PDIRT

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA REDE NACIONAL
DE TRANSPORTE

2025-34

Proposta Inicial
Dezembro 2024

SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

O presente documento constitui a proposta inicial do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) para o período 2025-2034, o "PDIRT 2025-2034" ou "Plano", de natureza de programa setorial, elaborado nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (DL 15/2022) e no Despacho n.º 9132/2024, publicado no Diário da República de 12 de agosto de 2024.

Na presente edição, o Plano incorpora, no aplicável, um conjunto de melhorias decorrentes dos pareceres da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), emitidos sobre a versão do PDIRT para o período 2022-2031, colocada em consulta pública pela ERSE, tendo ainda em consideração os comentários recebidos das diversas entidades e partes interessadas que se pronunciaram sobre o mesmo.

O presente Plano é alvo de uma Avaliação Ambiental Estratégica, apresentada através de volume separado ao presente corpo documental e faz parte integrante da proposta do PDIRT 2025-2034.

PLANO DECENAL DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA REDE DE TRANSPORTE

O PDIRT DEVE REVESTIR A NATUREZA DE PROGRAMA SETORIAL

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, nomeadamente as disposições ínsitas no DL 15/2022 que estipula que o Operador da Rede de Transporte (ORT) deve assegurar o planeamento da RNT e enviar à DGEG, e à ERSE a proposta de PDIRT para o período de 10 anos subsequentes.

A elaboração do PDIRT, com um horizonte decenal, deve ter em consideração, nomeadamente, as versões mais recentes da Caracterização da RNT e do 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 (UE) 2019/943, de 5 de junho, com as alterações introduzidas pelo Regulamento (CE) 2424/1747, de 13 de junho, 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 publicada mais recente do plano decenal à escala europeia (TYNDP 2022)[1].

A presente proposta de PDIRT para o período 2025-2034 integra, nos termos e para efeitos da sua natureza de programa setorial e de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), os seguintes projetos:

- Os projetos em exploração no final de 2023 e os previstos serem transferidos para exploração até ao final de 2024;
- Os projetos já decididos pelo Concedente no âmbito dos PDIRT anteriores ou de procedimentos de aprovação autónomos;
- Os projetos já decididos ou a decidir no âmbito da modalidade de atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) através de acordo entre o interessado e o operador da RESP a que se refere a alínea b) do n.º 2 do Art.º 18.º do DL 15/2022; e
- Os projetos, nos termos do Despacho n.º 9132/2024**,** da Rede Nacional de Transporte de eletricidade em Portugal continental a apreciar na presente sede perspetivados para o período 2025-2034.

PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO

A presente proposta de PDIRT para o período 2025-2034, mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das últimas edições de propostas de PDIRT, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua que, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e, no âmbito das consultas públicas, 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,

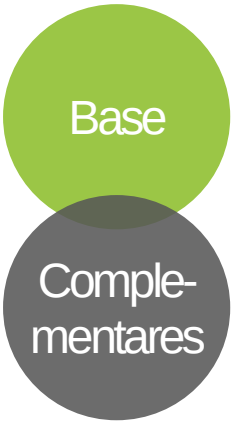
[1] https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-high-level-report-1

fiabilidade da rede, segurança de abastecimento e qualidade de serviço, enquanto valores imprescindíveis para o Sistema Elétrico Nacional (SEN).

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

- ✓ Manter a identificação de uma forma mais visível do conjunto de projetos constituído por aqueles que decorrem da iniciativa do ORT, os 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 socioambiental, 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 esta diferenciação;
- ✓ A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três a quatro 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, 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 os que decorrem de novas necessidades de investimento identificadas após a decisão sobre a

PROJETOS DE INICIATIVA DO OPERADOR DA RNT



PROJETOS MOBILIZADOS POR FATORES COM DECISÃO EXTERNA AO ORT, NOMEADAMENTE PARA CUMPRIMENTO DE ORIENTAÇÕES DE POLÍTICA ENERGÉTICA

proposta de PDIRT 2022-2031, 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, embora já anteriormente apresentados na proposta de PDIRT 2022-2031, mantêm operativa a sua justificação e oportunidade de apreciação, constituindo-se assim como atualização do PDIRT 2022-2031 (estes projetos complementam os apresentados nas edições anteriores e que mereceram aprovação nessa sede ou de forma superveniente pelo Concedente e que foram entretanto desencadeados, conforme 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 mais recente para o período 2024-2040, publicado pela DGEG em dezembro de 2023 (RMSA-E 2023), a que corresponde, no período deste PDIRT, de 2025 a 2034, uma taxa de crescimento médio anual de 0,2%, não incluindo a energia dedicada à produção de hidrogénio em circulação na RNT e de 6,0% incluindo essa energia, 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), revisto em 2024. 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, incluindo o transporte ferroviário de mercadorias e em alta velocidade, e do consumo industrial, em parte localizado na Zona Industrial e Logística de Sines (ZILS), nomeadamente para alimentação a centros de dados e produção de hidrogénio a partir de fontes de energia renovável;
- ✓ Evolução da oferta em linha com o cenário Ambição do RMSA-E 2023, 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 tempo 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 electroprodutores, para além do pressuposto base que considera a cessação da produção das duas centrais termoelétricas a carvão de Sines e do Pego, ambas já ocorridas, o cenário Ambição do RMSA-E 2023 considera a cessação da produção da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029;

RELATÓRIO DE MONITORIZAÇÃO DA SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO PARA O PERÍODO 2024-2040

RMSA 2023

PNEC 2030

PLANO NACIONAL ENERGIA E CLIMA 2030 (REVISÃO DE 2024)

- ✓ No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, no intervalo temporal abrangido por este Plano, o RMSA-E 2023 e o PNEC 2030 não referem a entrada em serviço de novas centrais hídricas, a menos o reforço de capacidade de bombagem em 300 MW;
- ✓ Informação associada aos conceitos e evolução verificada da Ponta síncrona de carga do SEN e da Ponta da RNT;
- ✓ Informação relativamente às reatâncias *shunt* instaladas na RNT para controlo dos perfis de tensão na rede, bem como sobre novos meios de gestão da operação da RNT, incluindo para controlo de frequência, em contexto de elevada penetração de energias renováveis;
- ✓ Informação relativa aos fluxos inversos verificados nas subestações da RNT na fronteira Transporte-Distribuição (fluxos da RND para a RNT);
- ✓ Informação relativa aos reforços da RNT necessários para acomodar a ligação de novos centros electroprodutores na modalidade de acordo entre o interessado e o operador de rede a que se refere a alínea b) do n.º 2 do Art.º 18.º do DL 15/2022;
- ✓ Informação das capacidades de rede para receção de nova geração por áreas e indicação, por subestação, dos valores de potência já atribuída e ainda não ligada;
- ✓ As alterações climáticas aportam em si diversas variáveis que podem afetar negativamente o desempenho das infraestruturas da RNT, pelo que 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 incidentes graves nas infraestruturas da RNT;
- ✓ É apresentada uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de novo 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, tendo por base 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];

[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.

- ✓ Estimativa do Impacto Tarifário considerando, quando aplicável, as comparticipações 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;
- ✓ A metodologia combinada multicritério/custo-benefício, desenvolvida pelo ORT em sintonia com as práticas internacionais (reconhecida pela Comissão Europeia e adotada pela ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante os processos de consulta pública das propostas dos PDIRT anteriores, é 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 2029 e 2034, e monetização de alguns dos atributos inscritos na análise multicritério/custo-benefício;
- ✓ 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, na análise multicritério/custo-benefício, com a inclusão, quando aplicável, do 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;
- ✓ Esta proposta de PDIRT, no âmbito do qual, para além dos projetos ora em apreciação para decisão pelo Concedente, são incluídos como parte integrantes do mesmo, nos termos e para efeitos da sua natureza de programa sectorial e para a respetiva Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), os projetos já decididos, quer em sede de apreciação do PDIRT 2022-2031, quer através de procedimentos de aprovação autónomos, melhor identificados no Anexo 4, tais como os que mereceram aprovação já em 2024 em momento precedente ao da apresentação deste Plano;
- ✓ Nesta proposta de PDIRT, são ainda identificados os projetos elétricos estratégicos de grande impacto, nos termos e para os efeitos do Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro.

Estrutura do documento

A proposta de PDIRT 2025-2034 encontra-se estruturada em dois volumes, contendo, o primeiro, para além de anexos, os seis capítulos seguintes:

1 – Enquadramento e Âmbito;

2 – Caracterização da Rede de Transporte;

3 – Pressupostos do Plano;

4 – Projetos Base de Investimento;

5 – Projetos Complementares de Investimento;

6 – Impacto dos Projetos de Investimento.

O segundo volume contém os elementos de expressão territorial, incluindo a identificação dos projetos elétricos estratégicos de grande impacto nos termos e para o efeito do disposto no Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, e a avaliação ambiental estratégica do Plano.

COMPRIMENTO DOS CIRCUITOS DE LINHA MDA RNT EM 2023

9 409
km

40 027
MVA

CAPACIDADE DE TRANSFORMAÇÃO DA RNT EM 2023

Breve Caracterização da Rede em Final de 2023

Composição da RNT

A 31 de dezembro de 2023, a RNT tinha em serviço 71 subestações, 13 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de circuitos de linhas de transporte a 150, 220 e 400 kV com 9.409 km. Os comprimentos totais dos circuitos de linha nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação encontram-se resumidos no **Error! Reference source not found.**.

Quadro - 1

Equipamentos da RNT a 31-12-2023

EQUIPAMENTOS RNT	31-12-2023
Comprimento de circuitos de linha (km)	9 409
400 kV	3 080
220 kV *	3 849
150 kV **	2 481
Potência de transformação (MVA)	40 027
Autotransformação (MAT/MAT)	14 920
Transformação (MAT/AT)	24 787
Transformação (MAT/MT)***	320

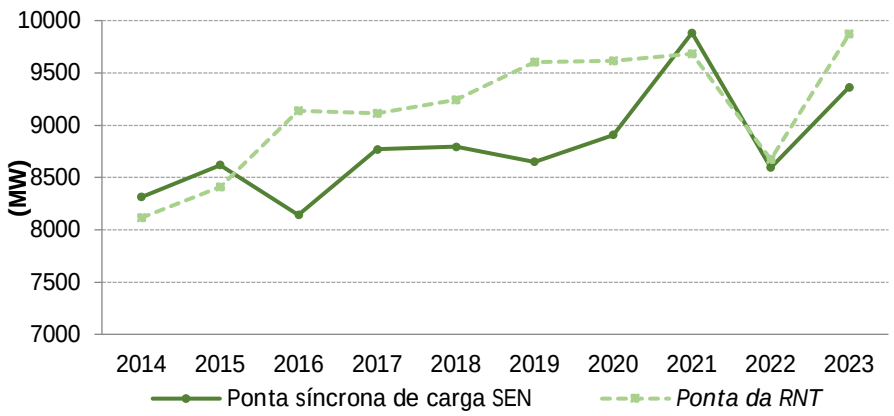
* Inclui 96 km em circuito subterrâneo.
** Inclui 15 km em circuito subterrâneo e 17 km em circuito submarino.
*** Transformação numa instalação de utilização ligada em muito alta tensão.

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 2016, observa-se uma tendência agregada de aumento da *Ponta da RNT*, constatando-se um valor da *Ponta da RNT* normalmente superior ao da *Ponta síncrona do SEN*, conforme gráfico da figura seguinte.

Figura - 1

Evolução da Ponta síncrona de carga e da Ponta da RNT



PONTA DA RNT EM 2023

9.870 MVA

9.362 MVA

PONTA SÍNCRONA DO SEN EM 2023

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 anos.

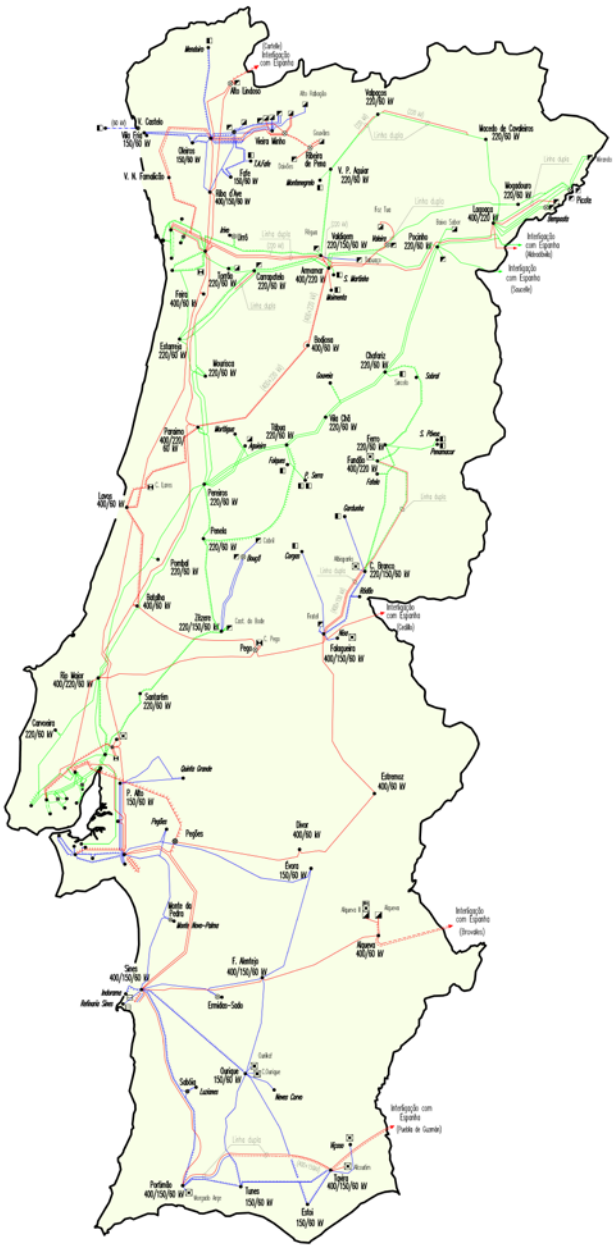
Contudo, é esperado uma alteração significativa do padrão do consumo para o período de análise deste Plano, nomeadamente devido aos projetos industriais previstos para a zona territorial de Sines e outros que entretanto e na altura da elaboração do presente Plano foram alvo de manifestação de interesse e formalização de pedidos de ligação à RESP para instalações de consumo com elevada potência abrangendo outras áreas geográficas para além da zona territorial de Sines.

A distribuição geográfica do parque electroprodutor tem-se alterado significativamente desde meados da primeira década deste século, mobilizada pela entrada em serviço de centros electroprodutores 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 a partir de fonte solar fotovoltaica tem vindo a crescer de forma sistemática nos últimos anos, atingindo, nos primeiros 10 meses de 2024, um valor correspondendo a 10% do consumo em Portugal continental desse período. O padrão de dispersão geográfica da produção deverá continuar na próxima década, mercê da esperada entrada em serviço de novos centros electroprodutores, quer de nova produção eólica, quer de solar fotovoltaica (em particular, mas não só, no Alentejo e Algarve), ou ainda por hibridização, com ou sem armazenamento associado.

Figura - 2

Mapa da RNT em 1 de janeiro de 2024



CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE PROJETOS

Os principais critérios de seleção de projetos considerados foram os seguintes:

- ✓ 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 e digitalização de ativos, fiabilidade e flexibilidade 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 adequada operação da rede e também com a ponderada flexibilidade para adaptação às evoluções e incertezas futuras, com um racional técnico-económico de suporte à tomada de decisão.

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, foi tido em consideração o RMSA-E 2023, observando as mais recentes orientações de política energética, e

as metas consagradas no PNEC 2030, na sua revisão de 2024. No RMSA-E 2023, são apresentados dois cenários de crescimento da procura para o cenário Ambição de oferta: cenário Central e cenário Superior.

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 entre 0,2%, não considerando a energia dedicada à produção de hidrogénio em circulação na RNT, a 6,0% (inclusive), considerando essa energia. À semelhança do PDIRT 2022-2031, o qual estava baseado no cenário Central do RMSA-E 2020, perspetivam-se valores de consumo crescentes durante o primeiro quinquénio do período deste PDIRT.

ESTIMATIVA DO CONSUMO EM 2029, A PARTIR DO CENÁRIO CENTRAL SEM CONSUMO DE HIDROGÉNIO DO RMSA-E 2023

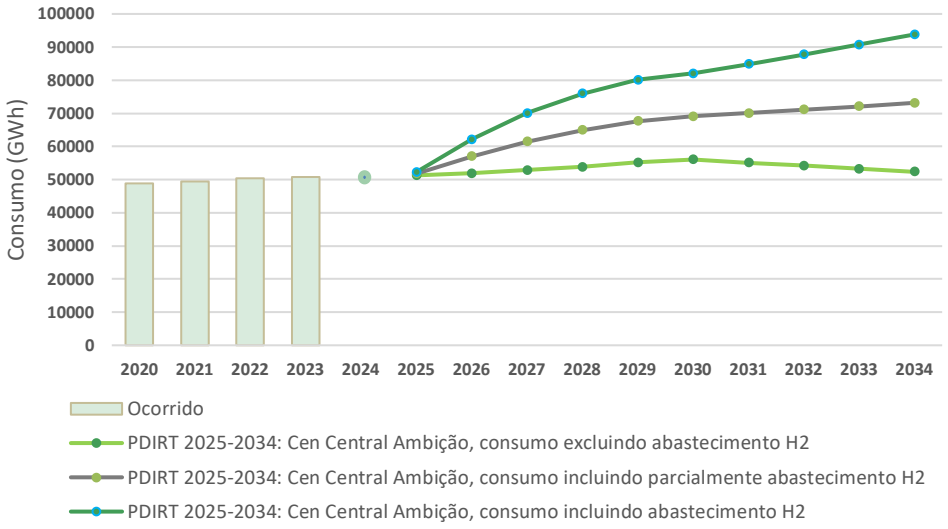
55 TWh

94 TWh

ESTIMATIVA DO CONSUMO EM 2034, A PARTIR DO CENÁRIO CENTRAL COM CONSUMO DE 100% HIDROGÉNIO DO RMSA-E 2023

Figura - 3

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental RMSA-E 2023 (horizonte 2025-2034)



OFERTA

Relativamente à oferta, o Plano tem como referência o cenário Ambição do RMSA-E 2023, alinhado com os objetivos consagrados no PNEC 2030 revisto em 2024.

No que se refere à desclassificação de centros electroprodutores, para além do pressuposto base da cessação, já ocorrida, da produção das duas centrais termoelétricas a carvão de Sines e do Pego, o RMSA-E 2023 considera a cessação da produção da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029, tal como inscrito nos seus cenários Continuidade e Ambição.

A concretização de um amplo 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 revisto, com mais de ca. 33 GW de potência de produção instalada de base solar fotovoltaica

e eólica, constitui um 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 — este conjunto de reforços tem em conta e são adicionais aos já estudados e em parte contratualizados para a ligação de centros electroprodutores no âmbito dos pedidos de celebração de acordo entre o interessado e o operador de rede num total ca. de 13 GVA, na maioria centrais solares fotovoltaicas ainda não ligadas à rede.

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 muito alta tensão para as redes de alta tensão chegando 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 DA EVOLUÇÃO DA OFERTA DO RMSA-E 2023 DE REFERÊNCIA DO PDIRT

CENÁRIO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA DO RMSA-E 2023 DE REFERÊNCIA DO PDIRT

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.

Com este quadro em mente, o Relatório Ambiental (RA), elaborado com o apoio da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), contém a AAE, no âmbito da qual são 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) *Energia e Alterações Climáticas*; (iii) *Capital Natural e Cultural*.

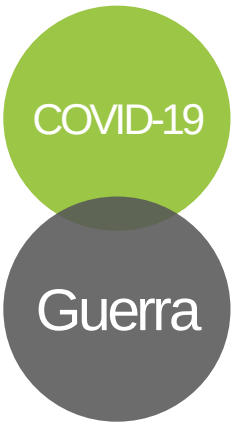
O culminar deste exercício de avaliação dos eixos estratégicos da proposta de PDIRT 2025-2034 incluiu a realização de uma consulta pública e institucional sobre a versão preliminar do RA, na qual são recebidos pareceres de diversas entidades. Os comentários e sugestões efetuados pelas entidades são considerados na versão final do RA.

Plano de Investimentos

Enquadramento

Os montantes de investimento apresentados neste Plano representam transferências líquidas para exploração expressas em preços reais médios de mercado, salvo indicação expressa em contrário estimados a custos diretos externos (CDE), com base nos preços padrão que o ORT monitoriza em função das ofertas do mercado e adjudicações de fornecimento de bens, serviços e de empreitadas para obras semelhantes realizadas e a realizar pelo ORT. Constituem a melhor estimativa à data da preparação dos elementos para a elaboração da proposta de PDIRT, esta realizada em momento muito anterior, na maior parte das vezes em anos, à da definição final de pormenor em sede de projeto de execução das infraestruturas a intervir ou a construir.

CONTEXTO MARCADO PELOS EFEITOS DA PANDEMIA E DEFLAGRAÇÃO DE CONFLITOS DE GUERRA



PRESSÃO NA CADEIA DE FORNECIMENTO E DISPONIBILIDADE DE MEIOS E EQUIPAMENTOS COM REFLEXOS NOS PREÇOS DE MERCADO DE BENS, SERVIÇOS E EMPREITADAS

Em particular, a definição e estabilização final do projeto de execução depende de diversos fatores, nomeadamente de natureza técnica e/ou socioambiental, podendo obrigar a opções de maior ou menor impacto sobre os respetivos custos, como acontece por vezes com a necessidade de terraplenagens de maior ou menor dimensão face ao previsto para as subestações ou com a necessidade de adaptar o projeto de novas linhas que passam a deter um comprimento diferente ao inicialmente estimado, mesmo tendo já sido tido em conta uma margem de incerteza. Por outro lado, na fase de aquisição de materiais e de contratação da construção, também as oscilações do preço das matérias primas nos mercados internacionais e a maior ou menor disponibilidade de fornecedores impactam de forma clara sobre os custos finais de realização dos projetos, agravados pela pandemia por COVID-19 e pelos conflitos internacionais ativos como o caso da guerra deflagrada no leste europeu no início de 2022.

Estas incertezas traduzem-se em variações dos custos finais efetivos dos projetos que na sua globalidade refletem um aumento dos custos reais quando face ao total inicialmente estimado, apresentando-se, no Anexo 4, os custos atualizados dos projetos já decididos em anteriores edições do PDIRT ou em procedimentos de aprovação autónomos e cuja data prevista para a sua entrada em exploração coincide com o período do presente PDIRT.

Projetos Base

Na base da proposta de PDIRT 2025-2034, estão contidos 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, indutores e mobilizadores sobre os quais é determinante o parecer da DGEG, na atribuição exclusiva que lhe é dada no procedimento de elaboração do PDIRT, cf. prevê os n.os 8 e 10 do artigo 125.º do DL 15/2022. 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, de Inovação e de reabilitação de edifícios da Concessão.

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

Modernização e digitalização de ativos e adaptação às alterações climáticas

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.

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

MODELO DE APOIO À DECISÃO E GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DOS ATIVOS

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 RNT, dentro de limiares aceitáveis, suportada por técnicas de monitorização, análise preditiva do estado e integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha. Adicionalmente, o Plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das 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. Neste âmbito, destaca-se a modernização de aparelhagem de muito alta e alta tensão em diversas subestações, o 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 um valor de CAPEX evitado de aproximadamente 1 000 M€, que de outra forma teriam que ser suportado 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. 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 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.

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.

A modernização e digitalização de ativos comportam 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 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.

As linhas da RNT a par da sua faixa de proteção constituem as redes de defesa que infraestruturam o território de acordo com o planeamento de gestão integrado de fogos rurais, para defesa de pessoas e bens, integrando a rede secundária de defesa da floresta contra incêndios, e dela participando e beneficiando diretamente por limitar os efeitos do fogo na exploração e disponibilidade das linhas. A gestão integrada da vegetação desempenha um papel essencial nesta matéria. A prática atual de realização de intervenções anuais de corte em resposta direta às exigências legais tem-se revelado uma

metodologia crescentemente desadequada face ao aumento significativo das obrigações de intervenção e ao tipo de ameaças que importa conter.

Confrontados com esta realidade, tendo por base o problema colocado pelas alterações climáticas, e as crescentes obrigações legais associadas à faixa, a REN, num esforço do controlo do crescimento da despesa total e custo para a atividade, iniciou um processo de otimização em cooperação com especialistas florestais, tendo desenvolvido e testado um novo conceito, a "reconversão de faixa" que implica uma componente de investimento que permite a redução do custo e frequência de intervenções e uma componente de intervenção anual que se mantém mas que passa a ter menor custo. O conceito de reconversão de faixa tem por base a substituição do coberto vegetal por espécies autóctones de baixo porte e crescimento lento nos casos mais críticos e pelo corte de arvores de grande dimensão que possam fazer perigar as linhas, designadamente por influência dos ventos fortes que com cada vez mais frequência e intensidade têm vindo a provocar intervenções de reconstrução de custo elevado.

Nesta medida, é apresentado um projeto de investimento que, não eliminando totalmente as intervenções anuais já habituais, permite, contudo, acelerar otimizar a sua execução e espaçar temporalmente ou eliminar as intervenções de maior custo. Pretende-se agora estender o conceito de "reconversão de faixa" de forma progressiva, no sentido de conter o crescimento de custos totais através de uma alteração estrutural das intervenções, investindo de forma a reduzir a frequência de intervenção e o seu custo total. A este respeito, refira-se em conclusão que as atividades de reconversão do solo sobrepassado pelos circuitos, na faixa de servidão, permitem substituir de forma planeada e estratégica espécies de crescimento rápido por espécies autóctones, criando corredores de biodiversidade de fins múltiplos, aumentando a segurança e resiliência das infraestruturas e dos territórios face a incêndios florestais e valorização dos ecossistemas endógenos.

GESTÃO OPERACIONAL DA RNT

A gestão operacional da RNT tem vindo a ser pressionada pela dificuldade crescente em controlar os níveis de tensão na rede, num quadro de progressiva integração de maiores valores de renováveis no *mix* de geração acompanhada da cessação ou redução de produção de fonte térmica tradicional, impondo desafios que têm sido geridos com recurso aos meios de compensação de reativa disponíveis, quer os que já estão instalados na RNT, quer os que estão incorporados e ensaiados nos centros electroprodutores quando viável.

Contudo, estes meios perspetivam-se insuficientes, em particular para a regulação da frequência, face ao desenvolvimento da rede, dos consumos e do parque gerador sem inércia, pelo que o ORT apresenta, neste Plano, um conjunto de projetos dedicados a esta vertente com meios de gestão da RNT complementares aos que já se encontram instalados na RNT. Na zona sul da rede, perspetiva-se a instalação de unidades de compensação síncrona para minorar o efeito da crescente perda de inércia na rede decorrente das tecnologias associadas ao novo parque produtor, para além das unidades

desfasadoras previstas para as duas interligações a sul de Portugal continental, as quais constituem elementos de gestão de fluxos passíveis de mobilização para outras zonas da RNT, em função da evolução do SEN.

No âmbito da gestão das tensões, para além do recurso a reatâncias *shunt* e das capacidades do parque produtor ligado à rede através de eletrónica de potência, destaca-se a instalação de meios de compensação de reativa, com a adoção de uma gama de equipamentos que disponibilize ao Gestor Global do SEN maior nível de flexibilidade e dinâmica de operação para o controlo das tensões na rede, face à cada vez maior variabilidade nos fluxos que ocorrem na rede e ainda a instalação de unidade de compensação síncrona, tendo em vista a manutenção da segurança global do sistema num contexto de contínuo crescimento das tecnologias eólica e solar no *mix* de geração, ligadas à rede através de eletrónica de potência, acompanhada de uma redução da inércia mecânica disponível no sistema, cuja monitorização o ORT continuará a realizar no sentido da ativação da oportunidade para a sua instalação e operacionalização.

A entrada em serviço de novos meios de compensação de reativa apresentados no Plano, dimensionados com base nos resultados dos trabalhos da ENTSO-E, deve decorrer dos resultados do acompanhamento que o Gestor do Sistema continuará a realizar sobre os perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo.

Adicionalmente, a energia armazenada nas massas girantes dos geradores síncronos, em virtude da inércia mecânica destas unidades, contribui para contrariar instantaneamente os desequilíbrios de frequência. Contudo, com o contínuo crescimento da potência instalada nas tecnologias eólica e solar, o número de horas no ano com geração com menos inércia irá aumentar, tendo como um dos resultados que a sensibilidade da frequência aos desequilíbrios entre a geração e o consumo tenderá a aumentar.

Os compensadores síncronos permitem mitigar ou mesmo contrariar os efeitos negativos da perda de inércia na rede decorrente da ausência de geradores síncronos no SEN. Para além da inércia, os compensadores síncronos fornecem ainda a capacidade de regulação automática de tensão e contribuem para o aumento da potência de curto-circuito.

Apoio à rede de distribuição | 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 grupo de projetos, destaca-se os reforços da segurança de alimentação às subestações de Macedo de Cavaleiros e Carvoeira, bem como do reforço da capacidade de transformação MAT/AT em diversas subestações.

Gestão Global do Sistema, inovação e reabilitação de edifícios

A proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à Gestão técnica Global do Sistema (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 que se pretende progressivamente mais flexível e dinâmica.

