequadamente dimensionadas para as correntes de defeito estimadas para este período.

No entanto, ao nível dos 60 kV será necessário tomar medidas de controlo das correntes de defeito assimétrico em algumas nas subestações, nomeadamente: Fanhões, Bodiosa e Alqueva.

6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA

6.10.1. Evolução da procura

De forma a estimar o impacto que uma eventual alteração nas taxas locais de crescimento de consumos previstas possa ter nas necessidades de investimento na fronteira Transporte-Distribuição, foi realizada uma análise de sensibilidade àquela taxa, considerando um valor de crescimento nulo após 2021, isto é, assumindo a estagnação do consumo com referência a 2021. De referir que esta análise foca-se apenas sobre o impacto que essa eventual estagnação do consumo possa ter ao nível dos Projetos Base.

Uma vez que os prazos de concretização de projetos desta natureza podem levar em média cerca de 2 a 3 anos, desde que se tome a decisão de realização até à sua entrada em exploração, a concretização de projetos previstos no horizonte 2022-2024 assume um carácter determinante para garantir o cumprimento dos compromissos já assumidos com o ORD, pelo que o seu adiamento não foi considerado nesta análise de sensibilidade.

No que diz respeito aos novos transformadores a instalar na rede que tenham como objetivo a substituição de outros que será necessário vir a desclassificar por obsolescência, considera-se nesta sensibilidade que os mesmos virão a ser adquiridos independentemente da evolução dos consumos, na medida em que a razão da sua necessidade não advém do crescimento dos consumos, mas sim das condições de operacionalidade das unidades existentes.

Para o período de 2025 a 2031, e de acordo com o Quadro 4-11, excluindo as substituições de unidades existentes em final de vida útil, não se encontra prevista qualquer necessidade de novos transformadores.

Neste contexto, um cenário com uma taxa de crescimento do consumo muito reduzida ou mesmo de estagnação, em relação ao considerado nesta proposta de Plano

não terá, no período de abrangência deste exercício, impacto ao nível das necessidades de investimento previstas pelo ORT em novos Pontos de Entrega à RND ou de reforço da capacidade de transformação instalada.

Na eventualidade de uma taxa de crescimento dos consumos superior à de 1,5 % considerada neste Plano (p.ex., da ordem de 1,8%, cf. cenário Ambição / evolução Superior / Teste de Stress), até ao horizonte 2025/2026 não se identifica a necessidade de proceder a um reforço adicional da capacidade de transformação MAT/AT. Para além deste horizonte, existe tempo e oportunidade para adaptar a capacidade de alimentação à RND em próxima edição do PDIRT, caso essa necessidade se verifique.

6.10.2. Evolução da oferta

No cenário Ambição do RMSA-E 2020 (Anexo 2) está considerado a desclassificação da atual central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (990 MW), em 2029.

Tomando como base de partida a configuração de rede prevista neste Plano para final de 2031, incluindo os projetos apreciados em anteriores Planos cujo ponto de situação da sua realização se apresenta no Anexo 4 deste Plano, bem assim os que irão ser concretizados em resultado dos Acordos com promotores[51], não se mostra necessário qualquer reforço de rede por forma a manter a segurança e a fiabilidade da operação da RNT.

No âmbito da produção renovável de origem solar e eólica, encontram-se previstos estudos adicionais de identificação de novas necessidades de rede, tendo em consideração a previsão de outros dados relativamente às intenções de promotores quanto à possibilidade de instalação de novos centros eletroprodutores para além dos considerados nesta proposta de PDIRT.

No que diz respeito a eventuais novos centros eletroprodutores com ligação à RND para além dos considerados nesta proposta de PDIRT, para além de reforços estruturantes da rede malhada da RNT, poderá vir a ser necessário reforçar a capacidade de transformação MAT/AT em algumas subestações como consequência do significativo excesso de geração local na RND face ao respetivo consumo.

[51] Ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 5.º-A do DL 76/2019.

6.11. SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA

6.11.1. Princípios Gerais

O SEN deve encontrar-se dimensionado para ter um comportamento estável, garantindo a manutenção da ligação à rede dos geradores perante o conjunto de grandes perturbações de acontecimento mais provável (estabilidade transitória) e, ainda, apresentar um adequado amortecimento das oscilações subsequentes a pequenas perturbações (estabilidade estática).