No campo da Inovação, destaque para o projeto *Agenda Transform*, criado no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, através da liderança de três novos projetos: CENTRODEC (criação de um centro para apoio à decisão), OPTIVEG (desenvolvimento de sistemas de otimização das operações de gestão de vegetação), ambos tendo a REN como líder, e num projeto de Motorização Elétrica no Setor Florestal, tendo a REN como participante. O objetivo central destes projetos consiste no alargamento do ecossistema de monitorização da floresta, visando por um lado escalar a solução tecnológica implementada e, por outro, avaliar a viabilidade de comercialização da solução de monitorização das florestas.

No âmbito da inovação, refira-se a integração cada vez mais abrangente de iniciativas que recorrem a Inteligência Artificial nos estudos e projetos que visam apoiar as atividades e os sistemas do ORT para a monitorização, exploração e gestão da RNT e sua envolvente.

Na vertente edifícios, face à idade apresentada pelos edifícios da Concessão, este Plano inclui realização de melhorias em algumas destas instalações que derivam igualmente da evolução da legislação em matéria de segurança.

Investimento em Projetos Base 2025-2034

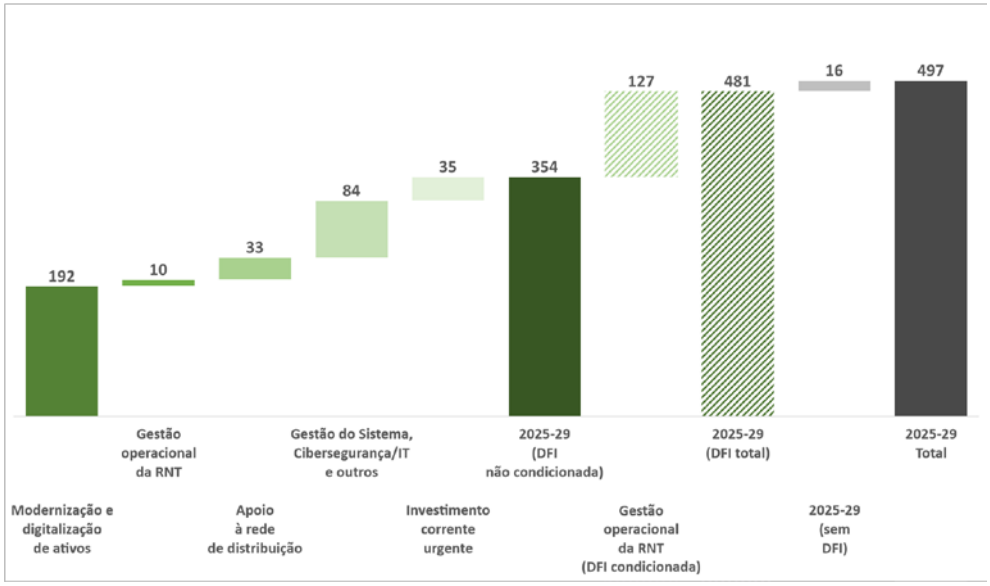
Num quadro de investimento seletivo para a remodelação, modernização e garantia de segurança da rede de transporte, de cumprimento dos compromissos com o ORD e de assegurar as funções da Gestão Global do Sistema, este Plano apresenta uma perspetiva e programação de projetos para apreciação na presente sede.

O panorama de investimento relativo aos Projetos Base é apresentado na figura e quadro seguintes, com enfoque no período relativo aos cinco primeiros anos do Plano (2025-2029), assim como o valor médio anual referente aos dois quinquénios do período do Plano.

Figura - 4

Projetos Base - Transferências para Exploração no período 2025-2029[3] (estimativa a custos totais)

valores em milhões de EURO



INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PARA OS PROJETOS BASE NO PERÍODO 2025-2029 QUE REQUEREM DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO (NÃO CONDICIONADA)

71 M€/ano

96 M€/ano

MÉDIO ANUAL PARA OS PROJETOS BASE NO PERÍODO 2025-2029 QUE REQUEREM DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO (NÃO CONDICIONADA E CONDICIONADA)

Os custos de investimento apresentados são expressos como transferências para exploração estimados a custos totais, com base nos preços padrão estimados a preços de 2024 tendo em conta, no aplicável, adjudicações para projetos semelhantes.

Assim, os Projetos Base que requerem uma Decisão Final de Investimento (DFI) não condicionada, na presente edição do PDIRT, totalizam ca. 71 M€/ano, num valor global de 354 M€ para o período 2025-2029.

A integração de nova produção a partir de fontes de energia renovável, conjugada com a alimentação de novos de polos de consumo com cargas elevadas induz a necessidade de dotar o operador da RNT de meios de gestão operacional da rede para a compensação de reativa e energia cinética do sistema adequados. Assim, na presente edição de PDIRT, para além de instalação de reactâncias *shunt* cuja DFI se considera não condicionada, são apresentados meios de apoio à gestão da RNT e do SEN, tais como reatâncias *shunt* adicionais, compensadores estáticos e um compensador síncrono cuja DFI fica condicionada à verificação de condições operacionais da RNT que o justifiquem, num total global de 127 M€, estimados a custos totais.

[3] Montantes de investimento estimados a custos totais, i.e. custos diretos externos acrescidos de encargos de estrutura, gestão e financeiros.

Para esse efeito, o ORT manterá a devida monitorização da RNT e do SEN, designadamente quanto aos perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo, bem como o número de horas anuais em que as dificuldades de controlo de tensão se revelam e a quantidade de linhas que seja necessário desligar como contributo para esse controlo, com a devida ponderação sobre os riscos que esta ação acarreta em termos da estrutura da rede e de integridade e longevidade dos seus ativos.

Uma decisão final sobre a instalação do compensador síncrono depende da monitoração dos valores de inércia presentes na rede e da avaliação sobre o número de horas em que a rede opera com valores de inércia abaixo de um limiar a definir, tendo em conta a metodologia que a ENTSO-E desenvolveu recentemente.

O ORT continuará a realizar os respetivos estudos cujos resultados, uma vez confirmada a previsão de tais condições, poderão então recomendar a instalação e operacionalização de tais instrumentos que se tornem indispensáveis à adequada e segura operação da RNT e à gestão técnica global do SEN.

Assim, conjugando os projetos que requerem DFI (não condicionada e condicionada) na presente sede de decisão, o valor do investimento é de 96 M€/ano para o período 2025-2029, representando um agregado de projetos com DFI de 481 M€, num total de 497 M€ do conjunto dos Projetos Base deste PDIRT para o mesmo período, estimados a custos totais.

No esteio das recomendações anteriores da ERSE e das suas atribuições exclusivas em sede de procedimento da elaboração do PDIRT, relativa à garantia da adequada cobertura de investimento, cf. preveem os n.os 9, 10 e 15 do artigo 125.º do DL 15/2022, os valores de investimento incluem valores provisionais correspondentes a rubricas de programas de "Investimento corrente urgente", para os primeiros quatro anos do Plano, e de "Investimento em equipamento não básico", para os dois quinquénios do Plano: os primeiros relativos a projetos não caracterizáveis com a mesma densificação dos demais projetos apresentados, dada a sua incerteza e/ou carácter superveniente e, no segundo caso, dada a natureza do tipo de investimento, ainda que necessários, sobretudo de suporte às atividades subjacentes a parte ou à globalidade da Concessão. Os valores provisionais destes programas de investimento representam, a custos diretos externos, um montante médio anual de 8 M€ e de ca. 4 M€, respetivamente.

Quadro - 2

Projetos Base - Transferências para Exploração no período 2025-2029[4] (valores estimados a custos diretos externos)

milhões de EURO

Designação dos projetos	Data prevista para entrada em serviço	Transferências para exploração [M€]				
		2025	2026	2027	2028	2029
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Alqueva	2025-2026	3.9	2.4			
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Bodiosa	2028-2029				2.8	2.9
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Lavos	2028-2029				3.2	4.3
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Trafaria	2027-2028			3.1	2.8	
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Paraimo	2028-2029				3.1	4.7
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo da Batalha	2027-2029			1.3	3.2	3.3
Recondicionamento de transformadores	2027-2029			2.0	1.5	1.5
Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	2026-2029		1.5	3.6	1.1	1.1
Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2026-2029		8.8	8.3	12.3	11.2
Monitorização de Ativos	2026-2029		3.0	1.7	1.5	0.8
Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2026-2027		0.5	1.0		
Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2026-2029		2.0	2.0	2.0	1.5
Ambiente e Sustentabilidade	2026-2029		5.8	4.6	2.4	6.2
Remodelação de Linhas	2026-2029		5.5	4.8	4.4	4.3
Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Adaptação Meio Envolvente Infraestruturas	2027-2029			9.0	9.0	9.0
Reforço de Transformação em Riba de Ave	2027			6.1		
Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros	2028				2.6	
Reforço de transformação em Canelas - Fase 1 - Substituição de unidade existente	2029					2.6
Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2028				5.9	
Reforço de transformação em Mourisca - Substituição de unidade existente	2028				2.7	
Reforço de Transformação na Feira - 3º transformador 400/60 kV	2028				4.6	
Compensação de reativa - 4ª fase	2028				4.4	
Compensação de reativa - 3ª fase	2028				25.0	
2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	2027			1.3		
Compensação de reativa - 1ª fase	2027			4.4		
Compensação de reativa - 2ª fase	2029					25.0
Instalação de Compensador Síncrono na RNT - 1ª fase	2029					65.0
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 3	2028				4.1	
Agenda Transform	2025	5.1				
Investimento em Cibersegurança e IT	2025-2029	4.7	9.6	8.5	5.5	6.5
Investimento Corrente Urgente	2025-2028	32.0				
Investimento equipamento não básico	2025-2029	4.1	4.0	4.0	4.3	3.8
Investimento Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios	2025-2029	5.6	9.3	5.3	6.3	4.2

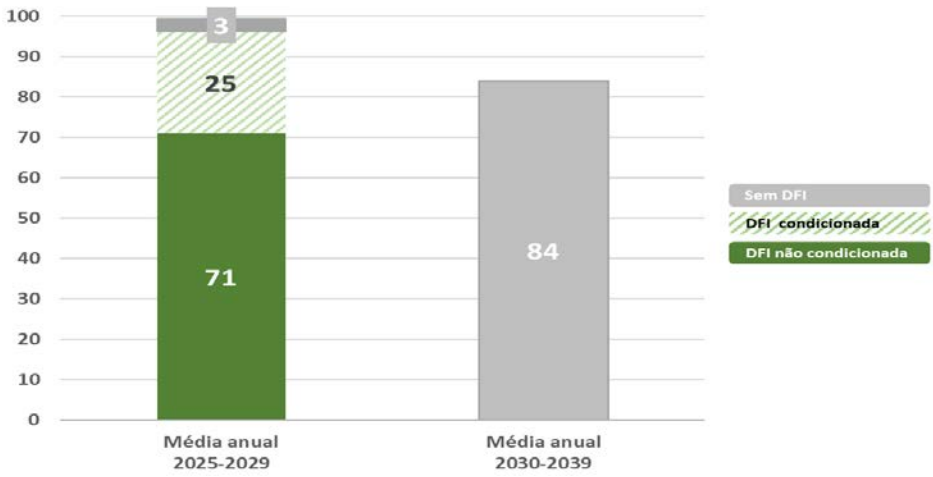
No gráfico seguinte, apresenta-se, de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências para exploração para os Projetos Base no primeiro e no segundo quinquénios do presente PDIRT (i.e., 2025-2029 e 2030-2034).

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

Figura - 5

Projetos Base - Transferências para Exploração nos períodos 2025-2029 e 2030-2034 (valores médios anuais estimados a custos totais)[5]

valores em milhões de EURO



MÉDIA ANUAL TOTAL DOS PROJETOS BASE APRESENTADOS PARA O PERÍODO 2025-2029

99 M€/ano

84 M€/ano

MÉDIA ANUAL TOTAL DOS PROJETOS BASE APRESENTADOS PARA O PERÍODO 2030-2034

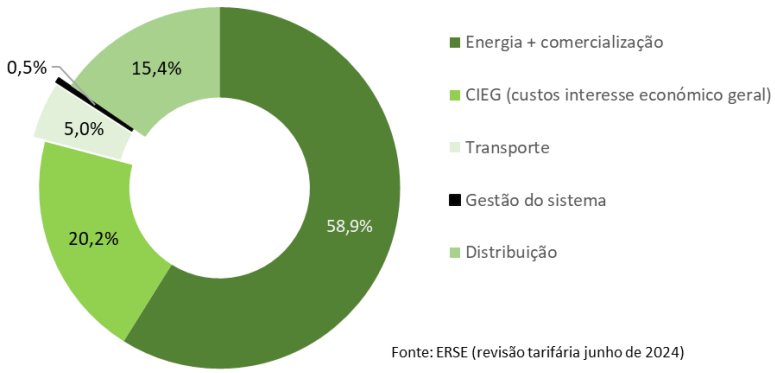
Adicionalmente, é apresentado, no presente relatório, uma estimativa da distribuição dos valores anuais de necessidades de investimento (CAPEX) representando o programa de pagamentos estimado, e ainda os montantes previstos relativos a encargos de estrutura, gestão e financeiros, associados a esses projetos,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

Impacto Tarifário

As atividades desenvolvidas pelo ORT, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema, representam apenas cerca de 5 % da estrutura do preço médio do setor elétrico em 2024.

Figura - 6

Estrutura do preço médio do setor elétrico em 2024



Fonte: ERSE (revisão tarifária junho de 2024)

[5] Montantes de investimento estimados a custos totais, i.e. custos diretos externos acrescidos de encargos de estrutura, gestão e financeiros.

Ponderando os efeitos cumulativos do investimento e das amortizações dos projetos já decididos com custos atualizados, nos termos do Anexo 4, e dos Projetos Base previstos neste PDIRT 2025-2034 que requerem Decisão Final de Investimento, incluindo a condicionada, o seu impacto no preço médio da tarifa de acesso à rede [1] traduz o benefício gerado pelas condições de acesso à rede, quer do lado da oferta, quer do lado da procura, bem como a adequação da operação da RNT para o efeito.

O impacto tarifário foi calculado com os valores estimados a custos totais deduzido das comparticipações e considerando um consumo final de acordo com dois cenários de evolução da procura com energia circulante na RNT implícita para produção de hidrogénio (H_2) — cenário Central do RMSA-E 2023 com energia circulante na RNT para produção de hidrogénio, correspondendo a uma redução de 21% no período 2025-29 (de 5,3 €/MWh em 2025 para 5,0 €/MWh em 2029), e um cenário em que se considera apenas 50% desse consumo, correspondendo a uma redução de 6% no mesmo período (de 5,3 €/MWh em 2025 para 4,2 €/MWh em 2029), cf. gráfico da figura seguinte.

REDUÇÃO DO CUSTO UNITÁRIO POR UNIDADE DE ENERGIA DA TARIFA DE ACESSO À RNT, NO CENÁRIO DE PROCURA COM 100% DE H2 DE CONSUMO RMSA-E 2030

Redução da URT **21%** (100% H2)

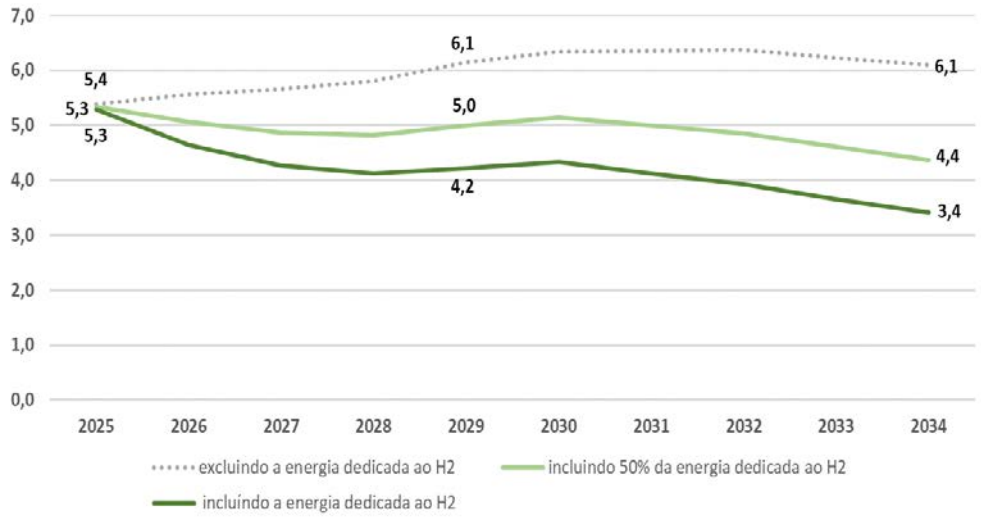
Redução da URT **6%** (50% H2)

REDUÇÃO DO CUSTO UNITÁRIO POR UNIDADE DE ENERGIA DA TARIFA DE ACESSO À RNT, NO CENÁRIO DE PROCURA COM 50% DE H2 DE CONSUMO RMSA-E 2030

O impacto considera o efeito cumulativo dos projetos de investimento já decididos com os Projetos Base em apreciação no presente Plano que requerem DFI. O gráfico da figura seguinte, apresenta igualmente um teste de sensibilidade para um cenário de procura sem energia circulante na RNT dedicada a produção de H2.

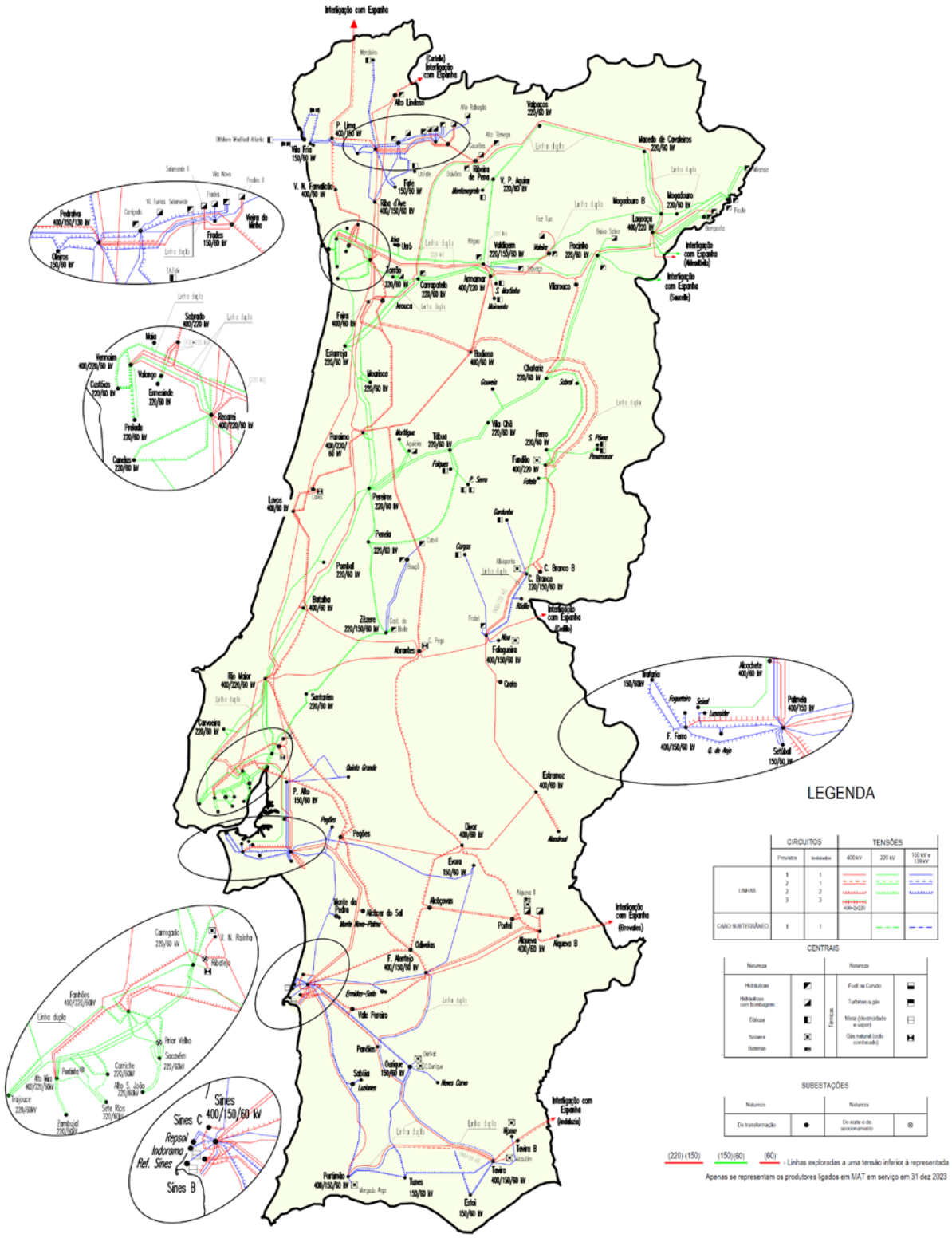
Figura - 7

Projetos Base - Impacto nos preços médios da tarifa de acesso à RNT[6] (conjugação dos projetos com DFI neste PDIRT, não condicionada e condicionada, com os já decididos em edições anteriores ou autonomamente)



[6] Este impacto considera cumulativamente os projetos já decididos com custos atualizados (v. Anexo 4).

Figura-8
Mapa da rede em 2034 considerando apenas 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 tendo em consideração o RMSA-E 2023 e as metas definidas em sede de PNEC 2030 revisto em 2024), de alimentação a consumos estratégicos como a linha ferroviária de alta velocidade e de promoção da sustentabilidade socioambiental, 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, 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 à generalidade destes 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 aos Projetos Complementares, para além de projetos cuja natureza está associada, cf. suprarreferido, com a alimentação a consumos estratégicos como a linha ferroviária de alta velocidade Porto – Lisboa ou ao enquadramento socioambiental de infraestruturas da RNT em determinadas zonas de elevada densidade populacional e de especial proteção patrimonial, destaca-se um conjunto de projetos necessários ao cumprimento dos objetivos de integração de produção a partir de FER, em alinhamento com o Cenário Ambição do RMSA-E 2023 e das metas definidas em sede de PNEC 2030 revisto em 2024, em particular as relativas ao aproveitamento do potencial eólico.

Ter-se-á ainda presente, conforme 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 comprometerá a respetiva concretização em datas desejadas anteriores a 2030.

ALIMENTAÇÃO À REDE FERROVIÁRIA NACIONAL E A OUTROS CONSUMOS ESTRATÉGICOS

Um dos vetores de desenvolvimento perspetivado para a RNT considera a alimentação a consumos estratégicos como é o caso da linha ferroviária de alta velocidade Porto – Lisboa. Neste âmbito, prevê-se a abertura de três novas instalações da RNT: (i) na zona de Oliveira de Azeméis; (ii) na zona de Cantanhede; (iii) na zona de Leiria, as quais, para além da possibilidade de ligação e alimentação das subestações de tração da Rede Ferroviária Nacional,

permitem criar novos pontos de interligação, quer para novas instalações de consumo de elevada potência, quer para novos centros electroprodutores.

O eixo ferroviário de alta velocidade Porto – Lisboa prevê quatro pontos de alimentação a partir da RNT, sendo que o quarto poderá ser realizado a partir da atual subestação de Rio Maior da RNT.

Capacidade de injeção e de armazenamento

O cumprimento das metas mais ambiciosas do PNEC 2030 requerem a criação de capacidade para a injeção na RESP de um amplo leque de centros electroprodutores e de sistemas de armazenamento.

Relativamente à tecnologia de conversão a partir de fonte solar fotovoltaica, considera-se que a capacidade de injeção na RESP criada e a criar já estudadas, nomeadamente a que se refere à modalidade de acesso através de acordo entre o interessado e o operador de rede, é passível de satisfazer as metas do PNEC 2030.

Contudo, para a ligação de nova produção de fonte eólica, a capacidade é ainda insuficiente para os objetivos previstos no cenário Ambição do RMSA-E 2023. Para esse efeito, são apresentados projetos essencialmente através de modificação de eixos existentes a 220 kV, para novos eixos a 400/220 kV, com o intuído de minimizar o impacto ambiental e, ao mesmo tempo, permitir a criação de nova capacidade de injeção na RESP.

Neste contexto, a conjugação entre a nova capacidade a criar, combinando a complementaridade da produção a partir de fonte eólica e solar, com processos de hibridização de com centros electroprodutores solares e hídricos, bem como com o reequipamento, permite a criação de condições para a instalação de capacidade de fonte eólica com os montantes indicado naquele cenário Ambição, sem recurso a outros reforços da RNT adicionais.

Esta estratégia de desenvolvimento da RNT permite igualmente antever a possibilidade de incrementar a capacidade instalada de armazenamento, privilegiando o uso da RESP existente e planeada decorrente da respetiva capacidade de injeção na rede, sendo apenas de assegurar que os operadores de rede e o gestor técnico global do SEN integrem na sua avaliação a capacidade da RESP para os ciclos dos respetivos carregamentos a partir da rede.

A respeito da capacidade de injeção na RESP, importa mencionar que da capacidade de injeção da RND, indicada pelo operador da RND na proposta mais recente do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, ca. 7 GVA para 2030, a capacidade de transformação das subestações da RNT com os projetos já decididos e com os Projetos Base apresentados neste PDIRT para o horizonte de 2029 que não apresenta restrições técnicas para a ligação daquela potência na RND é de ca. 6 GVA, o que poderia levar a conjeturar que tal permitiria a atribuição da reserva de injeção na RESP dessa capacidade ligada às redes de distribuição.

Contudo, tal capacidade refere-se unicamente às condições de transmissão da energia das redes de distribuição até aos barramentos de muito alta tensão das subestações da RNT, a partir dos quais essa energia terá que ser transmitida para os consumos ligados à RESP, nomeadamente a outras redes de distribuição ou ligados diretamente à RNT, ou, ainda, exportada para a rede de transporte espanhola. Tenha-se, assim em atenção, que esses fluxos requerem estudos de rede que permitam assegurar a sua viabilidade técnica à luz dos critérios regulamentares e concorrem com a capacidade pretendida pelos titulares de pedidos pendentes de celebração de acordo com o operador da RNT.

Zonas Livres Tecnológicas

O DL 15/2022 prevê a constituição de três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT). A ZLT de Viana do Castelo encontra-se delimitada ao largo daquela cidade e junto à extremidade do cabo submarino da RNT em serviço desde 2019.

Na presente proposta de PDIRT, é apresentada uma solução de materialização das infraestruturas da RNT, com dois níveis de investimento de forma a acomodar a variabilidade da oferta do mercado para o fornecimento deste tipo de infraestrutura em função das opções tecnológicas a adotar, para ligação de projetos a instalar na ZLT de Viana do Castelo ao abrigo das pertinentes disposições previstas no DL 15/0222, através de um posto de corte marinho a instalar ao largo daquela cidade junto à extremidade submarina do cabo da RNT e a ligar a este.

Relativamente às ZLT de Abrantes e do perímetro de rega do Mira, não são considerados projetos específicos neste PDIRT, aguardando-se orientações do Concedente, nomeadamente quanto à reserva de capacidade de injeção na RESP e/ou de ligação de instalações de consumo a considerar para o efeito.

Reformulação da RNT na Grande Lisboa e Porto e no Alto Douro Vinhateiro

À semelhança de edições anteriores do PDIRT, o presente Plano contém projetos de investimento que visam reformular a RNT em zonas de elevada densidade populacional das áreas metropolitanas de Lisboa e do Porto, através da modificação para linhas subterrâneas de algumas linhas aéreas existentes nessas zonas da RNT, bem como da reformulação de troços de linhas da RNT estabelecidas no Alto Douro Vinhateiro.

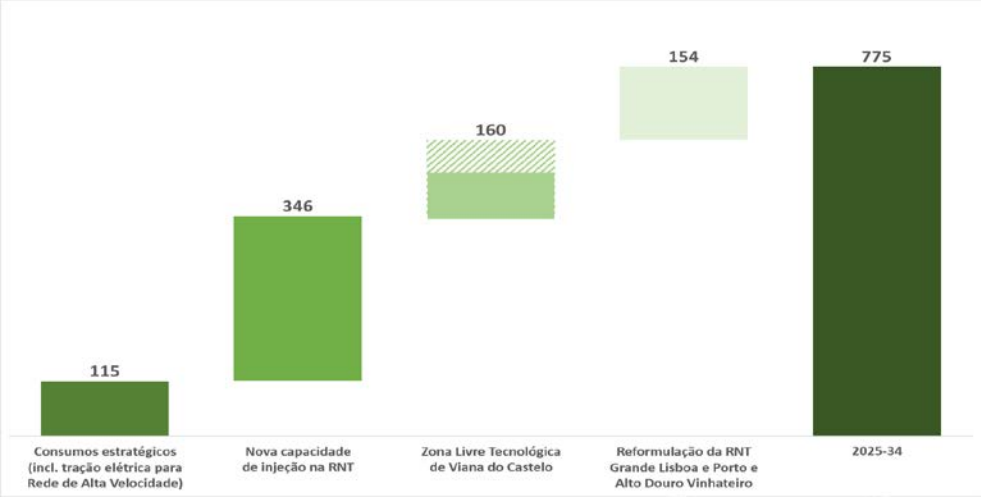
Estes projetos requerem uma participação ativa por parte das autoridades locais no sentido de serem incluídos elementos de apoio à decisão tendo em conta o desenvolvimento dos instrumentos de gestão territorial a observar para cada um dos municípios envolvidos.

Investimento em Projetos Complementares no período 2025-2034

Na figura seguinte, apresentam-se os valores correspondentes às transferências para exploração, estimados a custos totais, dos quatro blocos de investimento suprarreferidos, num total global de 775 M€.

Figura - 9

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2025-2034 (valores estimados a custos totais em milhões de EURO)



Os valores de investimento estão repartidos pelos dois quinquénios do Plano em 209 M€, no primeiro, e 566 M€, no segundo. O investimento na Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo apresenta uma gama de 88 a 160 M€, consoante a solução tecnológica a adotar e a perspetiva da oferta do mercado.

No quadro seguinte, apresentam-se os valores correspondentes às transferências para exploração de cada um dos Projetos Complementares, no caso da sua realização, estimados a custos diretos externos.

QUADRO - 3

Projetos Complementares - Transferências para exploração (valores estimados a custos diretos externos em milhões de EURO)

Projeto Complementar	Datas Indicativas	Investimento [M€] CDE	Indutor de desenvolvimento		
			Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2028-2029	5,6		X	
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1	2029	70,1	X		
Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2	2029	65,9		X	
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	2029	47,7		X	
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2	2029-2031	4,8		X	
Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	2030-2031	80 -145		X	
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3	2030-2032	131,0		X	
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2	2031	26,7	X		
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2	2031-2033	59,5		X	
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2031-2033	13,0			X
Criação do injetor Pegões	2032-2033	7,3	X		
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2032-2034	15,5			X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2		28,7			
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3		24,3			
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2032-2034	21,1			X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2		18,8			
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3		18,8			

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. 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) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 30 de maio.

A primeira lista de PIC / PIM (Projetos de Interesse Mútuo) foi adotada pela Comissão Europeia em novembro de 2023 e publicada em abril de 2024 (Regulamento Delegado (UE) 2024/1041), estando nela incluído o PIC 1.1, relativo à nova interligação Portugal-Espanha entre Minho e Galiza.

Entre 18 de setembro de 2024 e 18 de novembro de 2024, decorreu a fase de candidaturas para a segunda lista PIC/PIM, tendo a REN, em coordenação com a Red Eléctrica de España, apresentado a candidatura da nova interligação Portugal-Espanha entre Minho e Galiza ao estatuto de PIC/PIM para constar nesta nova lista, cujos resultados deverão ser conhecidos em 2025.

INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL TOTAL DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2025-2029

141 M€
média anual

197 M€
média anual

INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL TOTAL DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2030-2034

Investimento total considerando o conjunto dos Projetos Base e Projetos Complementares apresentados para apreciação

O valor médio das transferências para exploração anuais dos Projetos Base e Projetos Complementares, estimados a custos totais, apresentados para o período 2025-2029 é de 141 M€ e, para o período 2030-2034, é de 197 M€, este último sem *Investimento corrente urgente*.

Saliente-se que o ORT indicou, para os Projetos Base, a necessidade de uma decisão final de investimento não-condicionada num total de 354 M€ e de uma decisão final de investimento condicionada num total de 127 M€, todos para o período 2025-2029.

Sem prejuízo do que antecede, a decisão final de investimento dos Projetos Complementares, a tomar pelo Concedente na presente sede em função das opções do mesmo em matérias de política energética e da adequação desses projetos aos objetivos prosseguidos, deve ter em conta, quer as respetivas datas-objetivo e os prazos necessários para a implementação dos projetos que os visam após a tomada de decisão, quer o facto de que a próxima edição do PDIRT deverá ser uma atualização do presente a apresentar a 15 de outubro de 2027. Assim, os projetos cuja decisão final de investimento seja adiada para a próxima edição do PDIRT, caso venham então a obter aprovação pelo Concedente, i.e., previsivelmente em 2028, não deverão estar implementados no terreno antes de 2031 ou de 2032.

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, para os Projetos Base, apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2029, uma vez que os projetos de modernização de ativos não se encontram especificados no segundo quinquénio dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de cinco anos. 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, vd. descrição metodológica em anexo ao presente relatório e os valores dos atributos no capítulo 6.

Projetos elétricos estratégicos de grande impacto

O Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, cria um mecanismo de compensação aos municípios pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto geradores de significativas externalidades locais negativas. No âmbito deste Plano, são qualificados como **projeto elétrico estratégico de grande impacto** alguns projetos que complementam o conjunto de projetos constantes daquele diploma legal.

Outros projetos em fase de estudos

Zonas de Grande Procura

Em resultado de inúmeros pedidos de ligação à RNT e à RND de instalações de consumo, muito dos quais de elevada potência, o ORT tem vido a desenvolver estudos de rede no sentido de verificar as condições da RNT para esse efeito. O ORT dará continuidade aos mencionados estudos que podem implicar o desenvolvimento da RNT ou reforços de infraestruturas existentes ou planeadas sobre os quais importa avaliar da sua viabilidade e custos associados que não é possível descrever na presente proposta de PDIRT face à dimensão e cronologia dos pedidos formulados junto do ORT.

Em todo o caso e face à experiência que levou ao reconhecimento da zona de rede associada à subestação existente de Sines da RNT como Zona de Grande Procura, nos termos do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece um procedimento excecional para atribuição de capacidade de ligação à RESP quando a procura requerida supera a capacidade da rede, antevê-se a possibilidade de desencadeamento de procedimentos semelhantes para as zonas de rede associadas às subestações ou postos de corte dos eixos da RNT nas áreas da Grande Lisboa e Península de Setúbal, do eixo Pego/Abrantes – Castelo Branco, Grande Porto - Minho e da zona de Aveiro/Estarreja. Com efeito, as manifestações de interesse em diversas zonas de Portugal continental, que não a zona territorial de Sines, superam já a capacidade atribuída a esta Zona de Grande Procura.

Ligação à rede de centros electroprodutores ao largo de Portugal continental

O ORT participou no grupo de trabalho para o aproveitamento das energias renováveis de origem ou localização oceânica, mais especificamente os que suportaram os contributos para os trabalhos do subgrupo 1 e do subgrupo 2, considerando uma proposta do Plano de Afetação de Energias Renováveis (PAER) que à data da elaboração da proposta inicial deste PDIRT, ainda não se encontrava aprovado.

Os pressupostos seguidos nesses estudos e plasmados no relatório publicado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, considera que a rede *offshore* promoverá a ligação à rede em terra de todos os centros electroprodutores de tecnologia flutuante a serem instalados nas áreas espacializadas ao largo de Portugal continental identificadas no PAER.

O DL 80/2023 INSTITUIU O PROCEDIMENTO EXTRAORDINÁRIO PARA ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE LIGAÇÃO À RESP A INSTALAÇÕES DE CONSUMO EM ZONAS DE GRANDE PROCURA

Em complemento aos estudos realizados, assinale-se a importância dos estudos geofísicos e geotécnicos, ainda por realizar, dos corredores onde poderão vir a ser instalados os cabos submarinos de ligação à rede em terra e de ligação entre subestações *offshore*, se e no aplicável, bem como a informação relativa ao leito marinho das próprias áreas espacializadas.

Neste contexto, e tendo em atenção o teor do Despacho n.º 9132/2024, e, estando o Concedente, à data dos trabalhos preparatórios deste PDIRT, a ponderar a decisão a tomar, o presente Plano circunscreve a integração no mesmo à descrição técnica da criação dos novos pontos de interligação em terra onde poderá vir a ser ligada a rede *offshore* para a receção da produção dos centros electroprodutores a instalar nas áreas espacializadas ao largo de Portugal continental, remetendo-se para outra sede o demais sobre esta matéria em função das orientações e decisões que o Concedente vier a determinar.

O PNEC 2030 PREVÊ A INSTALAÇÃO, AO LARGO DE PORTUGAL CONTINENTAL, DE ATÉ 10 GW A ATRIBUIR A CENTROS ELECTROPRODUTORES

Flexibilidade e gestão dinâmica da rede

O modelo de planeamento e gestão das redes, sem colocar em causa a segurança do abastecimento, deverá passar a considerar e/ou incorporar de forma mais patente soluções que possibilitem/aumentem formas de gestão ativa, adaptativa e flexível da rede.

O ORT tem vindo a incorporar, nos seus exercícios de planeamento, diversas metodologias de análise e apoio à decisão que incorporam incerteza nas variáveis de decisão. Na realidade, na cadeia de análise para seleção das opções de desenvolvimento da RNT as soluções de reforço de rede identificadas pela REN são o resultado de estudos que avaliam o desempenho das mesmas para um conjunto de diferentes cenários representativos da operação esperada da rede elétrica no horizonte de planeamento de médio e longo prazo, os quais, para efeitos de decisão, incorporam riscos ainda que não inteiramente quantificados.

Na sua função de Gestor Técnico Global do SEN, a REN continuará a acompanhar as tendências e as práticas entre ORT Europeus nesta vertente do planeamento,

aprofundando metodologias e dotando-se das ferramentas adequadas, por forma a, mantendo a segurança de operação, alargar o âmbito de escolhas no processo de tomada de decisão e considerar outras alternativas, como eventuais mecanismos de flexibilidade que os mercados possam disponibilizar, suportadas na legislação e regulamentação que se encontre em vigor, o que pode passar por incluir, entre outros, a flexibilidade disponibilizada em mercado de recursos distribuídos – geração e consumo – numa ótica de sustentabilidade e otimização de recursos endógenos existentes.

Nesse sentido, o recurso a alternativas de mecanismos de flexibilidade requer ainda o desenvolvimento de estudos que permitam a sua aplicação destes mecanismos para efeitos de planeamento da RNT, adicionais a mecanismos de gestão de congestionamentos locais com regras definidas regulamentarmente.

ESTUDOS DE DYNAMIC LINE RATING APLICADOS À RNT EM DESENVOLVIMENTO

Flexibilidade e gestão dinâmica da rede

Novo Aeroporto de Lisboa

PROJETO DE INVESTIMENTO DE LIGAÇÃO À REDE DO NOVO AEROPORTO DE LISBOA COM INFORMAÇÃO A DETALHAR EM PRÓXIMAS EDIÇÕES DO PDIRT

Dynamic Line Rating é uma metodologia de gestão da operação da rede que, tirando partido do conhecimento das condições atmosféricas na envolvente de uma determinada linha e das condições de operação da mesma, visa avaliar a possibilidade de operar essa linha com capacidade de transporte diferente das sazonais definidas em projeto, sem colocar em risco a segurança de pessoas e bens.

Não obstante a existência de diversas abordagens e protótipos, este tipo de soluções encontra-se numa fase de desenvolvimento que requer prudência e uma aprendizagem e testes reais antes da sua implementação sistemática ponderando os respetivos custos e benefícios associados.

O ORT tem desenvolvido alguns projetos-piloto testando abordagens com (i) "medição indireta", no qual a capacidade da linha aérea é estimada com base em previsões de diferentes variáveis atmosféricas e com (ii) "medição direta", com instalação de dispositivos ao longo da linha permitindo estimar a 'capacidade real da linha' com base em grandezas elétricas mensuráveis em tempo-real.

O ORT continuará a aprofundar o seu conhecimento e experiência nesta matéria, quer através dos projetos em que já está envolvido, quer pelo acompanhamento de novos desenvolvimentos tecnológicos e da experiência de outras congéneres.

Alimentação ao novo aeroporto de Lisboa

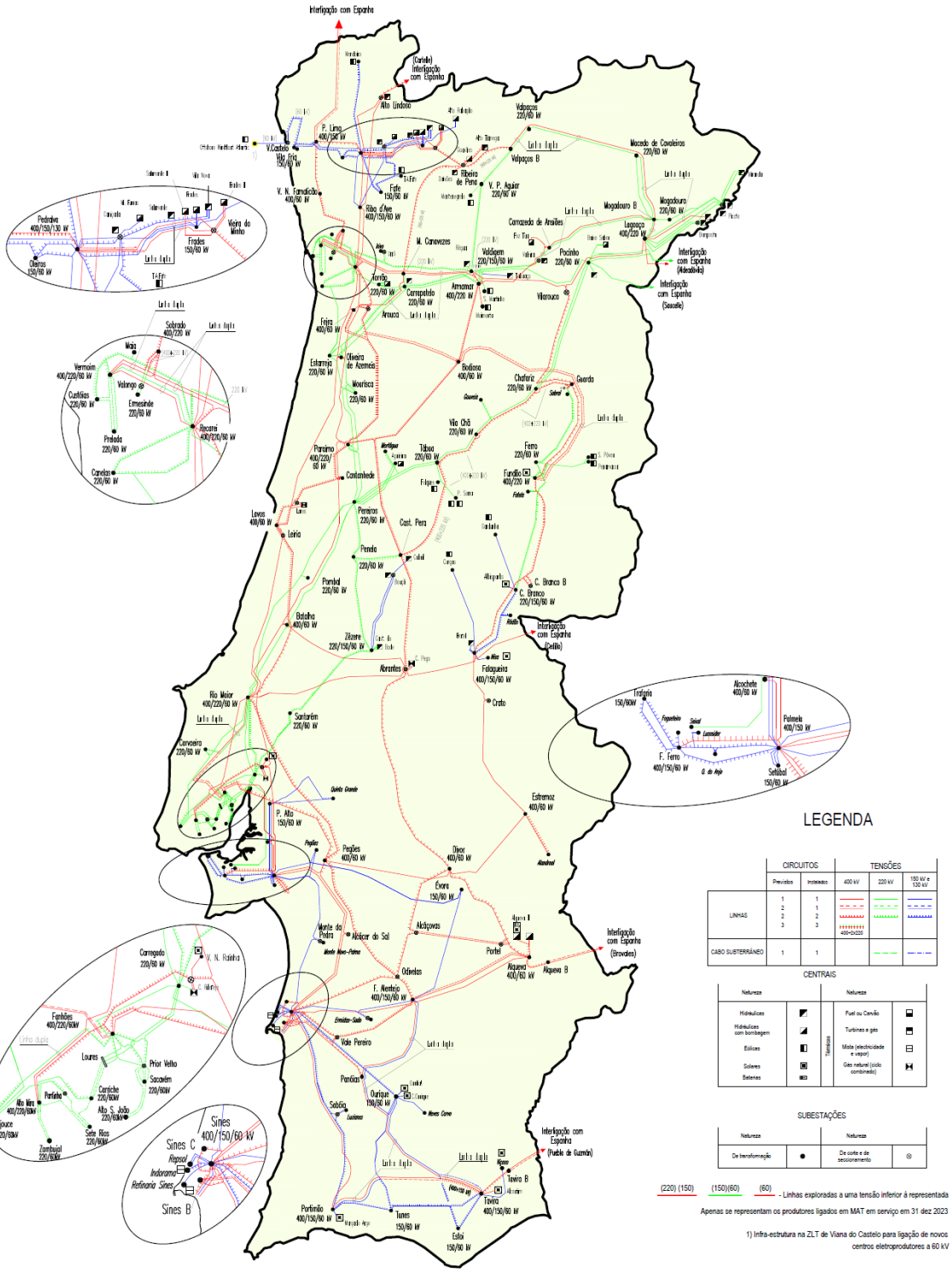
Para alimentação ao novo aeroporto de Lisboa, com localização na margem sul do Tejo e inserindo-se maioritariamente no Campo de Tiro de Alcochete, as análises preliminares desenvolvidas indiciam a necessidade de criação de duas novas subestações, uma a Nascente e outra a Poente do aeroporto, com abertura de dois eixos existentes a 400 kV da RNT próximos do mesmo.

Estes dois novos postos de corte, "geminados" com as infraestruturas elétricas do novo aeroporto de Lisboa, permitirão uma solução redundante e resiliente em caso de falha de um deles ou dos respetivos circuitos a 400 kV que os ligam à restante RNT.

Tendo em consideração o horizonte temporal para a implementação do novo aeroporto de Lisboa e face ao momento da decisão tomada recentemente, não é possível concretizar, na presente edição do PDIRT, o respetivo projeto de investimento. O ORT teve já contactos com a ANA - Aeroportos de Portugal, S.A. para o desenvolvimento dos trabalhos em articulação com o desenvolvimento do projeto do novo aeroporto de Lisboa, devendo vir a ser possível apresentar mais informação sobre a solução de alimentação ao novo aeroporto de Lisboa, na atualização do PDIRT, nas próximas edições do Plano.

Figura - 10

Mapa da RNT em 2034 – Projetos Base e Complementares



ÍNDICE

APRESENTAÇÃO **III**

SUMÁRIO EXECUTIVO **I**

ÍNDICE **XXXVI**

SIGLAS **XXXIX**

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 13
1.6. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO 16
1.7. CONTEÚDO DO PDIRT 20
1.8. ENQUADRAMENTO AMBIENTAL 22

2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE DE TRANSPORTE **23**

2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES 25
2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS 27
2.2.1. CONSUMO 27
2.2.2. PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS 31
2.2.3. PONTA SÍNCRONA DE CARGA DO SEN E PONTA DA RNT 34
2.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT 35
2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO 37
2.5. INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO 41
2.6. FLUXO INVERSO NA TRANSFORMAÇÃO MAT/AT DAS SUBESTAÇÕES DA RNT NA FRONTEIRA TRANSPORTE-DISTRIBUIÇÃO 44
2.7. UTILIZAÇÃO DAS REATÂNCIAS SHUNT 47
2.8. EVOLUÇÃO DAS PERDAS 48
2.9. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL 49

3. PRESSUPOSTOS DO PLANO **51**

3.1. ENQUADRAMENTO 53
3.2. ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT 55
3.3. CELEBRAÇÃO DE ACORDOS PARA INTEGRAÇÃO NA RESP DE NOVOS CENTROS ELECTROPRODUTORES 57
3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA 61
3.4.1. ENQUADRAMENTO 61
3.4.2. METODOLOGIAS E EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DAS PONTAS 61
3.4.3. OUTROS CONSUMOS COM ELEVADOS VALORES DE POTÊNCIA 65
3.5. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA 66
3.5.1. PREVISÃO DA PONTA SÍNCRONA DE CARGA 66
3.5.2. PREVISÃO DE CARGAS POR PONTO DE ENTREGA (PDE) 70
3.6. FLEXIBILIDADE DA PROCURA 74
3.7. PLANEAMENTO PROBABILÍSTICO 77
3.8. DYNAMIC LINE RATING 80
3.9. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA 82
3.10. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT 85
3.11. SUSTENTABILIDADE ESG 90

4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO **93**

4.1. ENQUADRAMENTO 95
4.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE 99
4.2.1. DETALHE DAS TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO (2025-2029) 101
4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT 110
4.3.1. ENQUADRAMENTO À GESTÃO DE ATIVOS 110
4.3.2. METODOLOGIA PARA PLANEAMENTO DO INVESTIMENTO 114
4.3.3. PLANO DE REMODELAÇÃO DE ATIVOS 117
4.4. GESTÃO OPERACIONAL DA RNT 128

4.5. APOIO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO 131
4.5.1. EIXOS ESTRUTURANTES DE APOIO À RND 131
4.5.2. TRANSFORMADORES MAT/AT E PAINÉIS AT PARA APOIO AOS CONSUMOS 131
4.5.3. COORDENAÇÃO ENTRE O ORT E O ORD 134
4.6. GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA 136
4.6.1. REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA 137
4.7. REABILITAÇÃOE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR DE EDIFÍCIOS 139
4.8. ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS | RISCO E VULNERABILIDADE 141
4.9. INOVAÇÃO – AGENDA *TRANSFORM* 145

5. PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO 147

5.1. ENQUADRAMENTO 149
5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES 151
5.2.1. MONTANTES INDIVIDUAIS DOS PROJETOS 151
5.2.2. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO 153
5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES 155
5.4. APOIO A CONSUMOS 161
5.5. OUTROS PROJETOS EM FASE DE ESTUDO 162
5.5.1. ZONAS DE GRANDE PROCURA 162
5.5.2. LIGAÇÃO À REDE DE CENTROS ELECTROPRODUTORES AO LARGO DE PORTUGAL CONTINENTAL 162
5.5.3. ALIMENTAÇÃO ELÉTRICA AO NOVO AEROPORTO DE LISBOA 165
5.5.4. ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS DE ABRANTES E DO PERÍMETRO DE REGA DE MIRA 166

6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT 167

6.1. INVESTIMENTO DO CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES 169
6.2. IMPACTO TARIFÁRIO 170
6.2.1. ENQUADRAMENTO 170
6.2.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE 172
6.2.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES 175
6.2.4. IMPACTO TARIFÁRIO CONSIDERANDO OS PROJETOS BASE MAIS OS PROJETOS COMPLEMENTARES 176
6.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO 179
6.3.1. APLICAÇÃO AOS PROJETOS BASE 179
6.3.2. APLICAÇÃO AOS PROJETOS COMPLEMENTARES 196
6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES 204
6.4.1. PROJETOS BASE, APROVADOS E DECORRENTES DE ACORDOS 204
6.4.2. PROJETOS COMPLEMENTARES 208
6.5. PERDAS NA RNT 211
6.6. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO 216
6.7. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO 218
6.7.1. ENQUADRAMENTO 218
6.7.2. CARACTERIZAÇÃO DOS PEDIDOS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO À REDE 219
6.7.3. CAPACIDADE DE RECEÇÃO 220
6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO 224
6.8.1. ENQUADRAMENTO 224
6.8.2. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO – PROJETOS BASE 224
6.9. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO 228
6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA 235
6.10.1. EVOLUÇÃO DA PROCURA 235
6.10.2. EVOLUÇÃO DA OFERTA 236
6.11. SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA 238
6.11.1. PRINCÍPIOS GERAIS 238
6.11.2. NOVOS DESAFIOS PARA A SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO 239
6.11.3. EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES 240
6.11.4. REDUÇÃO DE INÉRCIA NO SISTEMA ELÉTRICO E MEDIDAS DE MITIGAÇÃO 240
6.12. AVALIAÇÃO AMBIENTAL 245
6.13. PROGRAMA SECTORIAL 248
6.14. PROJECTOS ELÉTRICOS ESTRATÉGICOS DE GRANDE IMPACTO 249

ANEXOS

Anexo 1 – Padrões de segurança para planeamento da RNT

Anexo 2 – RMSA-E 2023 | Cenários e Pressupostos; PNEC 2021-2030 – Revisão de 2024| 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 2025 a 2034 e Mapa da RNT (Projetos Base)

Anexo 6 – Quadros de entradas em serviço de 2025 a 2034 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 2022

Anexo 12 – Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos Horizontes 2025, 2029 e 2034

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

Anexo 14 – Mapas de trânsitos na RNT para o horizonte de 2034

Anexo 15 – Indicadores evolutivos dos equipamentos da rede

Anexo 16 – Evolução das correntes de defeito

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
GTGSEN	Gestor Técnico Global do SEN
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

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.
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

REN

1.1. A REDE DE TRANSPORTE

A 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. Adicionalmente, 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 estes 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, incorporados no mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, o RMSA-E 2023, e nas metas consagradas do Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030) na sua atualização/revisão de 2024.

A necessidade de existência de adequada capacidade para alimentação aos consumos, nomeadamente e sem prejuízo dos demais, os associados a novos grandes projetos industriais de elevados valores de potência, impulsionados pela transição energética e desenvolvimento tecnológico com que a Europa está empenhada, aporta igualmente consigo um efeito impulsionador ao desenvolvimento da rede de transporte.

Também impactante no desenvolvimento das redes de transporte, e não menos importante, são os 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 electroprodutores 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 os bens afetos à atividade de transporte de eletricidade através da RNT (Concessão), incluindo as interligações e as instalações para a operação da rede de transporte e para a gestão técnica global do SEN.

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 II do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e dos demais deveres e incumbências consagrados no contrato de Concessão da 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 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 2009/72/CE);

- ✓ O Regulamento (UE) 2022/869, de 30 de maio, do Parlamento Europeu e do Conselho relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, que altera os Regulamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e as Diretivas 2009/73/CE e (UE) 2019/944 e que revoga o Regulamento (UE) n.º 347/2013;

- ✓ As alterações introduzidas pelo Regulamento (CE) 2424/1747, de 13 de junho, aos Regulamentos (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943, no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União;

- ✓ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (DL 15/2022), estabelece o regime jurídico do setor elétrico;

- ✓ O DL 15/2022 estipula que o ORT deve assegurar o planeamento da RNT e 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 (PDIRT);

- ✓ O artigo 123.º do DL 15/2022, refere, entre outros aspetos, (i) que o planeamento da RNT visa o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de forma a garantir a segurança do abastecimento e a existência de capacidade para a receção e entrega de eletricidade com níveis adequados de segurança e de qualidade de serviço, no âmbito do mercado interno da electricidade; (ii) que o planeamento das redes é enquadrado pelos objetivos de política climática e energética expressos no Plano Nacional Energia Clima 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 ou outros que os venham substituir, e deve contribuir, de forma ativa, para a descarbonização do País, através, entre outros, da concretização dos investimentos em infraestruturas que, de modo eficiente, assegurem a maior incorporação de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, a descentralização da produção de energia elétrica, o desenvolvimento do

autoconsumo, o incremento da eficiência energética e a adaptação a novas formas de conversão e gestão de energia como a mobilidade elétrica e o armazenamento;

No n.º 7 do seu artigo 124.º, o Decreto-Lei n.º 15/2022 refere que, no processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração os seguintes elementos:

- A caracterização da RNT;
- O RMSA mais recente;
- Os padrões de segurança para planeamento da RNT (contidos na Regulamentação, em vigor o Regulamento da Rede de Transporte, V. Anexo 1) e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;
- O planeamento das redes com que se interliga, nomeadamente com a rede de distribuição em média tensão (MT) e alta tensão (AT) e com as redes de sistemas vizinhos;
- As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em AT e MT e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros electroprodutores.

O n.º 2 do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 refere que "O PDIRT é um plano decenal do desenvolvimento e investimento na RNT que reveste a natureza de programa setorial, nos termos do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 39.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação actual".

O n.º 5 do mesmo artigo refere que o PDIRT contempla as principais medidas estruturantes relativamente a:

a) Informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguintes, a indicação dos objetivos estratégicos de investimento, os que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, bem como o respetivo calendário de execução, devidamente justificados nos termos do disposto no n.º 5 do artigo anterior;

b) Planeamento das infraestruturas de rede deve ter em conta as necessidades de capacidade de receção de eletricidade na RESP decorrentes do desenvolvimento da produção de energia renovável nos termos dos instrumentos de política energética e ambiental;

c) Valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais;

d) Modelo territorial, constituído por, pelo menos, a expressão territorial das infraestruturas previstas a serem estabelecidas no período decenal do PDIRT, tendo em conta o respetivo estado de desenvolvimento e a articulação da política setorial com a disciplina consagrada nos demais programas e planos territoriais aplicáveis na respetiva área;

e) Obrigações decorrentes do MIBEL e as medidas adequadas ao cumprimento dos objectivos previstos no Regulamento (UE) 2019/943 do Parlamento Europeu e

do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade;

f) Medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a ACER e da REORT -E para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;

g) Intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos;

h) Calendário de execução previsto relativamente a todos os projetos de investimento.

Ainda de acordo com a legislação (artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 15/2022), do ponto de vista da sua tramitação, a proposta do PDIRT é apresentada pelo operador da RNT à DGEG e à ERSE. Em sequência, a DGEG promove as consultas previstas no n.º 1 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio, na sua redação atual.

No prazo de dois dias após o termo do prazo de pronúncia das entidades, a DGEG remete ao operador da RNT os pareceres recebidos.

Por seu turno, após a receção da proposta de PDIRT, a ERSE, no prazo de 22 dias, e através de aviso a publicar no Diário da República com a antecedência de cinco 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 do 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. O Governo submete a proposta de PDIRT a discussão na Assembleia da República.

O PDIRT com a natureza de programa setorial é aprovado por resolução do Conselho de Ministros.

O Anexo II do Decreto-Lei n.º 15/2022 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, reformulado pelo Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho, 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 atuação do operador da Rede Nacional de distribuição (RND), bem como com os operadores das redes elétricas de sistemas vizinhos, pelo que a presente proposta de PDIRT 2025-2034 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, segundo as quais, na elaboração das suas propostas de Plano, o ORT deve ter em consideração, cf. referidos *supra*, enunciados no Decreto-Lei n.º 15/2022.

Neste contexto, tendo em consideração o atrás exposto, já aquando da 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 2025-2034. No referido modelo, distingue-se o conjunto dos projetos que dependem da exclusiva iniciativa do ORT, os designados Projetos Base, 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, aqueles que visam dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, ou ainda projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, incluindo os da Rede de Telecomunicações de Segurança, e de reabilitação e adequação regulamentar de edifícios da Concessão e de Inovação operacional.

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 ou de outras áreas da Governação, nomeadamente da economia, infraestruturas e transportes, 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 mesmo quatro a

cinco, caso incluam linhas aéreas ou ainda equipamentos 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, 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.

Sem prejuízo da espacialização das infraestruturas em sede de Avaliação Ambiental Estratégica deste PDIRT, cabe 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 indicativos, na medida em que se desconhece, na generalidade dos projetos em apreciação para decisão neste PDIRT, quais 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.

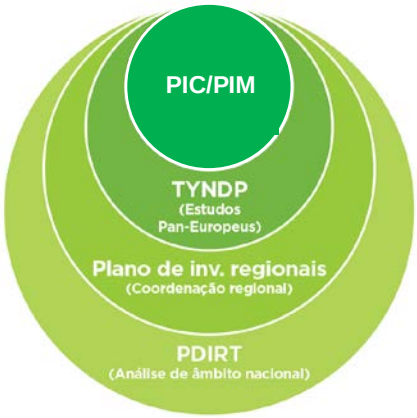
1.5. O PLANEAMENTO DA RNT NO CONTEXTO EUROPEU

1.5.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE

Ao abrigo do Regulamento (CE) n.º 714/2009, de 13 julho de 2009, reformulado pelo Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, 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"[7] (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 mais recente edição deste plano foi publicada pela ENTSO-E em maio de 2023, o "TYNDP 2022"[8]. 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, garantir 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 nesse plano.