Para assegurar um comportamento seguro e estável dos grupos geradores convencionais o ORT tem especificado, numa ótica de otimização custo-benefício, os requisitos técnicos que os novos grupos devem ter do ponto de vista da sua interação com a rede e operação desta, em conformidade com o Regulamento da Rede de Transporte em vigor, tendo por isso especificado, por exemplo, os requisitos técnicos para as futuras centrais hídricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega que constituirão a "cascata" do Tâmega, e mais recentemente, tem especificado os requisitos técnicos para os geradores de diferentes tecnologias tendo em conta o Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede (RfG) e a Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, que define os requisitos não exaustivos a aplicar nos módulos geradores a ligar à RESP especificamente em Portugal.

O ORT tem também como prática a realização de estudos de estabilidade, não apenas a nível do SEN mas também a nível Ibérico, em articulação com a sua congénere espanhola, em particular para prever as consequências de perturbações de maior relevância e de probabilidade de ocorrência relevante, quer a nível de planeamento com a entrada de grandes centros eletroprodutores ou de novas interligações, quer ainda a nível da análise de configurações particulares de exploração previsional ou no âmbito da análise de incidentes, incluindo incidentes com repercussões a nível Europeu. Os estudos de estabilidade efetuados permitem avaliar a capacidade do sistema elétrico de regressar a um estado de funcionamento normal, após ter sido sujeito a uma perturbação, sem causar efeitos inaceitáveis nas variáveis elétricas do sistema.

Em 2019/2020, foi realizado um estudo de estabilidade estática que teve como objetivo a avaliação e revisão do ajuste dos parâmetros dos estabilizadores de potência (PSS – Power System Stabilizers)[52] de centrais elétricas portuguesas que possuam essa função instalada. Este estudo, coordenado com a Red Eléctrica de España (REE), foi realizado na sequência da verificação de perturbações europeias que salientaram a existência de novos problemas de estabilidade estática com a Europa Continental, envolvendo em particular centros produtores síncronos clássicos da Península Ibérica, os quais estiveram envolvidos em oscilações de potência mal amortecidas com a Europa Continental.

[52] O Estabilizador de Potência (PSS) é um dispositivo que atua no controlador automático de tensão dos geradores síncronos com o intuito de amortecer oscilações de potência no sistema elétrico interligado.

Em 2020, foi igualmente iniciada a colaboração para a elaboração a curto prazo de um estudo de estabilidade a nível Ibérico em conjunto com o Operador da Rede de Transporte Espanhol (REE), tendo sido já acordado entre Operadores os Termos de Referência e a metodologia do estudo, com o intuito de avaliar as condições de estabilidade da rede ibérica num horizonte de médio/longo prazo, com uma elevada penetração de novas tecnologias de energias renováveis ligadas à rede através de eletrónica de potência e armazenamento com baterias, e ainda com um acentuado decréscimo de geração síncrona no sistema elétrico Ibérico.

Os defeitos elétricos que são simulados nos estudos de estabilidade, e para os quais o sistema elétrico se deve manter estável sem saída de serviço de elementos de rede, à exceção daqueles que são desligados para isolamento do defeito, encontram-se explicitados no ponto 9.3.1 do Capítulo 9 do Regulamento da Rede de Transporte (RRT) "Padrões de segurança para planeamento da RNT".

Existem, no entanto, perturbações mais severas, mas de acontecimento menos provável, que são também analisadas com o objetivo da caracterização do seu efeito no funcionamento da rede e da tomada de medidas para minimização da sua probabilidade de ocorrência e impacto. Essas perturbações encontram-se associadas a funcionamentos dos sistemas de proteção da RNT, por atuação da proteção de falha de disjuntor ou por falha de teleproteção, que conduzem a tempos de eliminação superiores aos especificados no ponto 9.3.1 do Capítulo 9 do RRT, e que se encontram explicitados no ponto 9.3.3 do mesmo capítulo.