FIGURA 1-1
O PDIRT no contexto europeu



[7] Designada na legislação portuguesa por "rede europeia dos operadores das redes de transporte".
[8] https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-high-level-report-1

Os projetos incluídos no TYNDP devem ser projetos considerados com interesse de nível 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*" 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, e francesa, a Reseaux de transport d'électricité (RTE). Os principais resultados dos estudos técnicos desenvolvidos neste grupo regional, no âmbito do TYNDP 2022, encontram-se publicados no "*Regional Investment Plan 2022 - Continental South West*" [9] .

ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRT 2025-2034 E O TYNDP 2022

A proposta de PDIRT 2025-2034, nomeadamente conforme definido na alínea f) do n.º 5 do artigo 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, deve contemplar as medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações assumidas "no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia".

Conforme referido, o TYNDP 2022 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 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 2022, o RMSA-E 2020. 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 2022 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 2022, disponível no site da ENTSO-E[10].

Sobre o TYNDP 2022 e com particular enfoque os projetos da RNT incluídos no TYNDP, está disponível informação mais detalhada no Anexo 11 desta proposta de PDIRT.

1.5.2. Projetos de Interesse Comum

O Regulamento (UE) 2022/869, de 30 de maio, 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), quando se referem a projetos entre países da UE ou "Projetos de Interesse Mútuo"

[9] https://tyndp.entsoe.eu/resources/regional-investment-plan-2022-continental-south-west
[10] https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission

(PIM), quando se referem a projetos entre um país da UE e países fora da UE. 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/PIM, 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/PIM pressupõe, aliás tal como requerido pelo Regulamento (UE) 2022/869, a inclusão do mesmo no TYNDP em vigor à data de seleção destes projetos.

A primeira lista de PIC/PIM da CE foi adotada em novembro de 2023 e publicada em abril de 2024 (Regulamento Delegado (UE) 2024/1041). No ano de 2024, iniciou-se o processo de candidaturas à segunda lista de PIC/PIM, que será suportada no TYNDP 2024.

A atribuição de classificação PIC/PIM, 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.

PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRT 2025-2034

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, quarta e quinta 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 três projetos foram incluídos na quinta lista da CE, aprovada em novembro de 2021 e publicada em abril de 2022 (Regulamento Delegado (UE) 2022/564).

De 19 de outubro de 2022 e até 15 de dezembro de 2022, decorreu a fase de candidaturas para a primeira lista PIC/PIM, tendo a REN recandidatado ao estatuto de PIC um dos três projetos da RNT

que integravam a quinta lista, o PIC 2.17, relativo à nova interligação Portugal-Espanha entre Minho e Galiza.

Dos projetos que a REN não recandidatou, o PIC 2.16.3, tinha, na fase de candidatura, data prevista de conclusão até ao final de 2023, sendo que de acordo com as regras vigentes já não poderia ser candidato tendo em conta que a nova lista entraria em vigor em 2024. Relativamente ao PIC 2.16.1, a REN decidiu não o recandidatar à nova lista face à reavaliação do projeto perante o novo contexto de evolução prevista para o parque electroprodutor em Portugal e também em Espanha, tendo o projeto sido recalendarizado para além do horizonte deste PDIRT 2025-2034.

Como já referido, a primeira lista de PIC/PIM da CE foi adotada em novembro de 2023 e publicada em abril de 2024 (Regulamento Delegado (UE) 2024/1041) e inclui o PIC 1.1, relativo à nova interligação Portugal-Espanha entre Minho e Galiza.

De 18 de setembro de 2024 e até 18 de novembro de 2024, decorreu a fase de candidaturas para a segunda lista PIC/PIM, tendo a REN, em coordenação com o operador da rede de transporte de Espanha, apresentado a candidatura da nova interligação Portugal-Espanha entre Minho e Galiza ao estatuto de PIC/PIM, cujos resultados se esperam conhecidos em 2025.

1.6. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO

A proposta de PDIRT 2025-2034, 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**:
  - o 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;
  - o 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):
  - o Nos primeiros cinco anos, em particular nos quatro 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. O último ano do primeiro quinquénio

inclui 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 2023, 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) na sua versão de 2024;

✓ Evolução da oferta em linha com o cenário Ambição do RMSA-E 2023, 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 2023 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, no intervalo temporal abrangido por este Plano o RMSA-E-2023 não prevê a entrada em serviço de novas centrais;

✓ 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[11];

- ✓ 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 2029 e 2034, 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 (2029 e 2034);

- ✓ 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;

[11] Acordos entre operadores da RESP e promotores de novos centros electroprodutores, ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º do DL n.º 15/2022 (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, documentada em relatório próprio separado. As recomendações emanadas do exercício de AAE estão incorporadas na presente proposta de Plano.

1.7. CONTEÚDO DO PDIRT

A proposta de PDIRT 2025-2034 encontra-se estruturada em dois volumes, contendo, o primeiro, para além de anexos, os seis capítulos seguintes:

1 – Enquadramento e Âmbito;

2 – Caracterização da Rede de Transporte;

3 – Pressupostos do Plano;

4 – Projetos Base de Investimento;

5 – Projetos Complementares de Investimento;

6 – Impacto dos Projetos de Investimento.

O segundo volume contém os elementos de expressão territorial, incluindo a identificação dos projetos elétricos estratégicos de grande impacto nos termos e para o efeito do disposto no Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, e a avaliação ambiental estratégica do Plano.

No 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 RNT, 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 constam da presente lista. Faz-se ainda uma breve descrição dos principais aspetos organizativos e de conteúdo do PDIRT e uma breve nota sobre o enquadramento ambiental do Plano.

No capítulo 2., procede-se à caracterização da rede de transporte com referência a final de 2023. 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 electroprodutor. 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 nas subestações ao longo dos últimos anos, uma caracterização de fluxos inversos (da RND para a RNT) que ocorrem na fronteira Transporte-Distribuição, 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 da modalidade de acordo entre o interessado e o ORT, ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º do DL n.º 15/2022. Apresentam-se também os cenários de evolução da procura considerados para o horizonte temporal do PDIRT. São apresentados valores previsionais de carga (para efeitos de simulação do comportamento da RNT). É feita referência à contribuição da produção embebida na satisfação do consumo. Na sua parte final, são ainda apresentados os critérios de segurança para planeamento da RNT.

No capítulo 4., são apresentados os Projetos Base de investimento para o período 2025-2034. Apresentam-se os valores estimados para as entradas em exploração anuais no primeiro quinquénio e médias anuais no segundo quinquénio da proposta de PDIRT, incluindo 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.

No capítulo 6., é efetuada uma análise do impacto dos projetos de investimentos apresentados, incluindo o impacto tarifário e a análise multicritério/custo-benefício. 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 códigos europeus. Apresenta-se os valores mínimos de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha previstos para o horizonte 2025-2034, os valores previsíveis de capacidade do sistema para ligação de novos centros electroprodutores, bem como a evolução dos principais indicadores relativos à composição da RNT, à estimativa de perdas na RNT, às correntes de defeito. Ainda nesse capítulo faz-se referência ao exercício de Avaliação Ambiental Estratégica que acompanha a realização deste Plano e é parte integrante do mesmo, o que é documentado em relatório próprio específico, bem como dos demais elementos do programa sectorial de que se reveste o PDIRT. Finalmente, são listados os projetos da RNT enquadráveis como projetos elétricos estratégicos de grande impacto nos termos e para os efeitos do disposto no Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro.

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.

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.

Com este quadro em mente, o Relatório Ambiental (RA), elaborado com o apoio da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), documento que contém a AAE e no âmbito da qual são 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) *Energia e Alterações Climáticas*; (iii) *Capital Natural e Cultural*.

O culminar deste exercício de avaliação dos eixos estratégicos da proposta de PDIRT 2025-2034 incluiu a realização de uma consulta pública e institucional sobre a versão preliminar do RA, na qual são recebidos pareceres de diversas entidades. Os comentários e sugestões efetuados pelas entidades são considerados na versão final do RA.

A AAE deste PDIRT, parte relevante do mesmo, é apresentada em volume separado.

2

CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE TRANSPORTE

REN

2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES

Em 31 de dezembro de 2023, a RNT tinha em serviço 71 subestações, 13 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 RNT	31-12-2023
Comprimento dos circuitos de linha (km)	9 409
400 kV	3 080
220 kV *	3 849
150 kV **	2 481
Potência de transformação (MVA)	40 027
Autotransformação (MAT/MAT)	14 920
Transformação (MAT/AT)	24 787
Transformação (MAT/MT)***	320

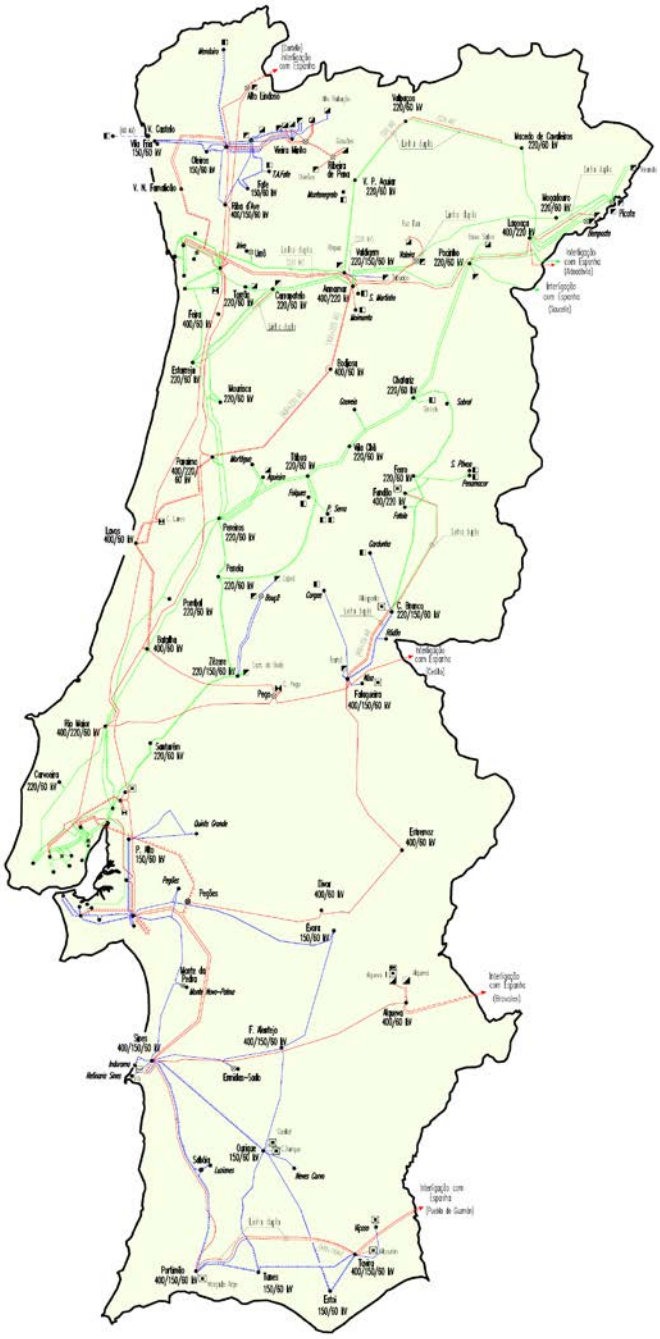
* Inclui 96 km em circuito subterrâneo.
** Inclui 15 km em circuito subterrâneo e 17 km em circuito submarino.
*** Transformação numa instalação de utilização ligada em muito alta tensão.

Para compensação do fator de potência, a RNT tem instaladas baterias de condensadores e reatâncias *shunt*, a que correspondiam, no final de 2023, os montantes de 2 370 Mvar e 1 415 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 2024.

FIGURA 2-1

Mapa da RNT a 1 de janeiro de 2024



2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS

2.2.1. Consumo

Em 2023, o consumo de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional (SEN) totalizou 50,7 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.

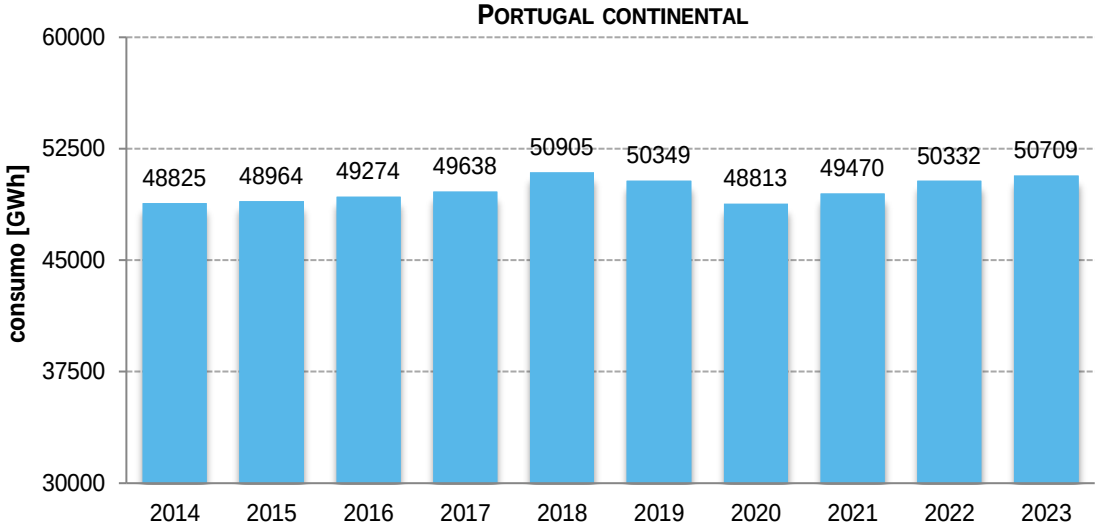
Face a 2022, o consumo de energia elétrica em 2023 registou um aumento de 0,8%, ou 0,6% considerando a correção do efeito da temperatura e do número de dias úteis.

No que respeita à evolução dos consumos, a Figura 2-2 ilustra o ocorrido nos últimos dez anos. 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)

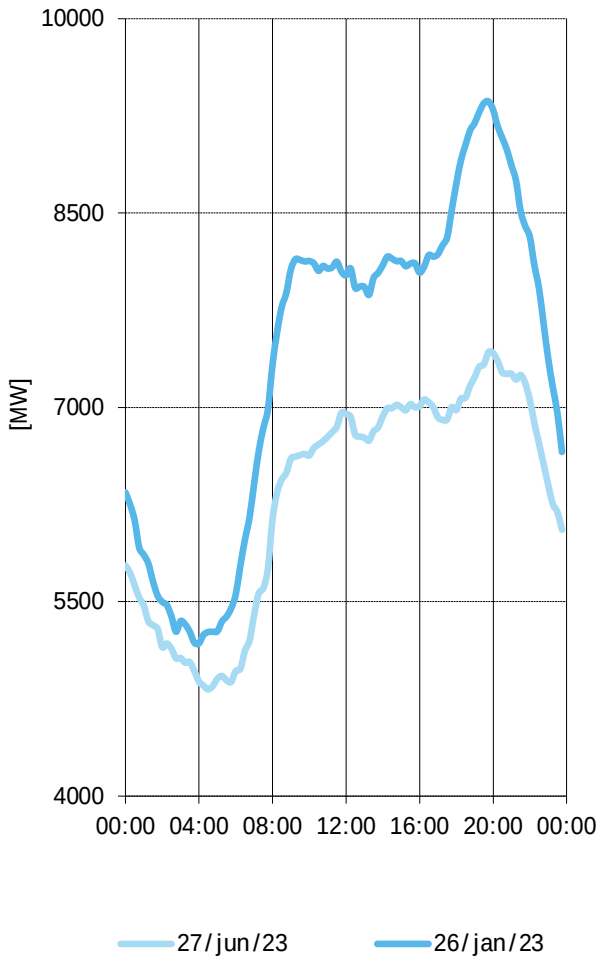


Na Figura 2-3 e Figura 2-4, apresenta-se, para o ano de 2023, a evolução da carga nos dias de maior ponta nas épocas sazonais de inverno e de verão, para Portugal continental e, dada a sua importância a nível de valores agregados de consumo, também para as zonas do Grande Porto, da Grande Lisboa, da Península de Setúbal e do Algarve.

FIGURA 2-3

Carga* nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2023

Portugal continental

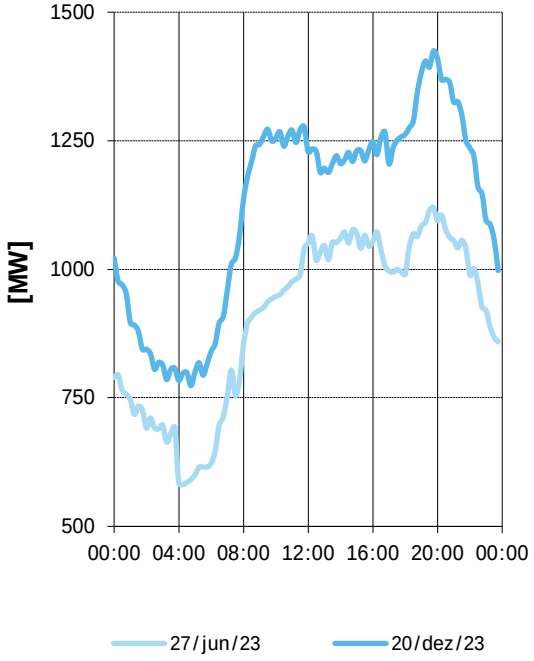


* A carga ilustrada é referida à emissão

FIGURA 2-4

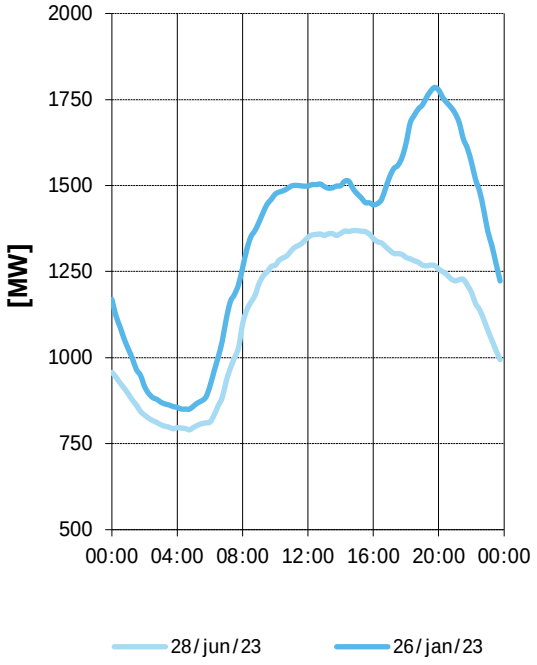
Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2023

Grande Porto [a)]



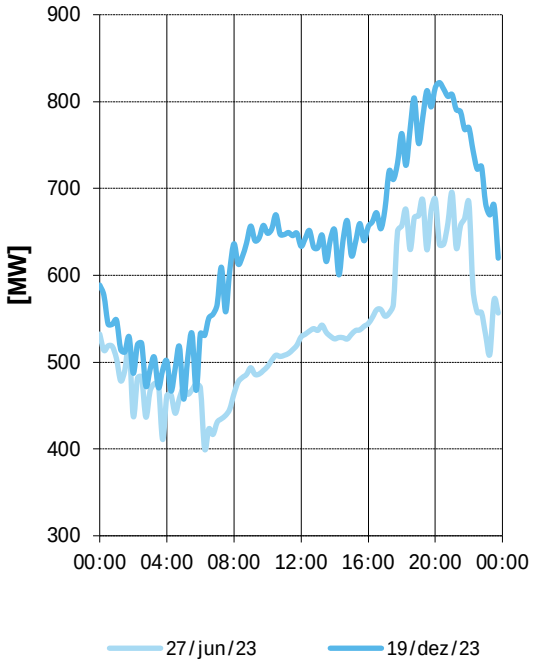
a) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Canelas, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei e Vermoim, à Siderurgia Nacional da Maia, e a produção embebida na área de influência destas subestações.

Grande Lisboa [b)]



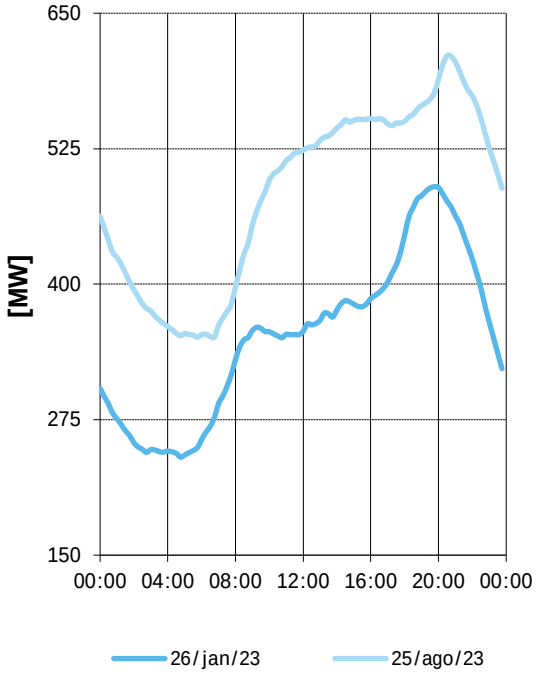
b) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Alto de Mira, Alto de São João, Carregado, Carriche, parte de Carvoeira, Fanhões, Trajouce, Sete Rios, Sacavém e Zambujal, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

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.

Algarve [d)]



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

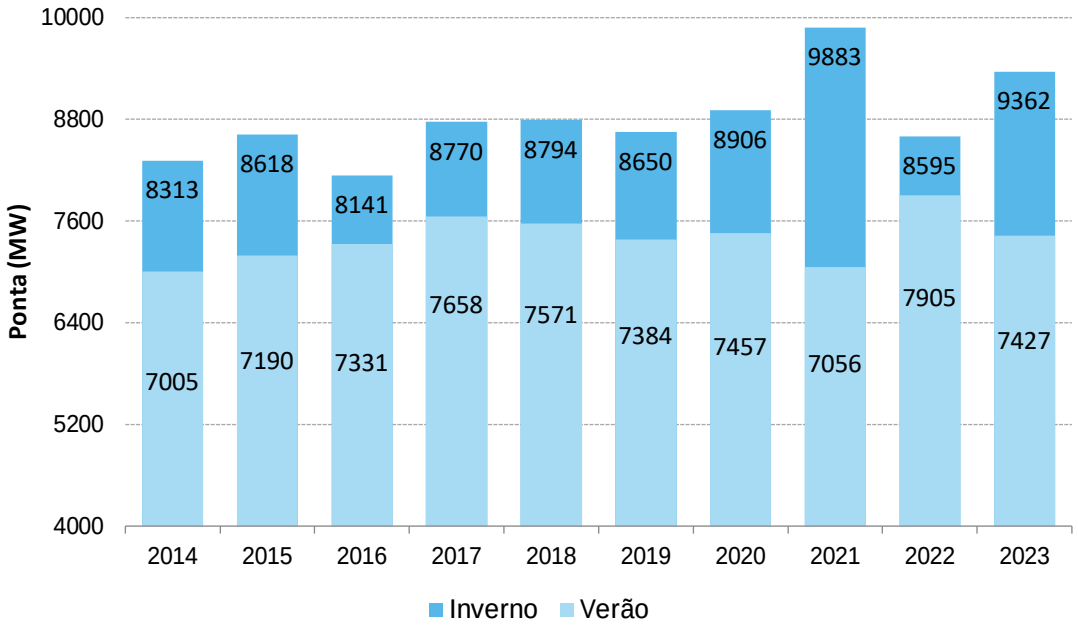
A potência máxima de carga verificada no SEN, em 2023, foi de 9 362 MW, valor cerca de 5% inferior à ponta máxima histórica em Portugal registada em 2021 (9 883 MW).

Na Figura 2-5, apresenta-se, para os últimos dez 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.