6.11.2. Novos desafios para a segurança e estabilidade do sistema elétrico

A progressiva descarbonização do sistema elétrico europeu e nacional e a transição energética dependem de uma crescente penetração de fontes de energia renovável substituindo o uso de combustíveis fósseis. Como consequência, os geradores síncronos convencionais térmicos encontram-se gradualmente a ser substituídos por geração baseada em fontes de energia renovável, em particular solar, sendo uma parte significativa ligada à rede através de eletrónica de potência. A flexibilidade que é proporcionada inerentemente pela geração síncrona convencional, como a reserva primária e regulação automática de frequência, o controlo automático de tensão, a inércia e ainda a contribuição para as correntes de curto-circuito e profundidade das cavas de tensão, poderá no futuro ser muito menor, à medida que aumenta a capacidade instalada de geração baseada em fontes de energia renovável que intrinsecamente pode não providenciar essa flexibilidade. Este é um dos desafios que deve ser cuidadosamente analisado, para evitar no futuro problemas de estabilidade no sistema elétrico europeu e nacional.

Em Portugal continental, em particular tendo em conta as novas formas de acesso à RESP que o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, veio estimular e permitir, em particular ao abrigo das alíneas a), b) e c) do n.º 2 do Artigo 5.º-A, verificou-se desde esta data um aumento substancial da potência solicitada e atribuída em geração renovável, em particular com uma forte penetração da geração a partir da energia solar. Alguma dessa geração fotovoltaica incluirá nos seus projetos fontes de armazenamento por baterias e/ou "hibridização" com geração eólica

6.11.3. Exigências regulamentares

A segurança e estabilidade do sistema elétrico depende, em parte, das capacidades técnicas dos geradores a ele ligados. Dessa forma, tendo em conta a necessidade de garantir a segurança do sistema elétrico foi publicado pela Comissão Europeia (CE) o Regulamento (EU) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede - *Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators (RfG)*, o qual incorpora esta preocupação a nível europeu.

Este regulamento estabelece, entre outros aspetos, requisitos técnicos para a ligação de geradores dependendo da dimensão/significância dos mesmos (potência instalada – definida pelo Despacho DGEG n.º 7/2018), garantindo que estes tenham um desempenho adequado, essencial para o correto funcionamento de todo o sistema elétrico interligado. Esses requisitos exigidos aos geradores englobam, em particular, funcionalidades de controlo de frequência e tensão, requisitos de robustez face a defeitos na rede e funcionalidades para gestão do sistema.

Em consequência, estão finalizadas as contribuições por parte do ORT, na medida das suas responsabilidades, para o estabelecimento dos requisitos não exaustivos do código, os quais foram publicados pela entidade competente através da Portaria n.º 73/2020, finalizando a implementação nacional deste regulamento.

Outra componente onde estão igualmente previstas contribuições contínuas por parte do ORT, são os novos procedimentos de ligação à rede estabelecidos no referido regulamento, que incluem um "licenciamento" do ponto de vista da segurança da rede, incluindo um procedimento de comunicação operacional e de verificação de conformidade. A operacionalização e concretização da verificação de conformidade da ligação dos geradores com os requisitos técnicos é de primordial importância para garantia da segurança do SEN.

Enquanto o Regulamento (EU) 2016/631 não se encontrava totalmente implementado em Portugal, foi publicado um despacho do Diretor-Geral de Energia e Geologia, em Diário da República, com requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público de centrais fotovoltaicas e centrais fotovoltaicas de concentração. A publicação deste despacho com requisitos técnicos permitiu garantir que as centrais fotovoltaicas que não se encontravam abrangidas pelo Regulamento (EU) 2016/631, e às quais foi atribuída licença de produção após a publicação do Despacho em fevereiro de 2018, contribuíssem igualmente de forma adequada para a segurança e estabilidade do sistema elétrico.

Durante o ano de 2018, foi implementado pela REN um projeto que permitiu desenvolver e melhorar modelos de simulação em regime dinâmico de geradores de diversas tecnologias, armazenamento, cargas e linhas HVDC, abrangendo os requisitos técnicos exigíveis pelos novos códigos europeus de ligação, de forma a poder simular adequadamente o Sistema Elétrico Nacional presente e futuro. Este projeto vem possibilitar que a REN, enquanto responsável pela segurança e estabilidade do SEN, continue a contribuir para que os grandes desafios técnicos que a transição energética veio trazer, devido ao facto de as novas tecnologias de produção renovável não terem as mesmas capacidades técnicas da geração clássica, sejam ultrapassados com sucesso, antecipando e propondo a implementação de novas medidas técnicas.

Em suma, crê-se que nos próximos anos a simulação dinâmica da rede portuguesa interligada com a rede europeia, tendo em atenção o mercado europeu de eletricidade, a segurança de

abastecimento e o cumprimento das metas de integração de energias renováveis, assuma um papel cada vez mais central na validação do funcionamento futuro dos cenários de desenvolvimento da rede, bem como na antecipação das necessidades técnicas do lado do parque produtor, para o correto funcionamento do sistema elétrico.

6.12. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

O PDIRT encontra-se sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/07 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, uma vez que se enquadra na alínea a) do artigo 3º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AAE é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AAE, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às entidades com responsabilidade ambiental específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

A metodologia adotada nesta AAE reflete as mais recentes orientações metodológicas constantes das Diretrizes da Agência Portuguesa do Ambiente (Partidário, 2012), recomendações da União Europeia e das Nações Unidas sobre AAE e o indicado na legislação em vigor.

A AAE tem como propósito primordial, *identificar, descrever e avaliar*, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas e criar condições para que o novo plano integre, a partir de um momento inicial, preocupações biofísicas, sociais e económicas.

A presente proposta de plano insere-se num contexto estratégico e legal decorrente da aprovação de novos instrumentos legais ligados ao setor energético, à definição e implementação de políticas tendentes à neutralidade carbónica e a uma maior integração de Fontes de Energia Renovável (FER) no Sistema Elétrico Nacional (SEN) e à consequente necessidade de dotar a RNT de condições adequadas para responder às inerentes solicitações, sem prejuízo da manutenção da segurança de abastecimento, da qualidade de serviço e da sua fiabilidade e modernização.

Da conjugação destas solicitações e atendendo às estratégias de expansão da RNT, procurou-se identificar: os principais constrangimentos da RNT que terão de ser ultrapassados, de forma a que se consigam acolher os montantes de nova potência FER acima mencionados; e eventuais pontos da RNT, críticos para as novas ligações (linhas e subestações) a estabelecer, de forma a assegurar o transporte da nova energia FER entre as zonas onde é produzida, e excedentária face aos consumos locais, e aquelas onde é efetivamente consumida.

Considerando como princípios basilares do desenho da rede:

- ✓ a maximização da utilização da capacidade disponível na rede atual;
- ✓ a maximização da utilização da rede atual, nomeadamente através da utilização de segundos ternos disponíveis em linhas duplas já existentes, aumentando assim a capacidade de transporte;
- ✓ a criação de novas ligações que assegurem o transporte da energia com origem em FER desde os locais onde é produzida até aos locais de consumo;
- ✓ a criação de novas ligações que maximizem o aproveitamento de novos corredores que venham a ser constituídos e que possam também contribuir para a receção de geração futura, que venha a ser equacionada em próximas edições do PDIRT;

- ✓ a criação de novas instalações na RNT, para aumentar a possibilidade de ligação de novos reforços de rede e de nova produção, na estrutura malhada da rede, aumentando a segurança e eficiência do SEN.

definiram-se as ligações indispensáveis para os assegurar, que constituirão o objeto de avaliação.

Os 8 eixos estratégicos foram analisados, tendo por base os critérios de avaliação e indicadores definidos para cada um dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD): *Coesão Territorial e Social*, *Alterações Climáticas* e *Capital Natural e Patrimonial*.

O âmbito e o alcance da AAE foi objeto de consulta institucional, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho.