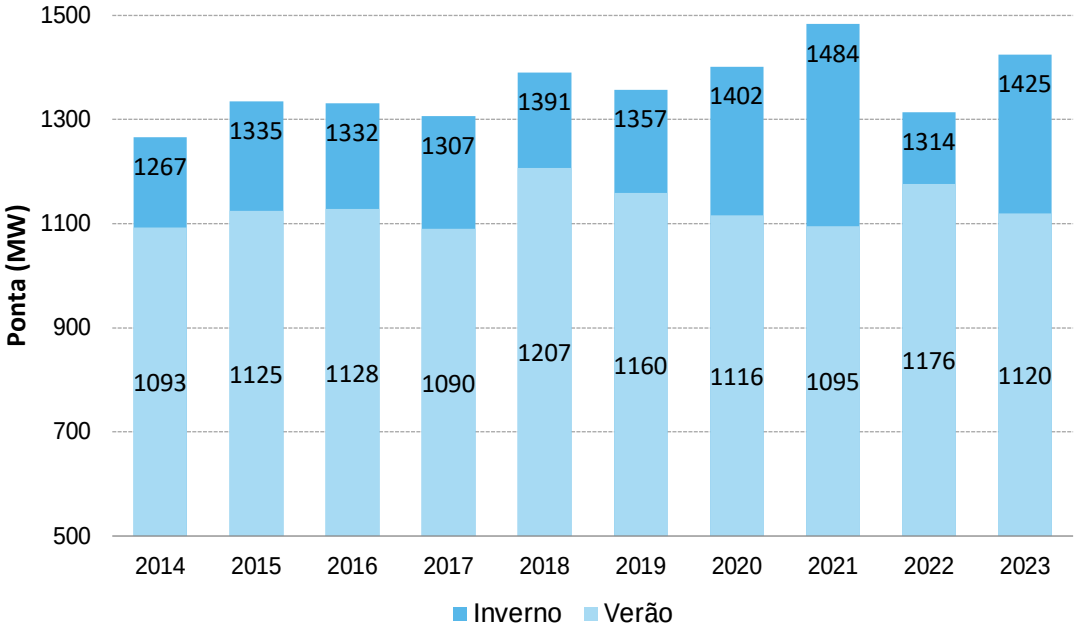
FIGURA 2-5

Pontas de carga síncronas sazonais nos últimos anos

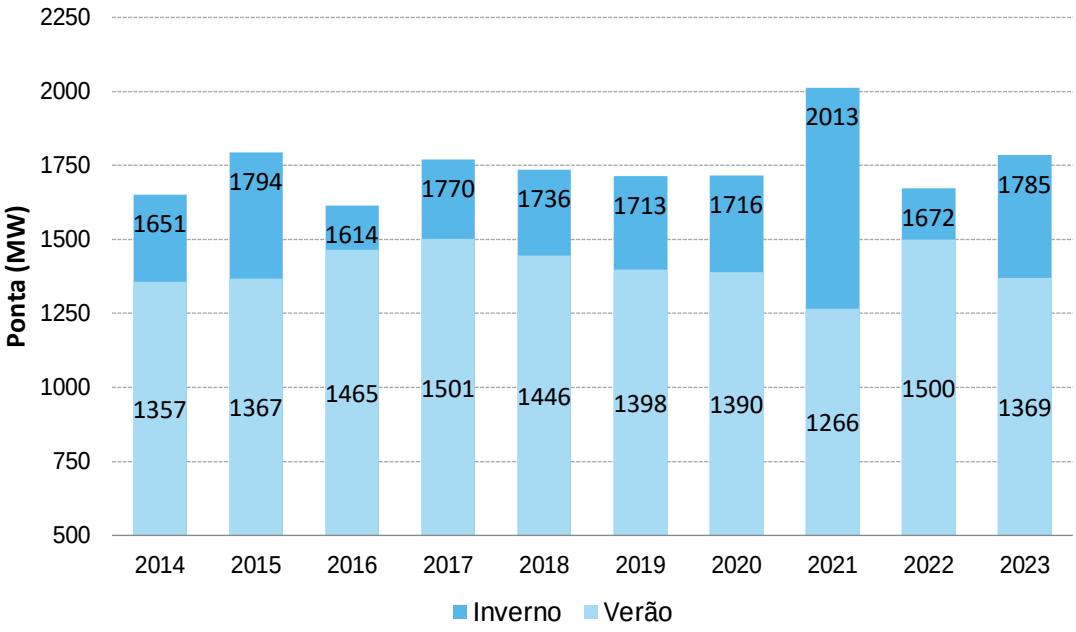
Portugal continental



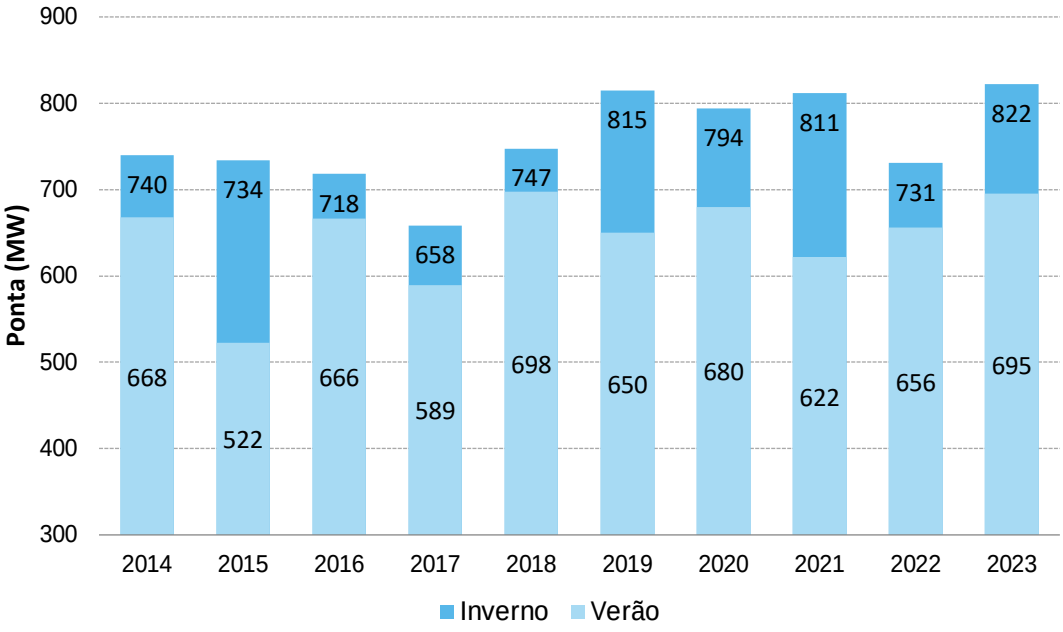
Grande Porto



Grande Lisboa



Península de Setúbal



Algarve

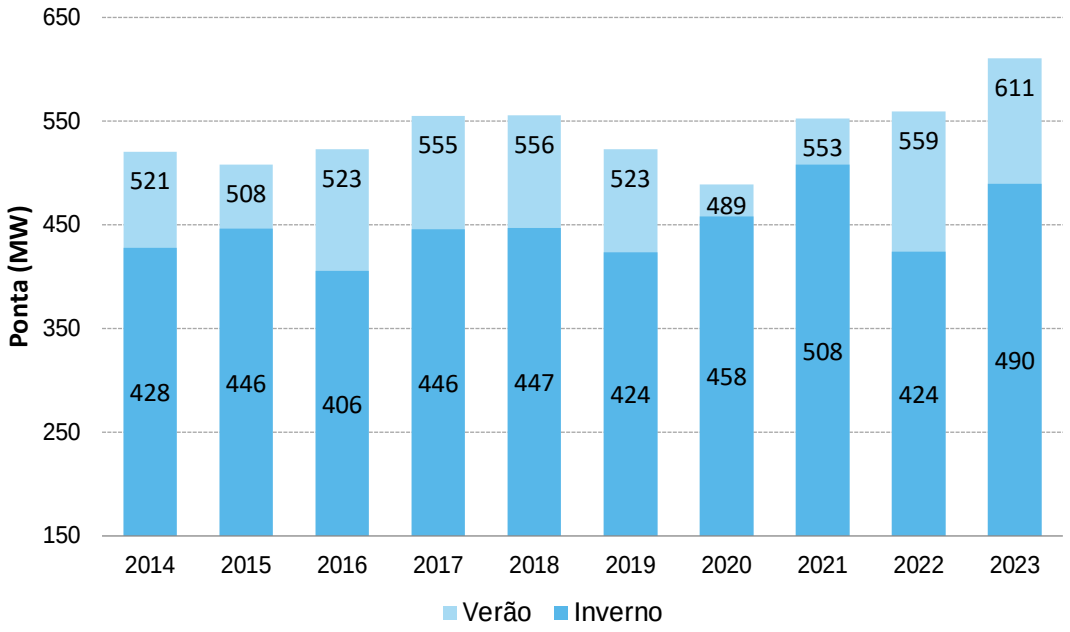
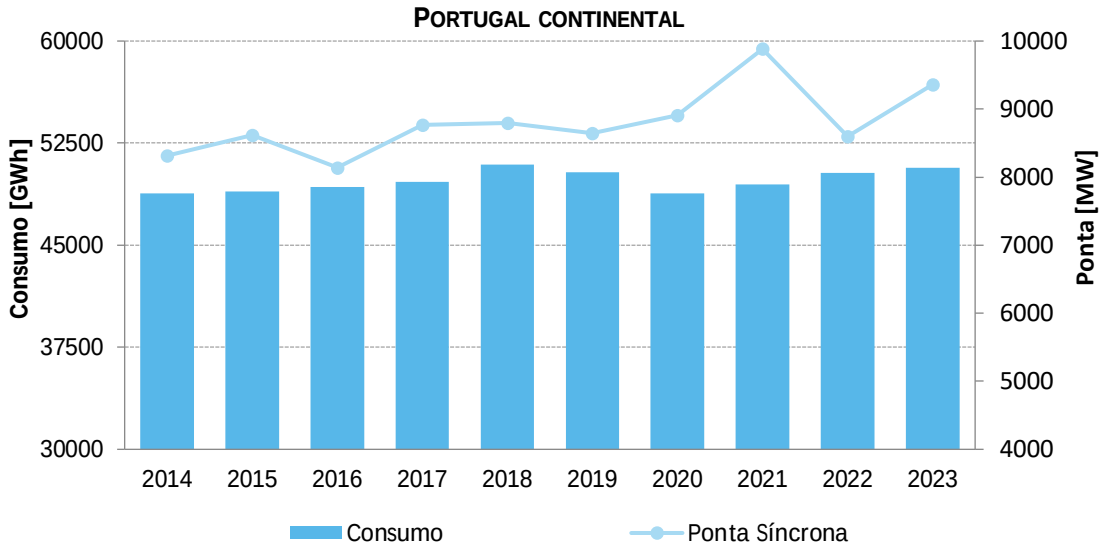


FIGURA 2-6

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:

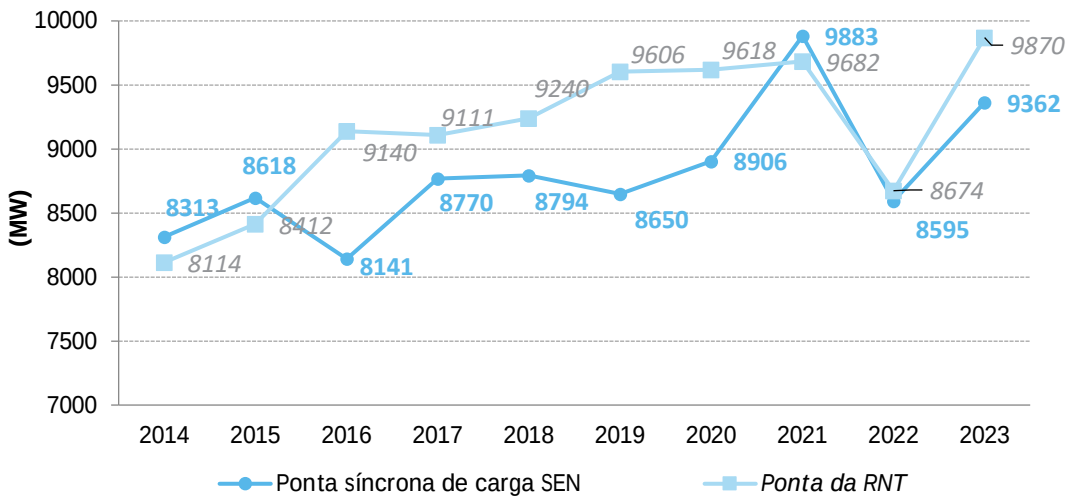
- *Ponta síncrona de carga do SEN (referida à emissão)*, como o valor máximo de potência simultânea de geração em Portugal e do saldo importador nas interligações internacionais necessário para abastecer a carga natural simultânea nos pontos de entrega da RNT a clientes em MAT e de apoio à distribuição 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, exceto pontualmente para o ano de 2021, 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 2023, o valor total da potência de produção instalada era de 21 362 MW, dos quais 16 900 MW de origem renovável e 4 462 MW de origem não renovável. O valor da potência instalada em 2023 aumentou em 677 MW, face ao ano de 2022. O valor da capacidade instalada é repartido por instalações ligadas à RNT, com 14 940 MW, e à RND com 6 424 MW. O total de potência renovável instalada registou um aumento de 697 MW, correspondendo fundamentalmente a ligação de novas centrais fotovoltaicas, sendo as mais marcantes as de Cerca (142 MW), Morgavel (46 MW), Tábua (40 MW), Alcochete (39 MW) e Albisparks (30 MW). No Quadro 2-2, apresenta-se uma síntese da potência instalada em Portugal em 31 de dezembro de 2023.

QUADRO 2-2

Síntese da potência instalada em Portugal Continental

Potência Instalada em Portugal Continental a 31-12-2023	[MW]
TOTAL	**21 362**
RENOVÁVEL	**16 900**
Hídrica	8 216
Eólica	5 374
Biomassa	700
Cogeração	*345*
Solar	2 611
Ondas	0.3
NÃO RENOVÁVEL	**4 462**
Gás Natural	4 434
Cogeração	*604*
Outros	28
Cogeração	*28*

Potências de ligação à RESP ou potência instalada nos centros termoelétricos aderentes à Portaria n.º 399/2002, de 18 de abril
Na eólica, inclui-se a potência adicional ao abrigo do Decreto-Lei n.º 94/2014, de 24 de junho

O crescimento verificado desde meados da primeira década deste século da componente de produção renovável no *mix* energético nacional, tem exigido uma 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.

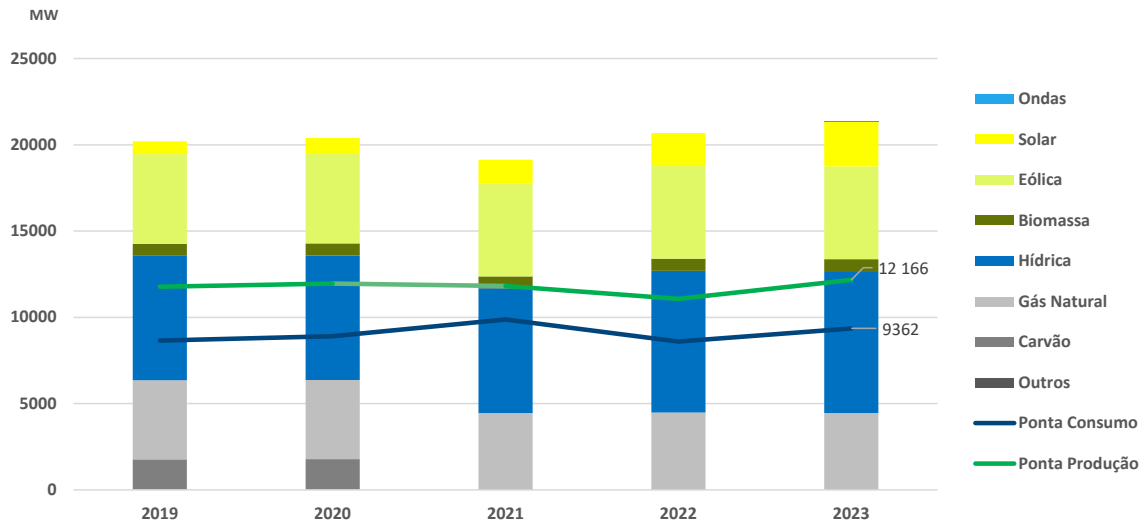
Este crescente afastamento geográfico entre produção e consumo tem contribuído em grande parte para a necessidade de crescimento da RNT ao longo dos últimos anos. Efetivamente, a integração de nova produção, em particular e até há poucos anos de renovável hídrica e eólica no interior

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 electroprodutores, estejam estes ligados diretamente à RNT ou embebidos nas redes de distribuição, as subestações de ligação com a RND e os polos de consumo, evitando desta forma o desperdício de energia renovável e assegurando a segurança global do sistema.

A figura seguinte representa, desde 2019, a evolução da potência instalada e da ponta máxima anual, onde se pode verificar um aumento da componente renovável, em particular de origem hídrica, eólica e solar.

FIGURA 2-8

Evolução da potência instalada em centros electroprodutores 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 2014, 2019 e 2023

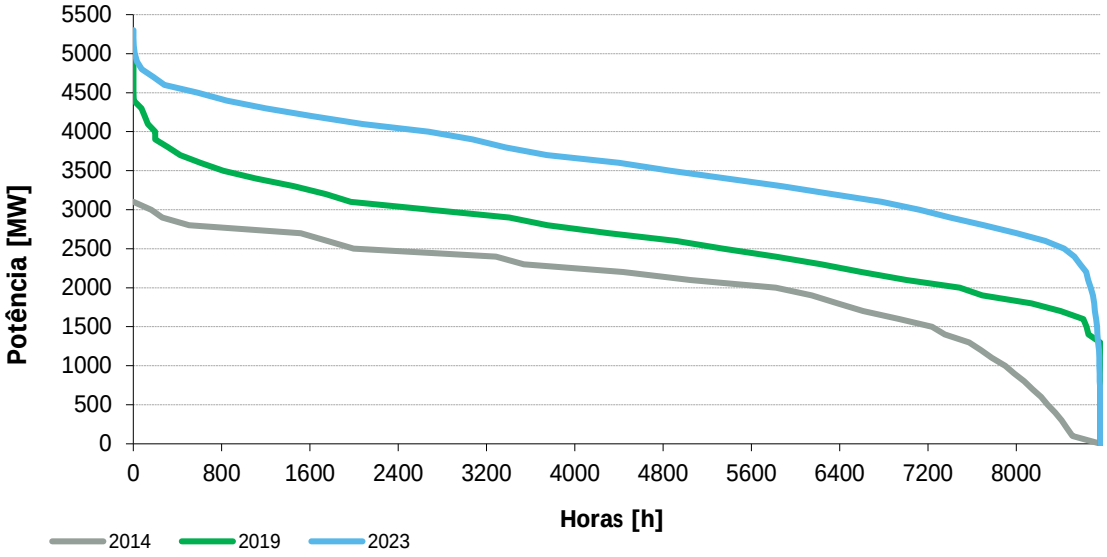
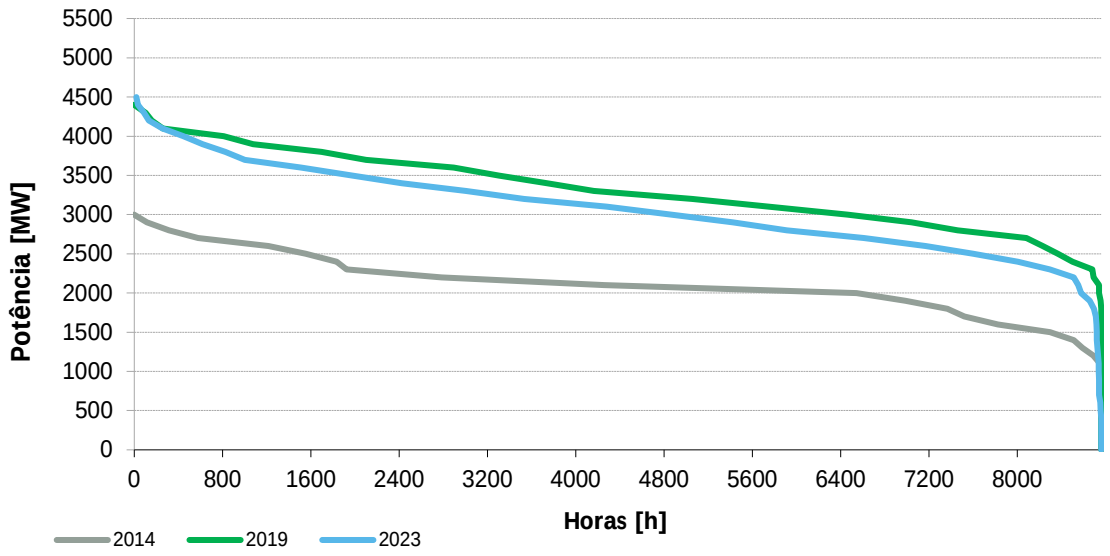


FIGURA 2-10

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

Distribuição acumulada para 2014, 2019 e 2023



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 às trocas de Portugal para Espanha, a sua capacidade é também influenciada pela disponibilidade de capacidade disponível para geração no parque produtor, nomeadamente relacionada com a cessação da produção das centrais térmicas a carvão bem como a disponibilidade do recurso hídrico e eólico, razão pela qual também podem ocorrer haver algumas flutuações nessas trocas.

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*

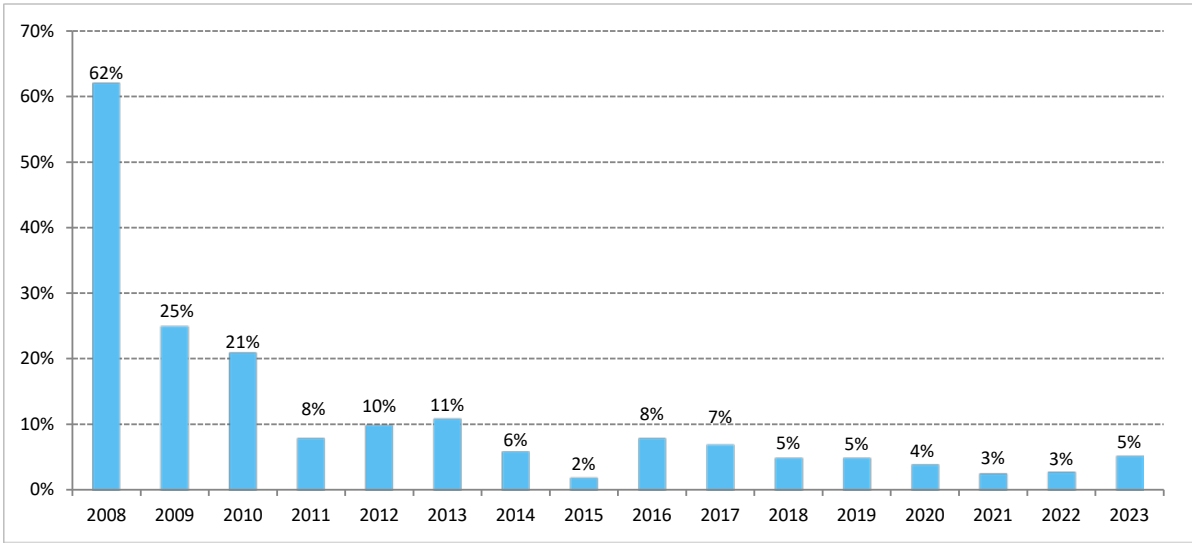
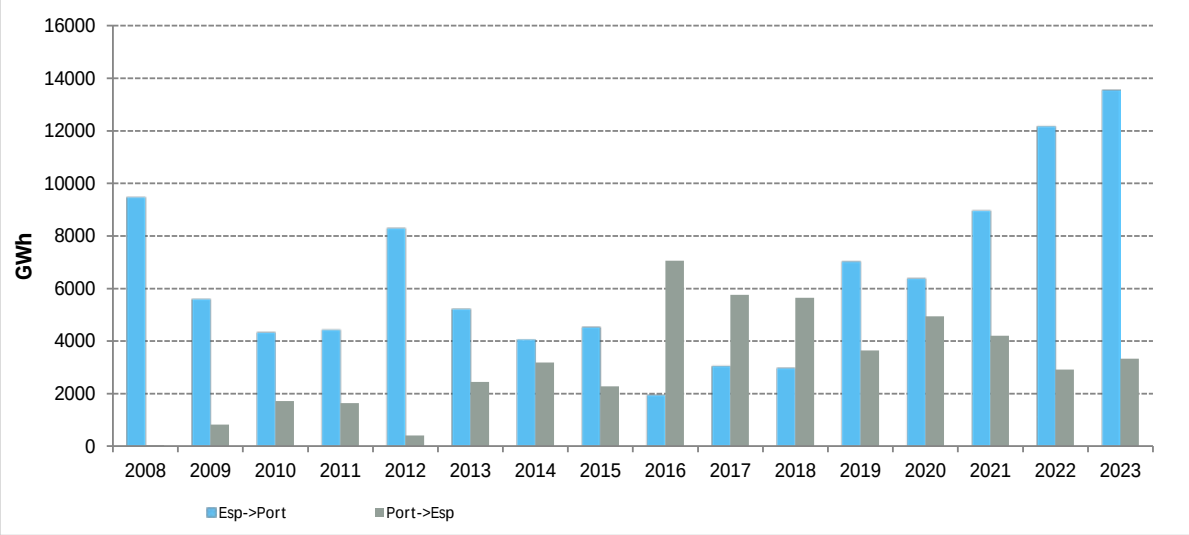


FIGURA 2-12

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



Da observação das Figura 2-9 e Figura 2-11, pode concluir-se 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 nos últimos seis anos em pelo menos 95% do ano não ocorreram situações de *market splitting*, sendo que em algumas das situações nas quais se verificaram congestionamentos nas interligações os mesmos ocorreram não por qualquer limitação técnica de segurança de operação das redes elétricas, mas antes por uma elevada injeção de produção renovável no sistema português em momentos de menor consumo.

Entre outros motivos, a composição/evolução do parque electroprodutor, quer em Portugal quer em Espanha, justifica parte da variabilidade da predominância dos trânsitos das interligações. O acentuado crescimento de centrais renováveis em Espanha nos últimos anos, nomeadamente de aproveitamento solar, tem levado à ocorrência de trocas maioritariamente no sentido de Espanha para Portugal.

Com a subida dos níveis de capacidade de interligação para fins comerciais nos últimos anos, cumulativamente com o incremento que se prevê associado à futura linha de interligação com Espanha prevista para 2025 na zona do Minho, 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, nomeadamente, nos termos do Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) 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 2023 a quatro casos[12], sendo que a maioria das subestações possui dois ou mais transformadores em serviço.

De acordo com o RRT e o RQS, 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.

[12] Divor, Ourique, Pedralva e Pombal.

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

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 para cada subestação:

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

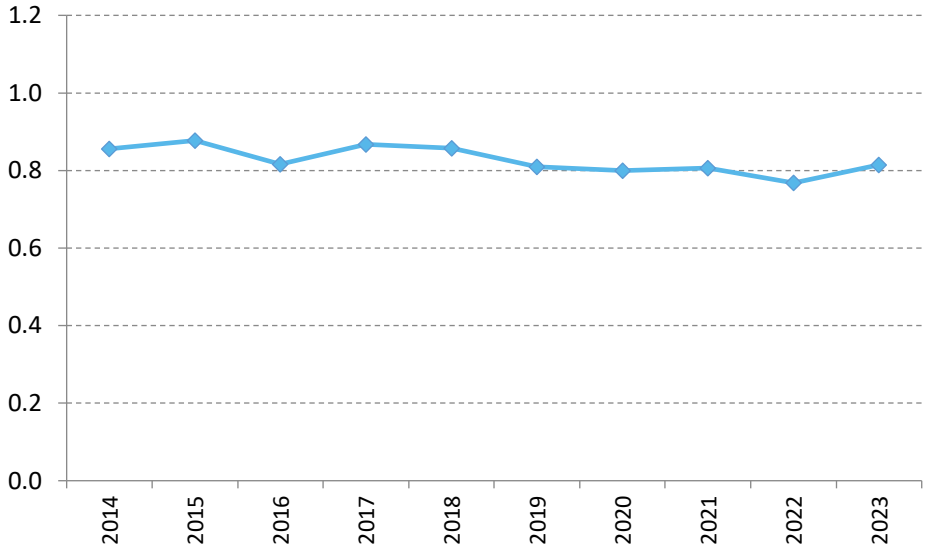
Em que:

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 $(AdTR)_{RNT}$ desde 2013.

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 0,9 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, portanto, resultado de uma adequada e atempada decisão de investimento em capacidade de transformação.

Contudo, 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 em 2019 do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, que introduziu alterações ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e dos Despachos da DGEG n.º 41/2019 e n.º 43/2019 relativos a Unidades de Pequena Produção (UPP), contribuiu também para uma alteração do valor do indicador de adequação de transformação, induzindo a necessidade de investimento em novas unidades de transformação de forma a manter a segurança do funcionamento da RNT numa perspetiva mais localizada, centrada nos PdE. Adicionalmente e na mesma linha, o crescente aumento que se tem vindo a verificar no valor da potência instalada em Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) é outro fator que contribui para uma modificação dos perfis de trânsito na fronteira Transporte-Distribuição e distorção da adequação nomeadamente nas horas de maior radiação solar.

2.6. FLUXO INVERSO NA TRANSFORMAÇÃO MAT/AT DAS SUBESTAÇÕES DA RNT NA FRONTEIRA TRANSPORTE-DISTRIBUIÇÃO

Com o crescimento da potência instalada afeta à produção embebida — produção que está ligada à RNT em AT ou diretamente na RND –— tem-se verificado uma inversão dos fluxos de potência na transformação MAT/AT instalada em diversas subestações da RNT, ou seja, fluxos no sentido da AT para a MAT.

De acordo com o Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Qualidade de Serviço, em qualquer subestação da RNT[13] deve verificar-se, em todo o tempo, a condição de não haver lugar a corte de abastecimento da carga adstrita à sua área de influência. Isto é, a subestação deve manter uma adequada capacidade de transformação MAT/AT, tendo igualmente em conta os fluxos inversos, mesmo em caso de indisponibilidade, programada ou fortuita, de qualquer uma das unidades de transformação MAT/AT nela instaladas.

Tal como acontece com os consumos, a produção embebida encontra-se disseminada pela rede de distribuição, pelo que também tem impacto sobre os níveis de ocupação da transformação MAT/AT. Deste modo, a ocorrência de regimes de fluxos inversos em subestações na fronteira Transporte-Distribuição assume um relevo crescente nas opções de investimento em transformação MAT/AT, no sentido de, considerando também esse fator, ser possível continuar a manter a garantia de segurança e continuidade de serviço na alimentação a consumos nessas subestações da RNT.

Nos quadros seguintes apresenta-se, para os anos de 2022 e 2023, um resumo das situações mais extremas de fluxos inversos considerando, das subestações MAT/AT existentes, as vinte com registo de valores mais elevados em 2023, isto em termos de percentagem do tempo em que os mesmos ocorreram e também do seu valor máximo registado.

[13] Exceto nos casos de subestações mono-alimentadas, que estão sujeitas a condições especiais.

QUADRO 2-3

Subestações MAT/AT da RNT com as 20 maiores percentagens do tempo com fluxos de trânsito inverso em 2023 e respetivos registos em 2022

Subestação MAT/AT	2023		2022	
	percentagem do tempo	valor máximo da inversão (MW)	percentagem do tempo	valor máximo da inversão (MW)
Frades	**78,8%**	-198,8	80,9%	-199,2
Vila Pouca de Aguiar	**78,5%**	-165,8	73,1%	-145,1
Penela	**76,6%**	-203,0	78,4%	-190,7
Chafariz	**67,3%**	-243,5	66,9%	-236,7
Carrapatelo	**64,4%**	-190,3	66,4%	-190,9
Tábua	**59,7%**	-94,4	52,7%	-70,8
Tavira	**57,1%**	-120,2	58,1%	-125,6
Falagueira	**53,2%**	-88,9	48,2%	-94,6
Valdigem	**51,6%**	-284,3	51,5%	-279,6
Lavos	**48,6%**	-80,0	27,8%	-58,5
Valpaços	**48,3%**	-59,4	28,0%	-46,4
Ferro	**47,9%**	-88,6	42,1%	-91,8
Bodiosa	**42,1%**	-176,8	40,7%	-180,7
Mogadouro	**40,0%**	-57,4	35,8%	-45,4
Portimão	**39,7%**	-121,6	34,4%	-122,0
Pocinho	**38,5%**	-47,7	20,1%	-70,6
Macedo de Cavaleiros	**36,9%**	-53,6	38,4%	-52,2
Alqueva	**35,2%**	-121,3	33,5%	-111,2
Divor	**33,4%**	-16,4	0,8%	-11,4
Carvoeira	**33,3%**	-119,6	31,4%	-123,6

Como se pode verificar, para as 20 subestações da RNT indicadas, no ano de 2023 em pelo menos um terço do tempo os fluxos são da AT para a MAT, comportando-se, as respetivas redes de distribuição associadas, sob o ponto de vista dos fluxos solicitados à rede MAT como se de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) se tratasse.

QUADRO 2-4

Subestações MAT/AT da RNT com os 20 maiores valores absolutos de fluxos de trânsito inverso em 2023 e respetivos registos em 2022

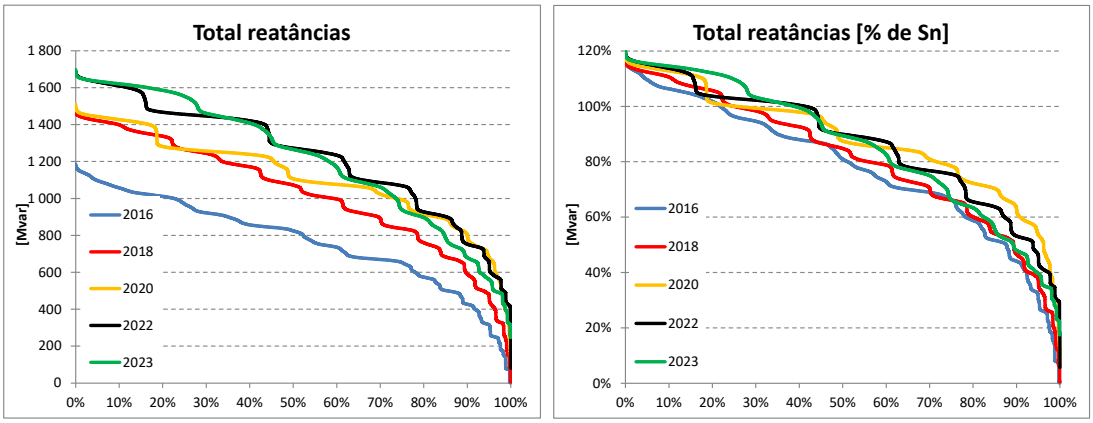
Subestação MAT/AT	2023		2022	
	percentagem do tempo	valor máximo da inversão (MW)	percentagem do tempo	valor máximo da inversão (MW)
Valdigem	51,6%	**-284,3**	51,5%	-279,6
Chafariz	67,3%	**-243,5**	66,9%	-236,7
Penela	76,6%	**-203,0**	78,4%	-190,7
Frades	78,8%	**-198,8**	80,9%	-199,2
Carrapatelo	64,4%	**-190,3**	66,4%	-190,9
Bodiosa	42,1%	**-176,8**	40,7%	-180,7
Vila Pouca de Aguiar	78,5%	**-165,8**	73,1%	-145,1
Portimão	39,7%	**-121,6**	34,4%	-122,0
Alqueva	35,2%	**-121,3**	33,5%	-111,2
Tavira	57,1%	**-120,2**	58,1%	-125,6
Carvoeira	33,3%	**-119,6**	31,4%	-123,6
Rio Maior	24,6%	**-117,9**	21,7%	-112,1
Tábua	59,7%	**-94,4**	52,7%	-70,8
Falagueira	53,2%	**-88,9**	48,2%	-94,6
Ferro	47,9%	**-88,6**	42,1%	-91,8
Vila Fria	19,2%	**-86,6**	31,1%	-114,4
Lavos	48,6%	**-80,0**	27,8%	-58,5
Vila Chã	15,5%	**-73,8**	11,2%	-82,3
Évora	20,3%	**-72,4**	16,9%	-61,6
Alcochete	23,4%	**-63,9**	-	-

2.7. UTILIZAÇÃO DAS REATÂNCIAS SHUNT

A Figura 2-14 apresenta, desde 2016 e globalmente, os níveis de utilização das reatâncias *shunt* da RNT[14].

FIGURA 2-14

Utilização anual das reatâncias *shunt* na RNT



No período de 2016 a 2023, representado na figura, mais concretamente nos anos de 2016, 2017 e 2021, ocorreu a entrada em serviço na RNT de três novas reatâncias *shunt* de 150 Mvar, respetivamente, nas subestações de Pedralva, Feira e Palmela.

Observa-se nos registos acima uma elevada taxa de utilização das reatâncias *shunt* desde 2016, 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 se tem constatado uma utilização superior a 60% da potência nominal instalada.

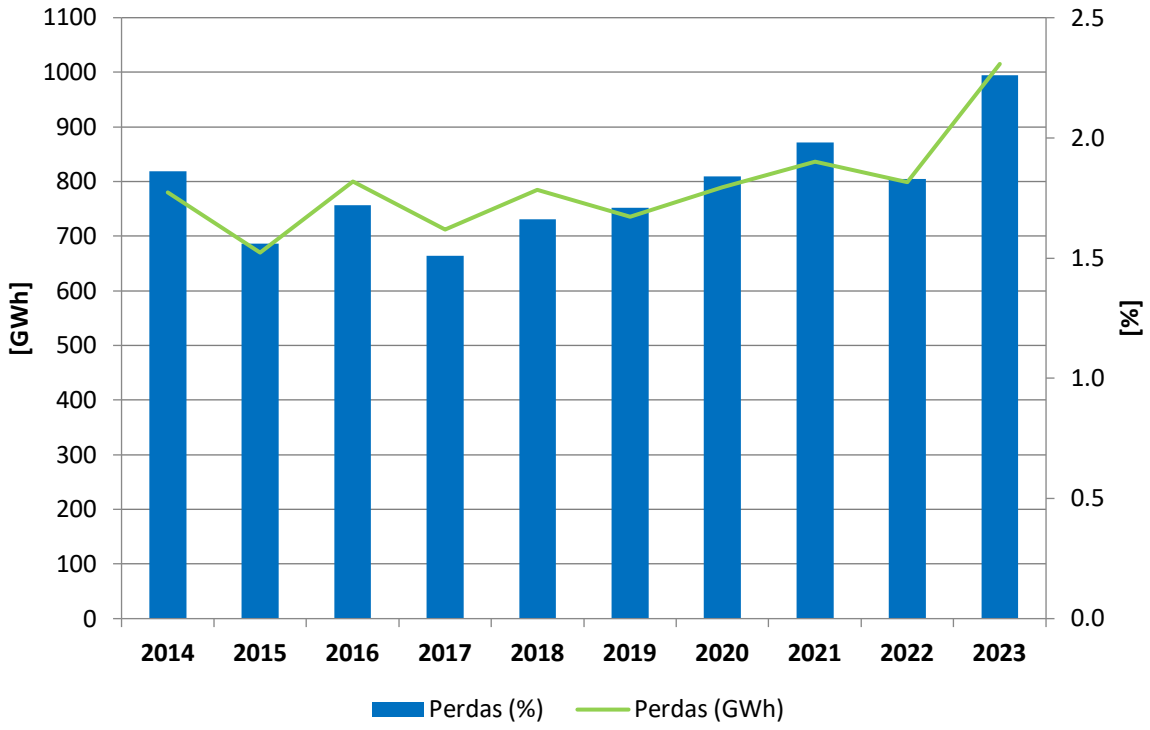
[14] As reatâncias shunt da RNT que se encontram ligadas no nível de tensão de 400 kV, têm 150 Mvar de potência nominal e são dotadas de 4 tomadas de regulação em vazio, às quais correspondem os valores de potência de 90, 120, 150 e 180 Mvar.

2.8. EVOLUÇÃO DAS PERDAS

Na Figura 2-15, ilustra-se a evolução das perdas na RNT verificada desde o ano de 2014, 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 2014-2023



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 2014 e que se repetiu em 2016 e 2018, com índices de hidraulicidade 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. Adicionalmente, a contribuição da produção eólica e mais recentemente do solar para o *mix* energético tem vindo a aumentar sucessivamente, com índices de produtibilidade em 2021 superior a 1,0 para ambas estas tecnologias e em 2023 de cerca de 1,0 para a três componentes hídrica, eólica e solar.

Se em termos relativos, os seus valores têm vindo a crescer desde 2018, face ao suprarreferido, este aumento deve ser enquadrado pelo valor das correspondentes emissões de gases com efeito de estufa.

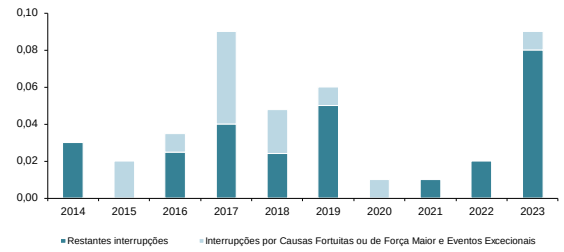
2.9. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL

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 estratégia 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.

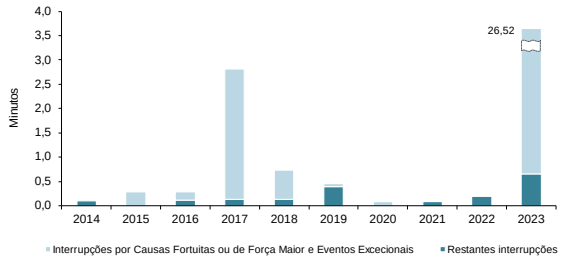
FIGURA 2-16

Evolução dos Indicadores de Qualidade de Serviço da RNT no período 2014-2023

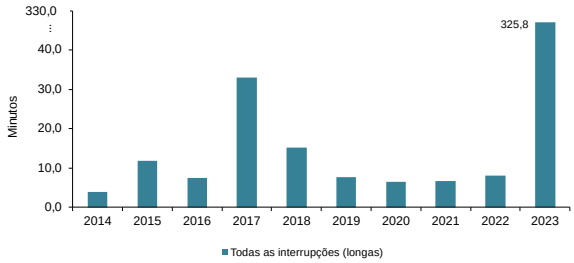
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index



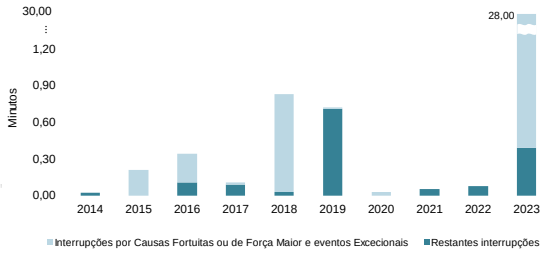
SAIDI – System Average Interruption Duration Index



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 2023 sido influenciado por uma interrupção de longa duração no ponto de entrega da Siderurgia do Seixal devido a um incêndio industrial. Este evento foi classificado como Evento Excecional pela ERSE.

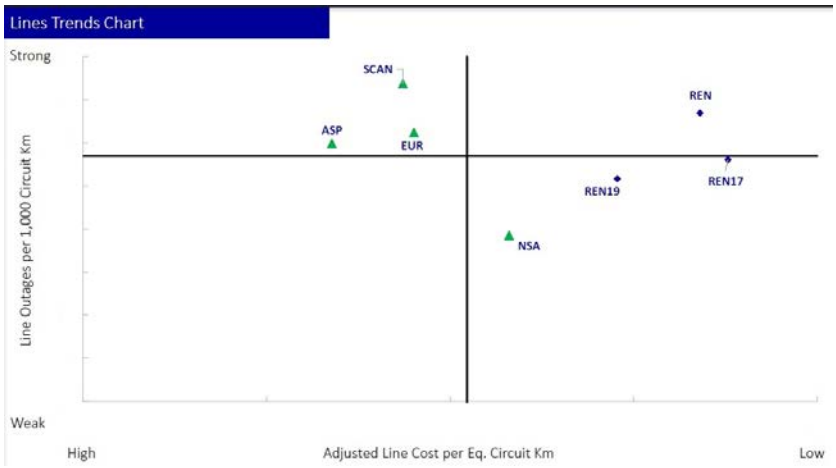
Com exceção deste evento, a qualidade de serviço técnica — entendida como segurança e continuidade do abastecimento de energia elétrica, com caraterísticas técnicas adequadas — situou-se em níveis positivos, consolidando a adequação do desempenho da RNT. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) global (indicador de desempenho global usualmente utilizado por empresas gestoras de redes elétricas), imputado diretamente à REN, foi de 23,4 segundos, correspondendo a uma energia não fornecida de 35,7 MWh.

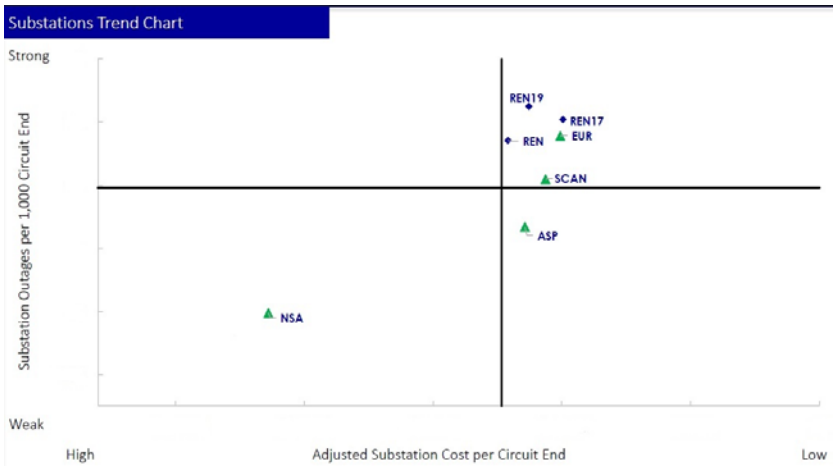
Na Figura 2-17, ilustram-se os resultados de estudo de *benchmarking* internacional de operação e manutenção ITOMS (International Transmission Operations & Maintenance Study), tanto para linhas como para subestações, onde se verifica que a estabilização dos níveis de qualidade de serviço da RNT tem sido 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 study year of 2021





3

PRESSUPOSTOS DO PLANO

REN

3.1. ENQUADRAMENTO

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 do seu envio à DGEG e ERSE. 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 2024 e que se encontram implicitamente subjacentes à proposta de PDIRT, desde logo nas estimativas do exercício efetuado sobre o impacto tarifário.

Sem prejuízo da importância de outros projetos, destacam-se pelos seus impactos nas condições de segurança da RNT e do abastecimento dentro dos padrões regulamentares, os seguintes casos:

- Reforço da potência instalada de autotransformação 400/220 kV na subestação do Fundão;
- Remodelação para 400+150 kV do eixo a 150 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira, incluindo a abertura da nova subestação de Panóias;
- Abertura da linha a 400 kV Recarei – Paraimo para a subestação da Feira;
- Investimentos diversos de modernização melhor identificados no Anexo 4.

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.

Pela sua importância e dimensão, e sem prejuízo de outros, merece também aqui particular destaque a aprovação pelo Concedente[15], em 2024, do seguinte conjunto de projetos:

- Plano de Investimento Específico da REN que visa a criação de capacidade de ligação à rede na Zona de Grande Procura ("ZGP") de Sines;
- Reforços da RNT para a injeção na rede da produção da central fotovoltaica do Pisão, inserida no projeto de fins múltiplos do Crato previsto no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR);

[15] https://www.portugal.gov.pt/pt/gc24/comunicacao/comunicado?i=governo-da-luz-verde-a-investimentos-da-ren-redes-energeticas-nacionais-no-reforco-da-rede-de-energia; https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/619-2024-838135417

- Desenvolvimento da RNT no Nordeste de Portugal continental, para a integração de renováveis e o estabelecimento de novas infraestruturas de rede em muito alta tensão naquela zona de rede;
- Reforço de transformação nas subestações de Frades e de Penela, para a integração de renovável decorrentes do procedimento concorrencial para a atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), produzida a partir de tecnologia solar fotovoltaica flutuante;
- Relocalização do posto de corte do Pego (provisoriamente com a designação de posto de corte de "Abrantes").

De referir ainda que no período que mediou entre a apresentação do anterior PDIRT 2022-2031 e a apresentação do atual PDIRT 2025-2034 foram terminados ou efetuados alguns estudos conjuntos com o ORD no âmbito da coordenação na fronteira Transporte-Distribuição, no sentido de avaliar do interesse, numa perspetiva global do SEN, de eventual abertura de novos pontos de entrega à RND.

Foram estudados os casos de eventuais novas subestações MAT/AT na zona da Marinha Grande, Alcoitão, Odemira e Pegões. Dos resultados obtidos nas correspondentes análises técnico-económica realizadas concluiu-se da não justificação económica, pelo menos até 2031, de abertura de qualquer um destes potenciais novos injetores, pelo que a presente proposta de Plano não considera nenhum novo ponto de entrega à RND até àquela data (mantém como hipótese a possibilidade de instalação de transformação 400/60 kV na atual subestação de Pegões, no horizonte 2032-2033, a reavaliar futuramente).

Por outro lado, acresce assinalar que, face às condições de mercado que se têm vindo a verificar nos últimos anos, com um aumento significativo nos custos de fornecimento de um conjunto alargado de materiais e serviços, os valores de investimento associados aos projetos deste PDIRT consideram esta realidade, tanto no que se refere a projetos agora apresentados para decisão como a projetos já decididos em momentos anteriores e apresentado no Anexo 4.

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 2025-2034 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 (v. 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 iniciativa 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) modernização e digitalização 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 de gestão operacional da RNT 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 RNT; (vi) projetos de inovação operacional.

Os Projetos Base incluem ainda investimentos relativos a IT (Tecnologias de Informação), projetos de Inovação e às rubricas “Investimento corrente urgente” e “Investimento em equipamento não básico”.

PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRT

O grupo dos Projetos Complementares (v. 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 ou de outras áreas governamentais, tais como a economia, infraestruturas e transportes, 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 ou mesmo cinco anos (para o caso de projetos que envolvam linhas aéreas, ou ainda equipamentos 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 PARA INTEGRAÇÃO NA RESP DE NOVOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

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 electroprodutores renováveis à RESP através de três vias alternativas, levando todas elas a uma reserva prévia de capacidade de injeção 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. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, manteve estas três modalidades de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP.

Assim, o n.º 2 do artigo 18.º do DL 15/2022 refere o seguinte:

> "A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP consta de um título emitido nas seguintes modalidades:
>
> *a*) modalidade de acesso geral;
>
> *b*) modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP;
>
> c) modalidade de procedimento concorrencial."

O n.º 1 do artigo 20.º do mesmo diploma dispõe que "nos casos em que não exista capacidade de receção na RESP pode ser celebrado acordo entre o interessado e o operador da RNT ou RND, consoante o caso, pelo qual aquele assume os encargos financeiros decorrentes da construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia da instalação de armazenamento ou produzida pelo centro eletroprodutor ou pela UPAC".

Assim, ao abrigo das disposições legais sobre esta matéria no ano de 2021 foi assinado o primeiro grupo de ccordos para a ligação de um valor de potência de cerca de 3,5 GVA de novos centros electroprodutores na maioria fotovoltaicos. Em 2023, já ao abrigo do DL 15/2022, foi assinado o conjunto de acordos relativos ao primeiro grupo de pedidos de celebração de acordo ao abrigo dos "Termos de Referência" (TdR) publicados pela DGEG em 16 de fevereiro de 2020, correspondendo a cerca de mais 3,5 GVA de potência instalada em nova geração. Já em 2024, foi realizado o estudo de identificação das necessidades da RNT para a integração na RESP de ca. 6,1 GVA de potência de ligação em nova geração (ca. 5,1 GVA com ligação à RNT e ca. 1,0 GVA com ligação à RND), constituindo este o segundo grupo de projetos para acordo ao abrigo dos referidos TdR da DGEG.

Dos estudos de rede já realizados, 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 electroprodutores em causa, reforços esses cujos encargos com o investimento são integralmente suportados pelos Promotores Requerentes, conforme previsto na lei.

Assim, os reforços de rede associados com estes estão 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.

Os reforços a desenvolver pelo ORT na estrutura malhada da RNT decorrentes destes acordos, possibilitando a integração na rede dos projetos de nova produção que lhes estão associados são os constantes do Quadro seguinte.

QUADRO 3-1

Reforços de rede referentes à celebração de Acordos

Reforços de Rede no âmbito de Acordos – elementos lineares
Desvio para o posto de corte (PC) de 'Vilarouco' da linha a 400 kV Lagoaça - Armamar, e respetivos painéis no PC de 'Vilarouco'
Linha simples a 400 kV entre a subestação (SE) do Fundão e o PC de 'Vilarouco', e respetivos painéis terminais
Linha a 400 kV entre as subestações do Fundão e da Bodiosa, com os respetivos painéis
Desvio para a SE do Fundão da linha a 220 kV Castelo Branco - Ferro 2, e respetivos dois painéis na SE do Fundão
Instalação do 2.º terno no eixo a 400 kV Vila Nova de Famalicão – Ponte de Lima - Pedralva, com os respetivos painéis
Linha simples a 400 kV entre o PC de 'Arouca' e a linha Recarei - Riba d'Ave 2 (encontro junto à SE de Recarei), e respetivos painéis terminais no PC de 'Arouca'
Linha a 400 kV (dupla no traçado inicial e simples no restante traçado) entre a SE de Paraimo e o novo PC 'Arouca', e respetivos painéis terminais
Linha simples a 400 kV entre zona de Vale de Cambra e a abertura da Linha Recarei - Paraimo a 400 kV para a SE de Feira
Desvio para o PC de 'Arouca' das futuras linhas a 400 kV R. Pena - Feira e Recarei – Feira 2, e respetivos painéis no PC de 'Arouca'
Desvio para o PC de 'Lares' da linha a 400 kV Central de Lares - Lavos 2 e ligação ao PC de 'Lares' do segundo terno da linha Lavos – Paraimo, e respetivos painéis no PC de 'Lares'
Troço de linha simples de 400 kV junto à SE de Lavos, com ligação ao segundo terno da linha Batalha - Lavos, e respetivo painel terminal em Lavos
Linha simples a 400 kV entre a SE de Rio Maior e a zona da SE da Batalha, e respetivo painel terminal em Rio Maior
Linha dupla a 400 kV (dois ternos equipados) entre a SE de Pegões e a SE de Rio Maior, e um painel na SE de Pegões e dois painéis na SE de Rio Maior
Linha dupla a 400 kV (dois ternos equipados) entre a SE de Ferreira do Alentejo e a SE de Pegões, e dois painéis na SE de Ferreira do Alentejo e um painel na SE de Pegões
Linha a 400 kV, dupla com dois ternos instalados, entre as instalações de Divor e Pego, com os respetivos painéis
Linha a 400 kV entre as futuras subestações de Alcáçovas e Portel, com os respetivos painéis
Linha simples a 400 kV entre a SE de Ferreira do Alentejo e o PC de Vale Pereiro e respetivos painéis terminais em Ferreira do Alentejo e Vale Pereiro
Linha simples a 400 kV entre a SE de Sines e o PC de Vale Pereiro e respetivos painéis terminais em Sines e Vale Pereiro
Linha dupla a 400 kV com um circuito Panóias – Sines Sul e o outro circuito Panóias – Vale Pereiro, com os respetivos painéis

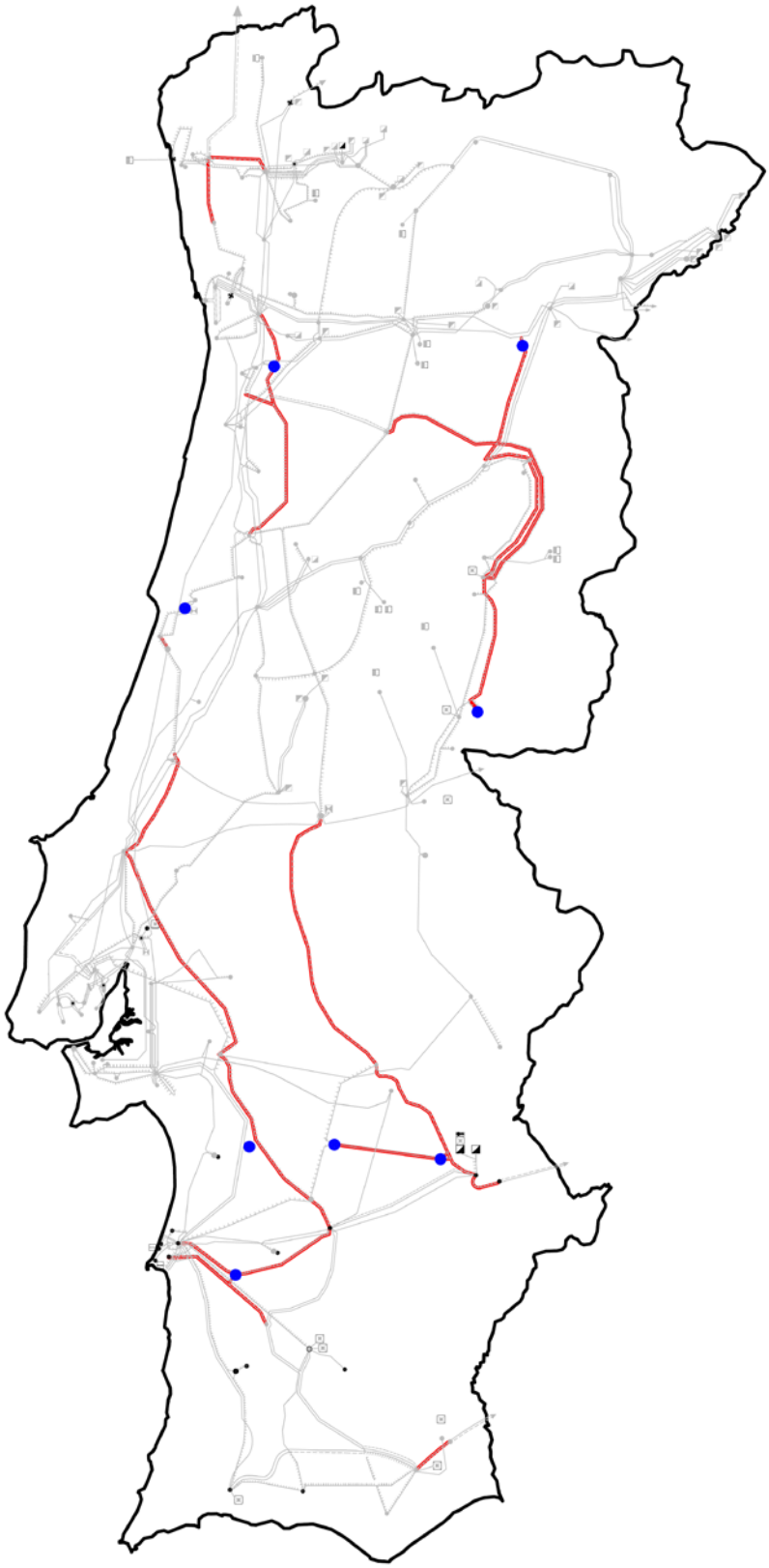
Passagem a 400kV da linha explorada a 220 kV Armamar - Paraimo, com os respetivos painéis
Alteração para linha dupla com dois ternos instalados da linha a 400 kV Alqueva – Divor, com os respetivos painéis
Modificação da linha a 400 kV Castelo Branco – Fundão
Modificação da linha a 400 kV Alqueva – Alqueva B
Modificação da linha a 400 kV Tavira – Tavira B
Reforço da capacidade de transporte nas atuais linhas da RNT Batalha - Ribatejo, a 400 kV, e Estarreja - Mourisca, Mourisca - Paraimo 1, Paraimo - Pereiros 1, Pocinho - Chafariz 1, Pocinho - Chafariz 2, Chafariz – Ferro 1, Chafariz – Ferro 2, Carregado – Santarém 1 e Carregado – Santarém 2, a 220 kV

Reforços de Rede no âmbito de Acordos – elementos não lineares
Novos postos de corte a 400 kV de 'Arouca', 'Vilarouco', 'Castelo Branco B', 'Lares', 'Alcácer do Sal', 'Alcáçovas', 'Portel', e 'Vale Pereiro'
Instalação de dois autotransformadores 400/220 kV, de 450 MVA cada, na subestação do Fundão, com os respetivos painéis
Meios adicionais de compensação de reativa
Reforço da potência de transformação MAT/AT em várias subestações da RNT

Do ponto de vista de AAE, os reforços de rede inscritos na Figura 3-1 que representem novos traçados são avaliados de forma conjunta com outros investimentos apresentadas na presente proposta de PDIRT 2025-2034.

FIGURA 3-1

Mapa com os Projetos Base propostos neste PDIRT e os novos reforços de rede decorrentes dos Acordos



3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

3.4.1. Enquadramento

Os dados recolhidos ao longo dos últimos anos indicam, até 2019, uma relativa estagnação[16] do consumo de eletricidade (energia elétrica), bem como do valor da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental (Figura 2-6 do capítulo 2.2). No 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 9.883 MW. Desde então e até ao presente tem ocorrido uma recuperação do consumo para níveis já próximos dos anos pré-pandémicos de 2018 e 2019.

Assim, esta proposta de PDIRT incorpora estas verificações nos cenários de previsão de cargas e de consumos previstos para o período 2025-2034, 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 de distribuição (produção embebida).

3.4.2. Metodologias e evolução do consumo e das pontas

Os estudos previsionais cujos resultados constam do mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN publicado em dezembro de 2023, o RMSA-E 2023[17], permitem estabelecer as estimativas para a evolução do consumo de eletricidade, a nível global de Portugal continental entre 2025 e 2034. No RMSA-E 2023, são considerados quatro cenários de evolução da procura que se podem associar da seguinte forma: (i) o *cenário Conservador*, no qual se estabelece para a procura uma evolução Inferior e uma outra Central; (ii) o *cenário Ambição*, suportado numa expetativa de desenvolvimento da mobilidade elétrica e do aumento da produção descentralizada com disseminação de unidades de produção UPAC[18] e UPP[19], e no qual, para além de uma evolução Central, se define uma evolução Superior (incluindo uma sensibilidade à estagnação do autoconsumo – *Teste de Stress*).

De realçar que no RMSA-E 2023 a consideração da Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) se traduz numa separação da evolução do Consumo em duas parcelas, uma excluindo a energia em circulação na RNT dedicada à produção de hidrogénio e uma outra incluindo essa energia.

Os quatro cenários de evolução da procura referidos apresentam para o consumo, excluindo a energia em circulação na RNT dedicada à produção de H2, taxas de crescimento médio anual no

[16] Exceto o ano 2018 que pontualmente registou aumento do consumo homólogo.
[17] RMSA-E 2023 disponível no link: https://www.dgeg.gov.pt/media/phynkr2y/rmsa-e-2023.pdf
[18] Unidades de produção para autoconsumo.
[19] Unidades de pequena produção.