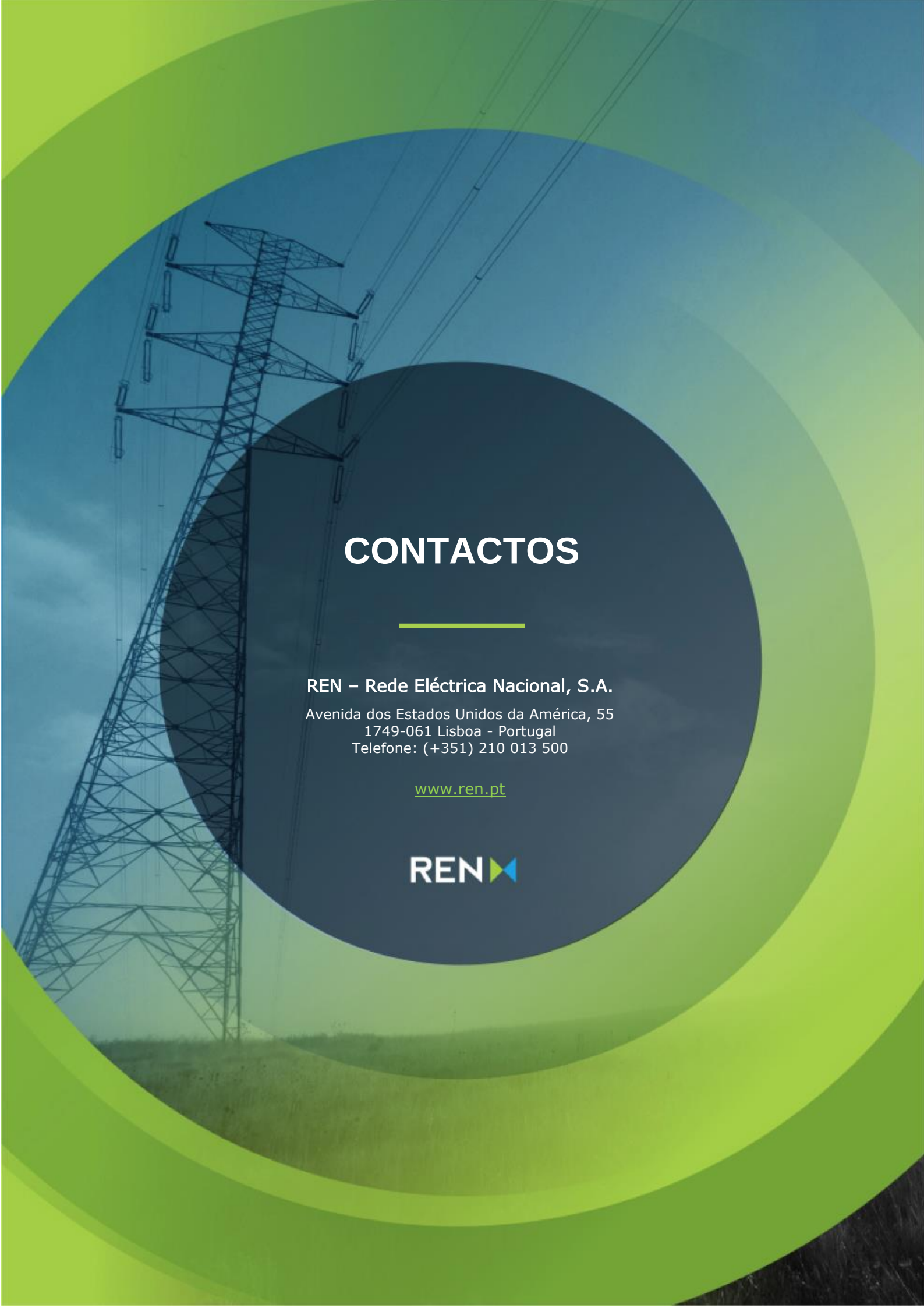
A definição dos FCD da AAE do PDIRT 2022-2031 teve em consideração de forma integrada:

- ✓ o objeto de avaliação, ou seja, as propostas do PDIRT;
- ✓ o Quadro de Referência Estratégico;
- ✓ as Questões Estratégicas associadas à estratégia de expansão do PDIRT;
- ✓ as Questões Ambientais e de Sustentabilidade suscitadas pelas estratégias de expansão;
- ✓ avaliações ambientais realizadas sobre anteriores edições do Plano.

Considerando os eixos estratégicos alvo da presente avaliação ambiental e os resultados obtidos para os diferentes Fatores Críticos para a Decisão, respetivos critérios e indicadores concluiu-se que a Estratégia Base de expansão da RNT 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 que incluirão os eixos estratégicos aqui avaliados.

Em relação ao *eixo G3 - Eixo litoral parte 2 (Rio Maior - Paraimo),* ao *eixo G4 - Eixo litoral parte 3 (Paraimo - Recarei)* e ao *eixo G8 - Eixo norte Lagoaça - Valpaços - Ribeira de Pena - Carrapatelo*, considera-se que, em futuros ciclos de planeamento ou em fases subsequentes, se deverá voltar a equacionar e avaliar as ligações neles 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.

Não deixa, contudo, de se relevar, 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 detalhada 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.



CONTACTOS

REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.

Avenida dos Estados Unidos da América, 55
1749-061 Lisboa - Portugal
Telefone: (+351) 210 013 500

www.ren.pt