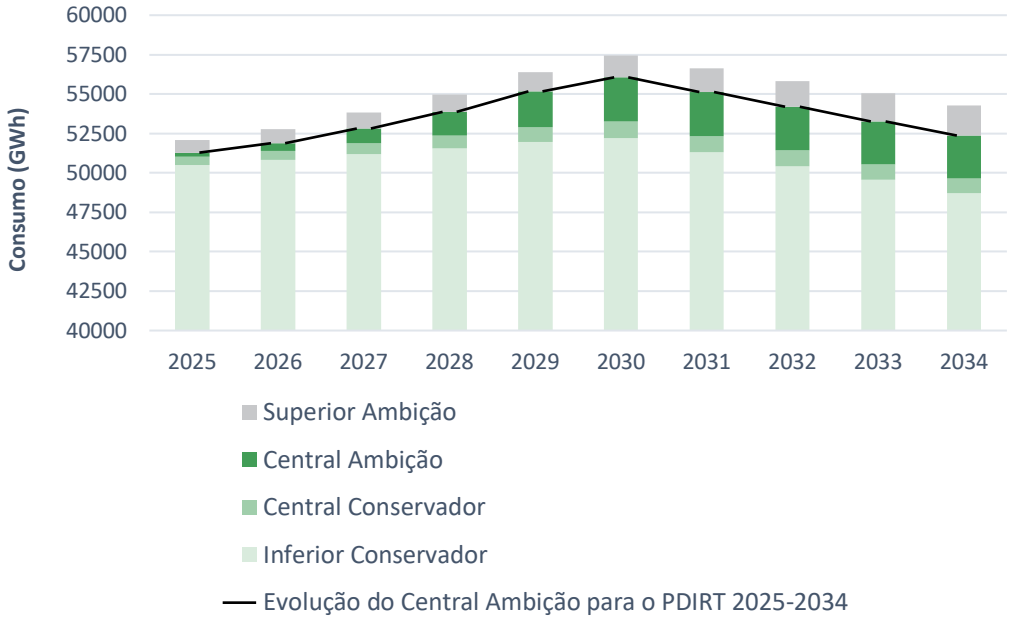
período deste PDIRT entre um mínimo de -0,1 % para o cenário Inferior Continuidade e um máximo de 0,7 % para o cenário Superior Ambição[20]. Esta banda foi obtida no pressuposto de 'temperatura média', de acordo com a metodologia descrita no Anexo 2.II, 'Cenários de Previsão da Procura de Eletricidade para o período 2030-3040' do RMSA-E 2023, o qual se apresenta também neste PDIRT no Anexo 10.1.

Salienta-se que, para efeitos de verificação da adequação da rede à procura, de entre os cenários de evolução da procura suprarreferidos, foi adotado, como referência para os estudos centrais do PDIRT, o cenário *Central Ambição*, o qual considera o aumento da produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e os efeitos da mobilidade elétrica, como caracterizada no Anexo 2 desta proposta de Plano "Pressupostos do RMSA-E 2023".

FIGURA 3-2

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental (excluindo a energia em circulação na RNT dedicada à produção de H2)[21]

Fonte: RMSA-E 2023: Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional - Período 2024-2040 (anos 2025 a 2034)



Em

Em complemento, na Figura 3-3 apresenta-se a previsão da evolução do consumo considerada na presente proposta de PDIRT (cenário Central Ambição), sem e com energia dedicada ao H_2 em

[20] Considerando a energia dedicada à produção de H2, em circulação na RNT, os valores inferior e superior da gama de variação da taxa de crescimento médio anual para o período do PDIRT aumentam, para um mínimo de +2,7 % e um máximo de +4,5 %.

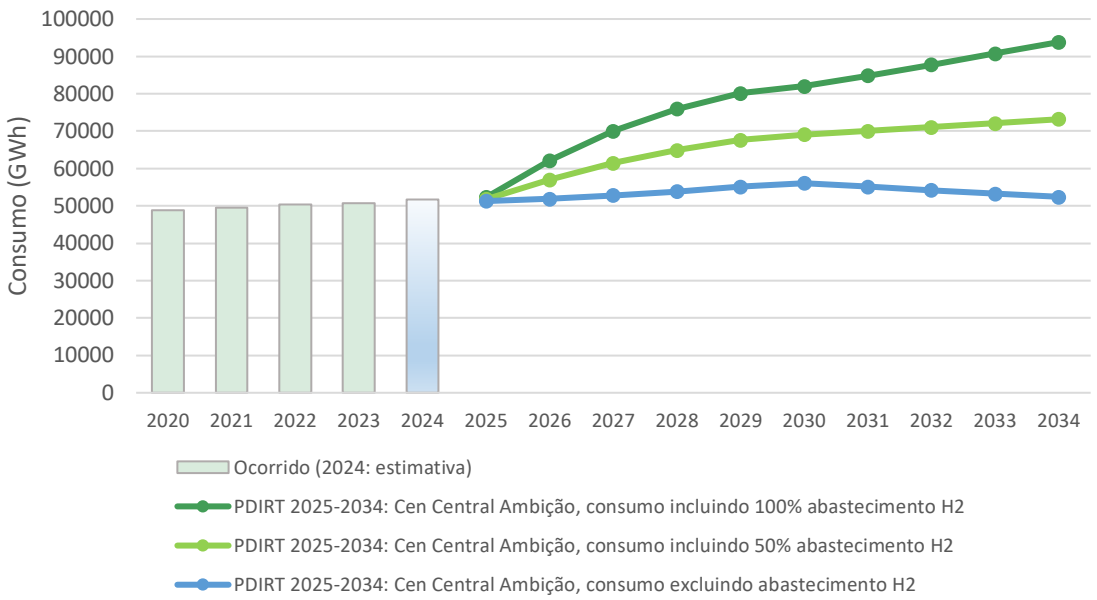
[21] A redução após 2030 do consumo excluindo a energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT deve-se à evolução mais relevante do autoconsumo por via do aumento da produção distribuída, nomeadamente das UPAC, e das medidas de eficiência energética (impacto na redução) que não é compensado pelo impacto da mobilidade elétrica, entretanto revista em baixa face ao anterior RMSA-E.

circulação na RNT, esta considerada na totalidade e a 50%, mostrando-se também os valores efetivamente verificados entre 2018 e 2023.

FIGURA 3-3

Evolução ocorrida e estimada do consumo em Portugal continental

Ocorrido e PDIRT 2022-2031 vs PDIRT 2025-2034 (sem e com energia dedicada ao H2 em circulação na RNT, esta considerada na totalidade e a 50%)



Tendo por base a metodologia 'Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN para o período 2023-2040' descrita no Anexo 3 do Anexo 2 do RMSA-E 2023 com os *Contributos REN para o RMSA-E 2023*, e os seus resultados detalhados, obtiveram-se os valores anuais previstos para as pontas síncronas sazonais, os quais têm também em consideração a informação relativa a processos mais avançados de potência requisitada para ligação de novos consumos, com referência a setembro/outubro de 2024. Na Figura 3-4, apresenta-se esta evolução prevista para as pontas síncronas sazonais[22] em Portugal continental no cenário Central Ambição, nas condições referidas e para o horizonte temporal deste PDIRT, incluindo-se ainda os valores da ponta síncrona máxima registados entre 2019 e 2023.

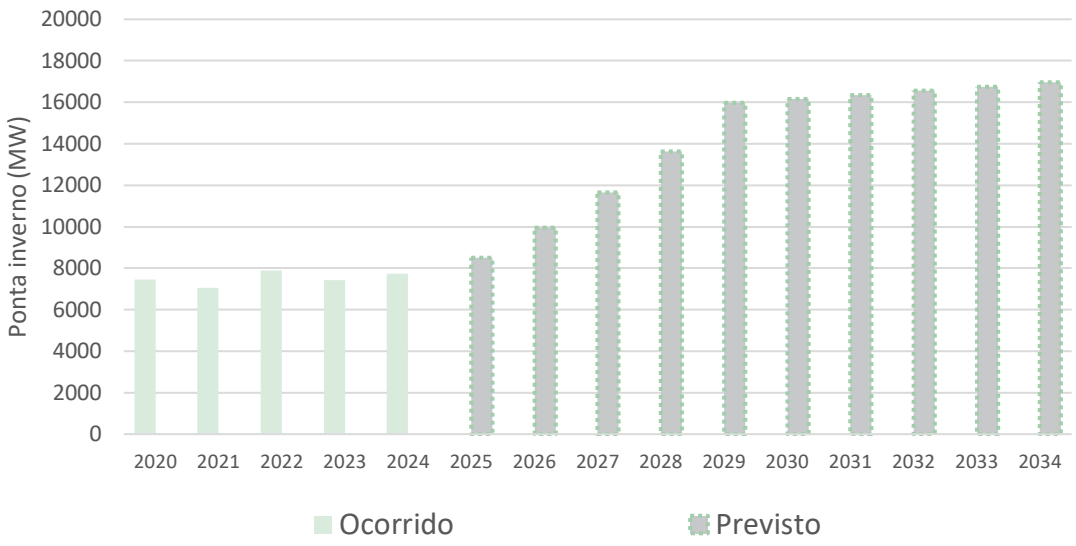
[22] Para um agravamento por efeito de temperatura com uma probabilidade de não excedência de 100%.

FIGURA 3-4

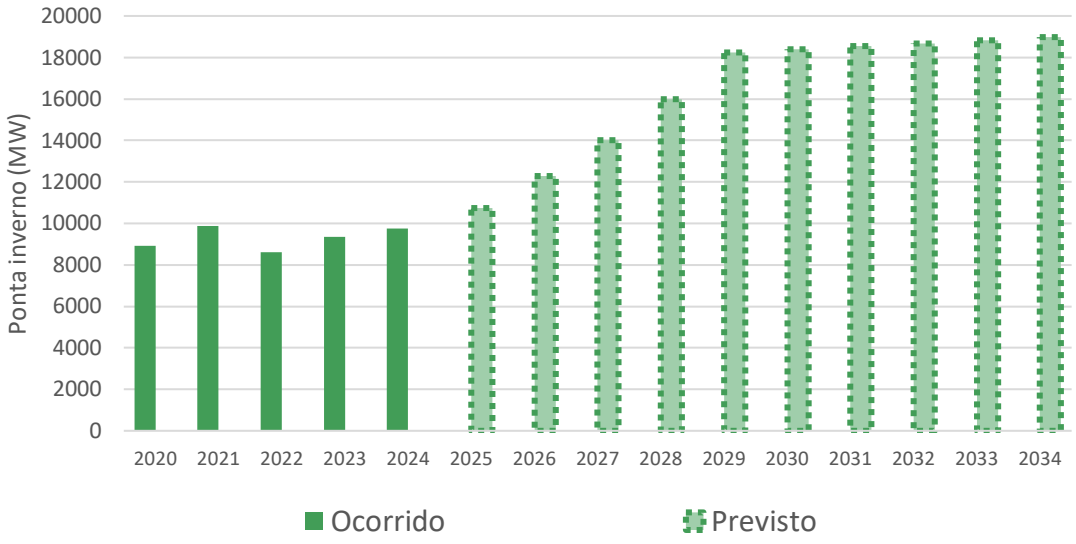
Evolução ocorrida e estimada das pontas síncronas sazonais da carga (referidas à emissão) em Portugal continental

Ocorrido[23] e valores obtidos com base no RMSA-E 2023, para o cenário Central Ambição, incluindo processos mais avançados de potência requisitada para ligação de novos consumos

Verão



Inverno



2024: valor máximo ocorrido até ao final do 3.º trimestre

[23] Para 2024, considerou-se o valor máximo ocorrido até ao final do 3.º trimestre.

3.4.3. Outros consumos com elevados valores de potência

Tem-se assistido ultimamente a um conjunto significativo de manifestações interesse na instalação em Portugal continental de novas instalações de consumo com valores elevado de potência e de fatores de carga, representando nalguns casos montantes da ordem das várias centenas de MVA de potência requerida.

Um caso paradigmático é o da zona de Sines, relativamente à qual, face ao número de pedidos e potência associada, "é reconhecida como zona de grande procura *(ZGP)* sujeita ao procedimento excecional, a área territorial de Sines servida pela zona da Rede Nacional de Transporte de eletricidade (RNT), associada à atual subestação de Sines", nos termos do n.º 1 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro.

Assim, tendo em conta a capacidade de ligação à rede requerida e confirmada pelos interessados, no âmbito do procedimento suprarreferido, através da prestação da correspondente caução, e, a capacidade atribuída previamente à abertura desse mesmo procedimento, estão previstos novos reforços na RNT, já aprovados pelo Concedente e portanto incluídos nos pressuposto deste PDIRT, a desenvolver ao longo de várias etapas até 2031, que possibilitam alimentar na zona de Sines instalações de consumo até ca. de 6 GVA de potência adicional à que hoje se encontra abastecida naquela zona de rede.

De realçar ainda que, para além da zona de Sines, também para outras zonas do território de Portugal continental têm chegado junto da REN diversas manifestações de interesse para alimentação de novas instalações de consumo, ascendendo no seu todo a valores superiores aos mencionados para a ZGP de Sines. Estes casos encontram-se presentemente em estudo, não sendo possível, à data de apresentação da proposta inicial deste PDIRT, um detalhe relativamente aos mesmos.

Em todo o caso e face à experiência que levou ao reconhecimento da zona de rede associada à subestação existente de Sines da RNT como Zona de Grande Procura, nos termos do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, antevê-se a possibilidade de desencadeamento de procedimentos semelhantes para as zonas de rede associadas às subestações ou postos de corte dos eixos da RNT nas áreas da Grande Lisboa e Península de Setúbal, do eixo Pego/Abrantes – Castelo Branco, Grande Porto - Minho e da zona de Aveiro/Estarreja.

3.5. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA

3.5.1. Previsão da ponta síncrona de carga

Conforme previsto no capítulo 9.5.1. do Regulamento da Rede de Transporte, "RRT" (Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho), 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 de Monitorização da Segurança do Abastecimento.

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 os resultados do RMSA-E 2023. 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 recentemente ao mesmo tempo que incorpora, nomeadamente, o contributo da disseminação da produção distribuída e da mobilidade elétrica.

Com base na previsão para as pontas síncronas de carga correspondentes ao cenário *Central Ambição* do RMSA-E 2023 e no registo histórico dos últimos anos das cargas em cada Ponto de Entrega (PdE), bem como em informação fornecida pelo operador da RND referente a novas ligações na RND e à evolução das cargas por subestação AT da RND e ainda elementos referentes a novos consumos industriais a ligar em MAT já acordados ou em fase de acordo com o ORT, obtiveram-se os valores sazonais de carga natural[24] 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(ϕ) — característicos de cada PdE 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(ϕ), em termos globais, em cerca de 0,22 e 0,15, respetivamente em ponta de verão e em ponta de inverno. Relativamente aos novos consumos industriais, para efeitos de simulação

[24] 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.

nesta proposta de PDIRT foi considerado um valor máximo de tg(phi) de 0,1, independentemente da altura do ano.

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 atualizado 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 de Portugal continental, do montante global de potência de produção instalada em final de 2023, 79% diz respeito a centros electroprodutores baseados em fontes de energia renovável, e, destes últimos, uma parte considerável, cerca de 7 100 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 7 574 MW no final de 2023). 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 2023 na Figura 3-5 e na Figura 3-6, 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

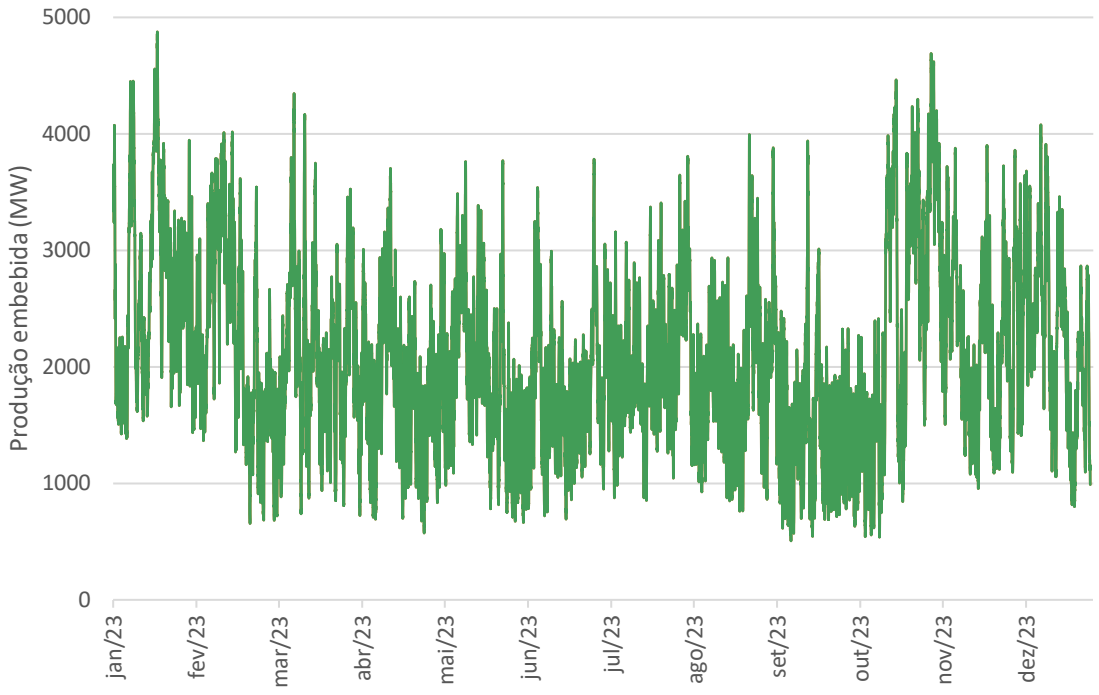
RNT. Nesse sentido, este Plano pretende dar resposta a ambas estas exigências, quer através da avaliação da adequação da transformação em cada ponto de entrega, quer através da simulação de uma multiplicidade de cenários futuros de operação da rede, que englobam diferentes níveis de solicitação da RNT, 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[25].

FIGURA 3-5

Produção embebida medida em Portugal continental em 2023

(A) Diagrama cronológico



[25] 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)

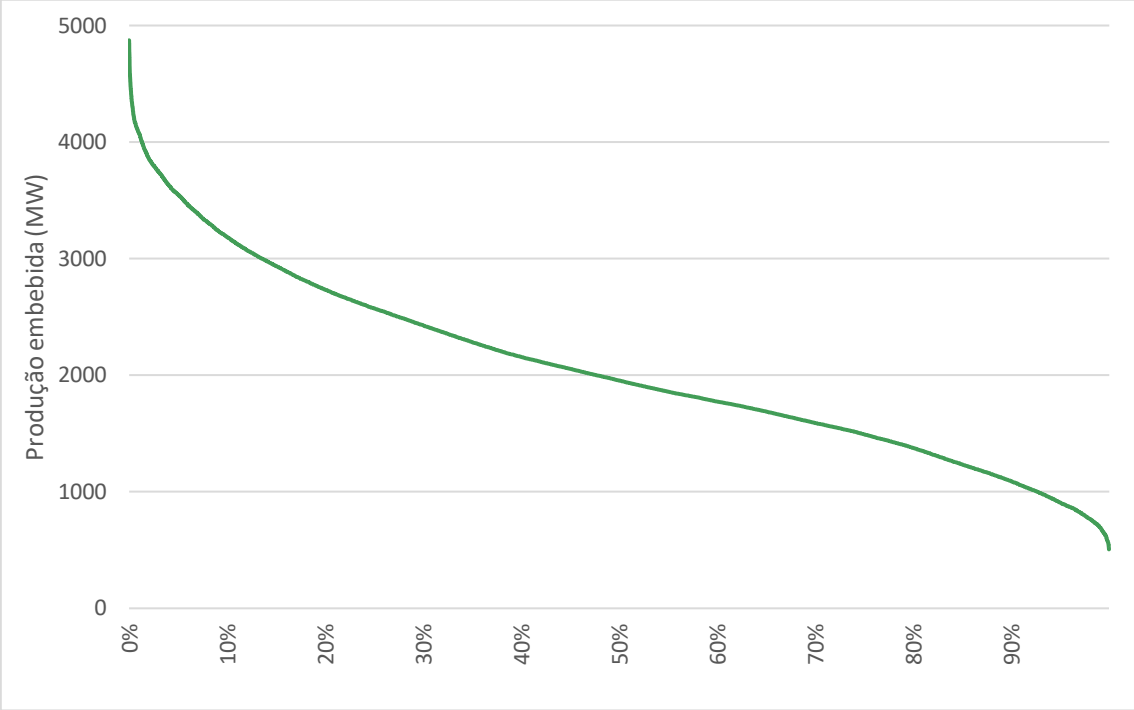
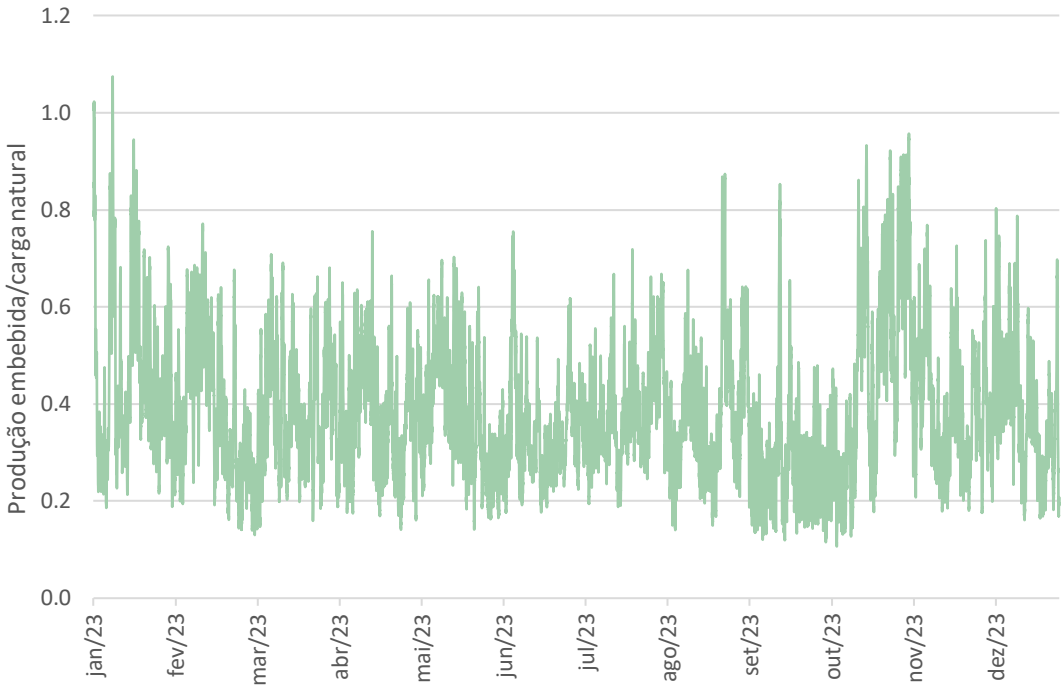


FIGURA 3-6

Contributo da produção embebida em Portugal continental na satisfação da carga natural nas subestações da RNT em 2023

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 de ligação à RND. O 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 (distinta) de pontas máximas sazonais nas subestações de entrega à RND 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 de ligação à RND.

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 pelo operador da RND relativamente à evolução do consumo em baixa tensão (BT) e em média tensão (MT) nas suas subestações entre 2023 e 2030. A extrapolação é depois ajustada de acordo com as datas previsíveis de entrada/saída de serviço de instalações e principais alterações topológicas na RND.

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

A previsão de cargas (pontas máximas sazonais) 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 de ligação à RND, 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 2024, 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 três a quatro anos, desde a tomada de decisão até à entrada em exploração dos equipamentos, pelo que, para o horizonte 2025-2028, 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 atualizado 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.

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 a devida 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 dessa potência exige que a segurança do abastecimento se suporte, sem exclusão de outros, 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 variabilidade da oferta presente na produção embebida.

Acresce que, presentemente, da potência eólica ligada em níveis de tensão AT e inferiores, cerca de 36% não se encontra adequada com requisitos de resiliência a cavas de tensão (cerca de 1200 MW), pelo que perante estas cavas 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 de 2023.

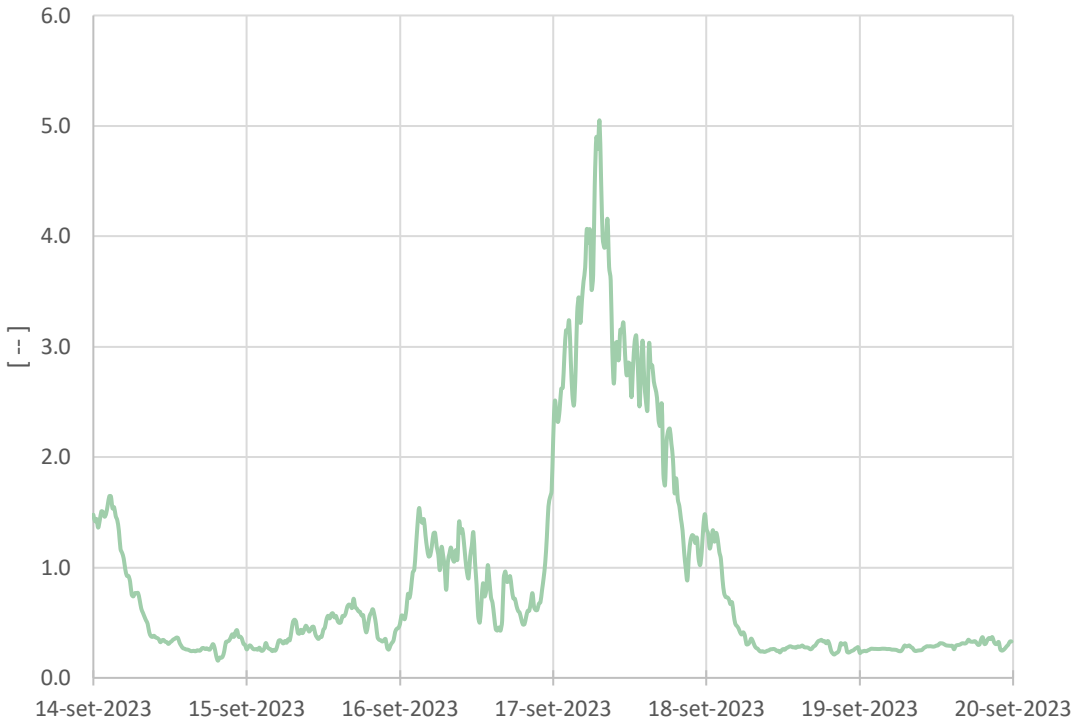
A produção embebida associada à subestação da Bodiosa, em 2023 com uma potência instalada de 239 MW, repartia-se por 160 MW de produção eólica (67%), 49 MW de produção hídrica (20%), 12 MW de produção fotovoltaica (5%) e 19 MW de produção térmica (8%). A carga natural nesta subestação apresentou, ainda em 2023, uma ponta de cerca de 117 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[26] da produção embebida recolhida na zona de influência da subestação da Bodiosa (unidade corresponde à ponta da carga natural)

14 a 19 de setembro de 2023



Em 2023, 5 dos 65 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 2023, em 30 dos restantes 60 PdE, o valor mínimo registado da *ratio* da cobertura da carga natural pela produção embebida foi inferior a 5%. Neste contexto, considera-se que uma *ratio* de cobertura inferior a 5% não permite 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

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

cumprimento das obrigações regulamentares e da Concessão da RNT no que respeita à segurança do abastecimento, continuidade de serviço e qualidade da energia elétrica.

Face ao esperado acréscimo acentuado no valor de produção embebida, nomeadamente de solar fotovoltaica, o processo de dimensionamento da adequação da transformação por PdE poderá no futuro vir a ser revisto, sem prejuízo das obrigações legais da garantia de abastecimento e de qualidade de serviço técnica.

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.

'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 variável 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 pacote legislativo "Energias Limpas para Todos os Europeus"[27]. Este 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 ao 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 variabilidade 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 variável 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 de os 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 variável.

Ne âmbito destes serviços afiguram-se de potencial interesse todos os consumidores ativos, isto é, aqueles que possam adaptar o seu consumo em função das necessidades do sistema. A título de exemplo, pela escala que poderão representar no futuro e pela sua relevância no contexto nacional e europeu, referem-se as instalações de eletrólise para produção de hidrogénio e futuras aplicações associadas ao carregamento bidirecional de veículos elétricos.

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

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

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 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 da participação do consumo no mercado de serviços de sistema.

3.7. PLANEAMENTO PROBABILÍSTICO

PLANEAMENTO PROBABILÍSTICO EM AMBIENTE DE INCERTEZA

Com vista a assegurar a mudança de paradigma do SEN de "evoluir de um sistema assente em produção centralizada, para um modelo descentralizado que enquadre no seu seio a produção local, as soluções de autoconsumo, a gestão ativa de redes inteligentes e que assegure a participação ativa dos consumidores nos mercados", o Decreto-Lei n.º 15/2022 indica o planeamento das redes como um dos cinco eixos fundamentais para garantir a desejada transição energética.

Neste eixo, o modelo de planeamento e gestão das redes, sem colocar em causa a segurança do abastecimento[28], deverá passar a considerar e/ou incorporar de forma mais patente soluções que possibilitem/aumentem formas de gestão ativa, adaptativa e flexível da rede. Esta desejada maior flexibilidade prende-se com a crescente incerteza associada às fontes de energia renovável cuja natureza variável, valores de potência crescentes e localização variada têm vindo a alterar e em alguns casos a inverter o padrão dos trânsitos de energia em diferentes zonas da RNT e também na fronteira Transporte-Distribuição.

Com estas alterações aos padrões dos trânsitos de energia, revestidos de elevada incerteza e volatilidade, o potencial de sinergias entre combinações de alternativas de reforços de rede possíveis para várias zonas de rede aumenta, mostrando-se apropriado desenvolver e aplicar novas metodologias e ferramentas que capturem o mais possível essas sinergias para distintas condições operacionais e topológicas futuras da rede.

A natureza estocástica das variáveis de estado associadas, por exemplo, às produções com origem em fontes de energia renovável (ex., eólica *onshore*, solar) e produções oriundas de novas fontes que se venham a considerar no desenvolvimento do SEN (e.g., eólica *offshore*), associada a outras dimensões com potencial impacto no desenvolvimento e operação futura da rede (e.g., flexibilidade associada à carga), justifica que se avance no sentido da exploração e aplicação progressiva de metodologias de planeamento que melhor respondam a este novo contexto de incerteza e de mudança de paradigma, para o qual o ORT se encontra a desenvolver com a Academia.

O ORT tem vindo a incorporar nos seus exercícios de planeamento e em diferentes vertentes metodologias de análise e apoio à decisão que incorporam incerteza nas variáveis de decisão. Na realidade, na cadeia de análise para seleção das opções de desenvolvimento da RNT as soluções de reforço de rede identificadas pela REN são o resultado de estudos que avaliam o desempenho das mesmas para um conjunto de diferentes cenários representativos da operação esperada da rede elétrica no horizonte de planeamento de médio e longo prazo, os quais, para efeitos de decisão,

[28] Nº 4, do artigo 123.º do DL 15/2022: "*O planeamento tem por base um modelo de gestão flexível das redes […], que assegure objetivos de máxima eficiência da capacidade disponível e a integração da geração e do consumo de modo dinâmico, sem colocar em causa a segurança do abastecimento.*"

não consideram ou pesam muito pouco situações mais extremadas e atípicas cuja possibilidade de ocorrência seja muito reduzida.

No mesmo sentido, o DL 15/2022 estabelece também que os exercícios de planeamento da RNT passem a incorporar uma análise custo-benefício que compare a necessidade de construção de novas infraestruturas de rede face a outras alternativas viáveis, como, por exemplo, o recurso a contratação em mercado de flexibilidade de recursos distribuídos, soluções de armazenamento, autoconsumo (individual e coletivo) ou ainda a participação ativa do consumidor como um novo agente ativo nesta mudança de paradigma, mecanismos esses que ainda carecem de mais profunda e ampla maturidade e regulamentação específica.

O objetivo que se pretende atingir é o de tomar decisões de planeamento que minimizem o custo de investimento e operação e que maximizem, nomeadamente, o potencial de capacidade de receção de nova produção na rede elétrica de serviço público (RESP), isto em ambiente de incerteza e respeitando os critérios de segurança de planeamento e operação em vigor.

CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA DE PLANEAMENTO

De forma resumida e sucinta, está-se perante um problema de otimização que deve ter em consideração, nomeadamente, as seguintes características macro:

- Múltiplos-objetivos (ex., maximizar fiabilidade, minimizar Capex e Opex);
- Múltiplos-estágios de desenvolvimento (ex., três, cinco ou dez anos);
- Múltiplos cenários de operação (ex., diferentes níveis de carga, hidraulicidade, eolicidade, radiação solar, importação/exportação);
- Funções objetivo não lineares (ex., curvas de custo de centrais, perdas nas redes);
- Variáveis de decisão com carácter binário incluindo alternativas que incorporem flexibilidade;
- Variáveis de operação contínua (ex., fluxos de potência, níveis de tensão);
- Restrições topológicas (ex: indisponibilidades programadas)
- Restrições ambientais que variam no espaço (local da rede) e no tempo (estágio de desenvolvimento no horizonte de planeamento);
- Restrições de contexto e legacy (ex., regulação, legislação e regulamentação em vigor; estabelecimento de acordos entre operadores e promotores e reforços de rede decorrentes).

O tema do planeamento de redes, seja ele de natureza determinística (mais suportada na aplicação dos critérios clássicos de segurança do tipo ‘n-1’ e ‘n-2’) ou probabilística (com utilização mais alargada de factores de incerteza e de natureza probabilística), apresenta-se como um problema complexo, num sistema em que não só a sua topologia evolui no tempo como também o seu ambiente operacional e restrições técnicas variam. Acresce que as decisões de investimento no transporte, com redes de cariz acentuadamente malhado, têm um impacto sistémico de largo

alcance, pelo que devem ser flexíveis e robustas, i.e., que revelem adequado desempenho em diferentes cenários topológicos e operacionais e largo espetro temporal.

O ORT, na sua função de Gestor Técnico Global do SEN, continuará a acompanhar as tendências e as práticas entre ORT Europeus nesta vertente do planeamento, aprofundando metodologias e dotando-se das ferramentas adequadas, por forma a, mantendo a segurança de operação, alargar o âmbito da incerteza no processo de tomada de decisão e considerar outras alternativas de flexibilidade, suportadas na legislação e regulamentação que se encontre em vigor, o que pode passar por incluir, entre outros, a flexibilidade disponibilizada em mercado de recursos distribuídos – geração e consumo – numa óptica de sustentabilidade e otimização de recursos endógenos existentes.

3.8. DYNAMIC LINE RATING

Dynamic Line Rating (DLR) é uma metodologia de gestão da operação da rede suportada em tecnologia que, tirando partido do conhecimento das condições atmosféricas na envolvente de uma determinada linha e das condições de operação da mesma, visa avaliar a possibilidade de operar essa linha com valores de capacidade de transporte diferentes das capacidades sazonais definidas em projeto, sem colocar em risco a segurança de pessoas e bens.

Este sistema depende das previsões das condições atmosféricas que em cada momento influenciam a capacidade de transporte das linhas, podendo optar-se pela instalação de sensores e de sistemas de comunicação de forma a ajustar as condições previstas às reais ou sistemas de modelização digital (e.g. "Digital Twin") ou ainda uma combinação de ambos. Em qualquer do casos, tais abordagens requerem elevada capacidade de processamento e de análise de dados, bem como algoritmos avançados de previsão das capacidades de transporte das linhas num contexto dinâmico.

Não obstante a já existência de diversas abordagens e protótipos, este tipo de soluções ainda se encontra numa fase de desenvolvimento que não se traduz numa aplicação em larga escala com custos aceitáveis. Mais concretamente, a tecnologia DLR, quando devidamente consolidada, permitirá gerir em tempo real a capacidade disponível nas linhas aéreas e também estimar a capacidade operacional para os dias seguintes. Desta forma, permitirá otimizar a capacidade de receção de geração ou a capacidade de interligação, no caso de ocorrência de condições atmosféricas favoráveis, em que a capacidade real da linha possa ser superior aos valores de planeamento no médio/longo prazo. Em sentido contrário, em determinados momentos, também podem estar presentes condições atmosféricas mais desfavoráveis, que reduzam a capacidade das linhas aéreas face aos valores usados nos referidos estudos de planeamento de rede, conferindo ao Gestor Global do SEN informação mais próxima da real e assim ajustar a sua operação de gestão de forma mais flexível.

A respeito do DLR, a ENTSO-E, na sua Tecnopedia, refere:

> "*In general, there are two main technology groups (contact and non-contact) used to acquire the DLR results:*

- **Contact technologies: measure physical parameters of the conductor like:**
    - Conductor temperature measurement with the help of temperature sensors
    - Calculation of sag through measurement of tension
    - Calculation of sag based on the vibration frequency of conductors
    - Calculation of sag based on the angle of the line at the span point

- **Non-contact technologies:** the key DLR results are calculated based on weather data from meteorological models and/or locally measured weather data and line load
    - Calculation of the ampacity
    - Temperature of the conductor

- Maximal allowed operating time in case the loading surpasses the current carrying capacity of the conductor"

O ORT desenvolveu, em 2022 e 2023, um projeto de inovação onde se testaram dois conceitos distintos de DLR numa linha da RNT (Ferreira do Alentejo – Sines). O primeiro, chamado de "*medição indireta*", no qual a capacidade da linha aérea era estimada com base em previsões de diferentes variáveis, tais como a velocidade do vento e o seu ângulo de incidência, radiação solar, temperatura ambiente e outras. O segundo, chamado de "*medição direta*", onde foram instalados dispositivos ("*neurons*") ao longo da linha permitindo estimar a 'capacidade real da linha' com base em grandezas elétricas.

No âmbito deste projeto piloto pôde ser observado que existe um número significativo de horas em que a capacidade real estimada da linha é superior aos valores de capacidade definidos no seu projeto e no planeamento de longo prazo. Também se verificam situações, em quantidade não desprezável, onde a capacidade real estimada é inferior a essa capacidade de projeto.

Em 2024, foi também desenvolvido um projeto piloto com "*medição indireta"*, para avaliar a capacidade de duas linhas, que, em condições de temperatura ambiente elevada, apresentavam capacidade bastante reduzida. Na análise dos resultados obtidos confirmaram-se as conclusões do estudo de 2022/2023, obtendo-se valores superiores ao limite definido na fase de projeto e de planeamento de rede. Concluiu-se também que, em condições meteorológicas desfavoráveis, efetivamente existiram situações de capacidade bastante baixa.

Existem variantes da aplicabilidade do DLR: para além do SAR - Seasonal Adjusted Ratings usado pelo planeamento e na operação, o ORT tem usado a variante AAR - Ambient Adjusted Ratings, que permite usar três limites por dia em todas as linhas para o planeamento operacional, e com recurso aos valores em tempo real da temperatura ambiente medida nas subestações da RNT, calcula-se o AAR em tempo real para os painéis da MAT.

Do ponto de vista do planeamento das redes para o médio/longo prazo, no imediato é ainda um tema de *I&D* uma vez que a capacidade dos elementos de rede é função das condições atmosféricas em cada instante, as quais não se conseguem antecipar ou prever nessa escala de tempo. Já para a operação, esta tecnologia aparenta ter potenciais benefícios no exercício de programação da operação no curto prazo (1-3 dias), em que as soluções já colocadas em teste, para além de permitirem estimar/medir as capacidades de transporte em tempo real, disponibilizam também uma previsão dessas capacidades para as horas seguintes.

No prosseguimento deste tema, o ORT, para além de continuar a desenvolver e aprofundar o seu conhecimento e experiência relativamente aos projetos em que já está envolvido, continuará, igualmente, a acompanhar as tendências e inovações que o desenvolvimento científico e tecnológico for proporcionando, bem como a experiência de outros TSO na sua eventual utilização.

Desta forma, o ORT tem identificado um conjunto de linhas potenciais para aplicar a metodologia DLR, ainda em processo de teste e avaliação das potencialidades reais e efetivas, quer em termos dos valores obtidos pela metodologia, quer em termos de operacionalidade dos mesmos nas ferramentas utilizadas pelo Gestor Técnico Global do Sistema na operação em segurança do SEN.

3.9. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A EVOLUÇÃO DO PARQUE PRODUTOR

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, 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 7 do artigo 124.º do referido Decreto-Lei).

Ao momento de elaboração desta proposta de Plano o último RMSA-E foi publicado em dezembro de 2023 (RMSA-E 2023). O PNEC 2030 foi atualizado/revisto já no ano de 2024. Assim, a elaboração deste Plano teve por base o RMSA-E 2023 – cenário Ambição –, com as devidas adaptações decorrentes da atualização/revisão de 2024 do PNEC 2030.

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 de Portugal continental, sobretudo proveniente de fontes de energia renovável, e subtraído dos montantes de potência associados aos centros electroprodutores com possibilidade de cessação 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 electroprodutores.

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA

Na evolução considerada para o sistema electroprodutor referente à produção a partir da Grande Térmica, não se prevê a entrada em funcionamento de nenhuma nova central até 2034. Por outro lado, prevê-se a cessação da produção da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029.

Assim, apresenta-se no Quadro 3-2 a evolução prevista do parque electroprodutor a partir de Grande Térmica.

QUADRO 3-2

Evolução da Grande Térmica

Central	Potência Instalada [MW]	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[29], no horizonte coberto por este Plano – 2025 a 2034 – não se prevê a entrada em serviço de alguma nova central, estando apenas previsto o reforço da capacidade de bombagem em 300 MW.

PRODUÇÃO EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA

Para o período de 2025 a 2034, a evolução 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.

QUADRO 3-3

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

Potência Instalada [MW]										
Horizonte	Cogeração	RSU	Biomassa	Ondas	Biogás	Geotermia	Solar	PCH	Eólica	
									Onshore	Offshore
2025	1548	82	257	2	92	34	6500	622	6300	25
2029	1554	106	331	162	118	48	18629	622	9580	25
2034	1408	90	283	201	101	72	29600	622	11400	(80 – 2000)*

RSU - Resíduos sólidos urbanos
PCH - Pequenas centrais hídricas
* Para efeitos de simulação considerou-se um adicional de 2000 MW

Relativamente à energia a partir de fonte eólica, uma das fontes de energia primária com maior crescimento neste conjunto de centros electroprodutores, tendo em consideração o RMSA-E 2023 e as metas traçadas na versão de 2024 da atualização/revisão do PNEC 2030, estima-se que até 2034 a sua potência instalada *onshore* possa crescer até valores da ordem dos 11,5 GW.

Quanto ao solar, a fonte com maior peso, nos termos considerados no RMSA-E 2023 e nas metas traçadas na versão de 2024 da atualização/revisão do PNEC 2030, prevê-se que até 2034 o valor da sua potência instalada possa vir a aumentar até 29,6 GW.

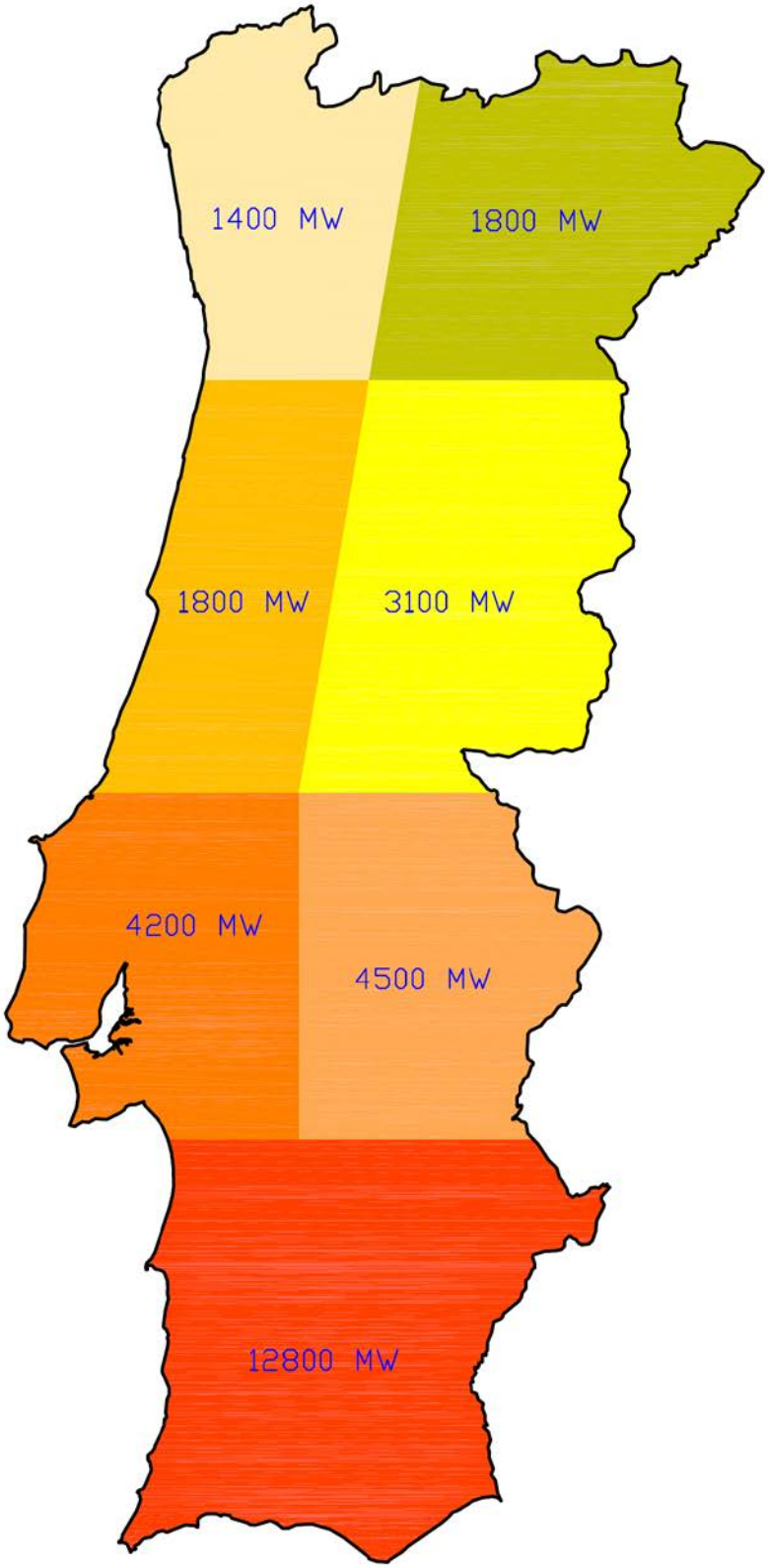
Em relação aos restantes tipos de produção listados no Quadro 3-3, prevê-se uma estagnação, ou quase, dos montantes de potência instalada.

No mapa da Figura 3-7 é apresentada uma previsão da distribuição por grandes regiões dos centros electroprodutores de natureza solar no horizonte 2034.

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

FIGURA 3-7

Estimativa da distribuição de potência instalada em aproveitamentos de energia solar por grandes zonas no horizonte 2034



3.10. 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 destacam os "Padrões de segurança para planeamento da RNT" plasmados no 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 verificação 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, para diferentes condições topológicas e operacionais que podem ocorrer no horizonte de planeamento.

Com o objetivo de verificar e 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 de operação, cruzando:

- Diferentes horizontes temporais;
- 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 (*onshore* e *offshore*[30]) e solar;
- Patamares distintos de trocas internacionais.

Estes cenários permitem analisar a rede com diferentes níveis de procura, considerando diferentes níveis de produção por tecnologia e diferentes cenários de trânsito de potências nas interligações e garantindo uma adequada capacidade de transformação nos pontos de entrega. A abrangência de cenários considerada permite também, para um mesmo valor de carga síncrona do SEN, analisar o comportamento da rede considerando diferentes cenários de injeção de potência na RNT.

[30] Esta última em horizontes mais longínquos

QUADRO 3-4

Cenários típicos de operação da rede considerados para efeitos de planeamento da RNT

Sazonalidade	Regime de Carga	Produção Hídrica	Produção Térmica	Produção Eólica	Produção Solar	Saldo Trocas
Inverno	Ponta	Elevada ou Média	Reduzida	Elevada	Nula	Nulo, Exportação
				Média	Nula	Nulo, Importação
		Reduzida	Elevada	Média	Nula	Importação, Exportação
				Reduzida	Nula	Nulo
	Intermédio	Elevada	Reduzida	Média	Média	Nulo
		Reduzida ou Bombagem		Elevada	Média	Nulo
	Vazio	Elevada	Reduzida	Reduzida	Nula	Nulo
		Bombagem	Elevada	Média	Nula	Nulo
Verão	Ponta	Média ou Bombagem	Reduzida	Média	Elevada	Nulo, Exportação
		Reduzida ou Bombagem	Elevada ou Reduzida	Reduzida	Elevada	Nulo, Exportação
			Média ou Reduzida	Média	Elevada	Nulo, Exportação
	Intermédio	Reduzida ou Bombagem	Reduzida	Média	Elevada	Nulo ou Exportação
	Vazio	Bombagem ou Reduzida	Elevada	Reduzida	Nula	Nulo
		Bombagem	Média ou Reduzida	Média	Nula	Nulo

Nota: dependendo do tipo de análise, horizonte temporal e objetivo do estudo em causa, pode acontecer que nem todos os cenários sejam simulados e/ou que sejam considerados cenários adicionais específicos, adaptados em cada situação ao caso em estudo. Por exemplo, na componente de produção eólica podem estar incluídos cenários de produção eólica *offshore* no horizonte temporal em que se espera estes venham a ocorrer.

No Anexo 14 são apresentados diagramas unifilares detalhados de trânsitos de potência para alguns dos cenários de operação da rede construídos e analisados no âmbito desta proposta de Plano.

Os diferentes cenários prospetivos de operação da rede assim resultantes são testados perante três condições topológicas distintas associadas à disponibilidade de elementos da RNT e integradas no conjunto mais global do SEN (Quadro 3-5).

QUADRO 3-5

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 3-6 e Quadro 3-7), destacando-se em particular que, em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência se devem verificar cortes de consumo.

QUADRO 3-6

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 3-7

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.

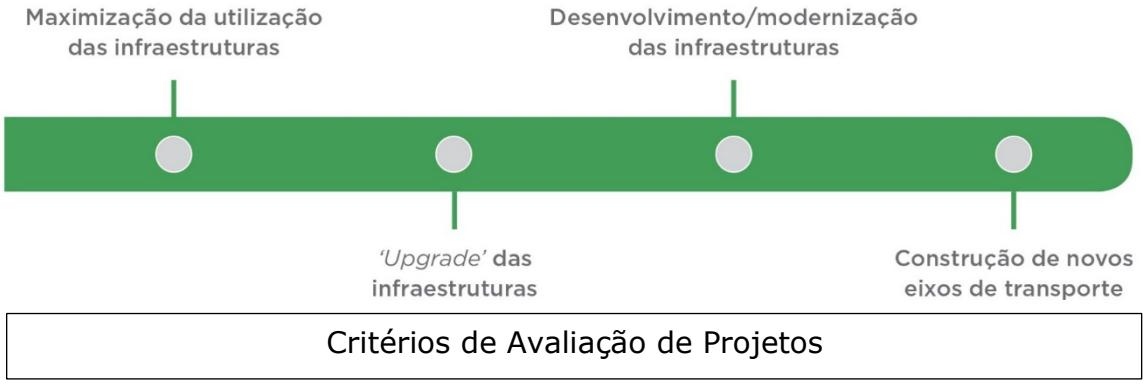
O não cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de garantir a qualidade e segurança de abastecimento requeridas). Da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais adequada, 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 utilização eficiente 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.

O conjunto de soluções identificadas é sujeito 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 3-8

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). No exercício de planeamento é ainda tida em consideração a necessária coordenação com o planeamento da rede a nível europeu, nomeadamente com o TYNDP[31] (*Ten-Year Network Development Plan*).

CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

Na cadeia de análise e seleção das opções de desenvolvimento da RNT são tidos em consideração os seguintes critérios principais no suporte à avaliação dos projetos:

[31] https://tyndp.entsoe.eu/

- ✓ 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.

3.11. SUSTENTABILIDADE ESG

Os compromissos da sustentabilidade e redução de emissões, com particular enfoque em vários documentos transversais de política pública, alguns recentemente atualizados, (exemplos: RNC – Roteiro da Neutralidade Carbónica, PNEC 2030 - Plano Nacional de Energia e Clima, Programa de Eficiência de Recursos e de Descarbonização na Administração Pública para o período até 2030 (ECO.AP 2030) e Estratégia Nacional para as Compras Públicas Ecológicas 2030 - ECO360), para além do novo Regulamento (UE) 2024/573 do Parlamento Europeu e do Conselho de 7 de fevereiro, relativo aos gases fluorados com efeito de estufa, com impacto da sua aplicabilidade sobre os ativos da Rede Nacional de Transporte que contêm SF_6, nomeadamente disjuntores e GIS (subestações isoladas a gás), posicionam o desafio da descarbonização dos sistemas energéticos, e particularmente do sistema elétrico, através da transição energética, como um vetor determinante, sendo que os operadores de transporte de eletricidade assumem um papel essencial no contributo para o objetivo associado às orientações, objetivos e metas estipuladas a nível nacional e europeu.

O sector elétrico enfrenta desafios sem precedentes na contribuição ao combate às alterações climáticas e na concretização de uma transição célere e justa. Estes desafios, materializados na necessidade de descarbonização, resiliência, segurança de abastecimento e financiamento sustentável, traduzem-se nos objetivos de penetração de fontes de energia renovável (FER) no sistema elétrico, na continuada eletrificação dos vários sectores da economia e na redução das emissões decorrentes da operação. Esta assunção passa por uma análise cada vez mais holística no desenvolvimento dos projetos, construção, manutenção e gestão de ativos até ao seu descomissionamento, para além da introdução de soluções inovadoras, levando em conta não só os compromissos de redução das emissões, mas também a defesa do ambiente e a implementação de práticas que conservem e protejam os ecossistemas e a biodiversidade.

Acresce a Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro, Lei de Bases do Clima, enquanto instrumento jurídico de enquadramento das opções para fazer face aos desafios decorrentes das alterações climáticas, quer em termos de mitigação quer de adaptação, impõe a sua aplicação a todos os setores da economia e a articulação com as diferentes políticas setoriais. O recente Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 faz a avaliação socioeconómica das vulnerabilidades climáticas em diferentes cenários, bem como a avaliação de riscos climáticos, com especial enfoque na modelação de impactes nas zonas costeiras, recursos hídricos, agroflorestal e no domínio dos incêndios. Os resultados apontam de uma forma geral para o aumento de frequência e intensidade de eventos extremos de precipitação e temperatura, como dias muito quentes e noites tropicais.

Assim, alinhados com os desafios da sustentabilidade e da transição energética que têm estado no centro das políticas públicas, estes temas assumem uma importância crescente no presente Plano, permitindo que o operador da rede de transporte de eletricidade possa contribuir para o objetivo associado às orientações, objetivos e metas estipuladas a nível nacional e europeu. Deste modo, a REN reforçou em 2024 os seus compromissos de redução de emissões para 60% de âmbito 1 e 2 até 2030, tendo como referência o ano de 2019, e de redução de emissões de âmbito 3 de 30%, tendo como referência o ano de 2021, e a neutralidade carbónica em 2024 das suas operações diretas. Estes compromissos têm subjacentes um conjunto de iniciativas, como a contribuição para a integração de percentagens crescentes de FER no SEN, a eletrificação da frota, a progressiva aquisição de equipamentos SF6 free ou de gases mais descarbonizados, alinhada com o

regulamento (UE) 2024/573 supra referido, a monitorização cuidada das fugas e a introdução de óleos esteres, por substituição de óleos minerais, a instalação de sistemas de produção de energia a partir de fontes de energia renovável e a implementação de soluções de engenharia progressivamente mais sustentáveis no projeto e construção de ativos.

A REN reconhece o seu papel e responsabilidade enquanto entidade potenciadora da transição energética e da descarbonização do setor elétrico e, por esta via, do incremento da independência energética do país e da descarbonização da economia em geral e assume como prioridade também a defesa do ambiente e a implementação de práticas que conservem e protejam os ecossistemas e a biodiversidade. O Regulamento (UE) 2024/1991 que estabelece a Lei do Restauro da Natureza (LRN) constitui um desafio para Portugal e também para a REN, que tem vindo a empreender esforços para desenvolver os projetos de modo sinérgico entre o restauro da natureza e a construção das infraestruturas, O regulamento visa restaurar pelo menos 20% das áreas terrestres e marítimas da UE até 2030.

A REN publicou recentemente a Carta de Compromisso em biodiversidade – com base nos princípios de sustentabilidade e responsabilidade social com que a REN orienta a sua atividade, esta carta determina os princípios orientadores e os principais eixos de atuação para um horizonte temporal de médio a longo prazo (dez anos) – e a Estratégia para a Economia Circular, estando em execução um trabalho para a elaboração de um Roteiro e Estratégia de Capital Natural.

O sector das infraestruturas dos TSO (*Transmission System Operator*) deverá estar preparado para fazer face às alterações físicas associadas aos parâmetros climáticos (riscos físicos) como outras alterações associadas ao combate às alterações climáticas (riscos de transição). Estes últimos, pelo papel da REN enquanto gestora de ativos energéticos para o país de eletricidade e gás, são particularmente relevantes, uma vez que as alterações regulatórias, de evolução dos critérios de sustentabilidade e tecnológicas necessárias para a transição energética, representam desafios.

No que concerne aos riscos físicos, o setor do transporte de energia elétrica 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 que integram a RNT. De acordo com o atrás referido, no Relatório Integrado, a REN, de acordo com o framework TCFD -*Task Force on Climate Financial Disclosures*, descreve os riscos e oportunidades climáticas que afetam a atividade da REN, com base no atual contexto, assim como as principais medidas de adaptação e mitigação dos riscos e de gestão e materialização das oportunidades.

O presente plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento dos critérios de sustentabilidade dos ativos e da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima.

(Página em branco)

4

PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

REN

4.1. ENQUADRAMENTO

Neste grupo de investimentos, estão incorporados os projetos que deverão 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 dizem respeito aos seguintes tipos de investimento:

- ✓ Remodelação e digitalização 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;
- ✓ Gestão operacional da RNT, num contexto de maior integração de renováveis e variabilidade de fluxos devido à previsível introdução de novos polos de consumo de elevada potência, como a zona de grande procura de Sines, assim reconhecida pelo Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro bem como introdução de equipamento para melhoria da estabilidade de tensão e frequência como sejam compensadores síncronos e STATCOM;
- ✓ 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, bem como os associados à Cibersegurança e Tecnologias de Informação;
- ✓ Reabilitação e Adequação Regulamentar de Edifícios;
- ✓ Equipamento não básico, sobretudo associado a funções de suporte às atividades da Concessão da RNT.

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[32]. 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. O presente plano integra, nos Projetos Base, algumas iniciativas cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima.

Também nos Projetos Base estão contidos investimentos associados às Tecnologias de Informação (IT) que contemplam, entre outros, investimentos associados à cada vez maior digitalização dos processos de suporte às atividades das concessões, tanto para fazer face aos novos requisitos funcionais e de desempenho, como para cumprimento de requisitos legais, regulatório e regulamentares do setor, promovendo um contínuo robustecimento da segurança das infraestruturas, proteção dos ativos digitais e substituição de ambientes em fim de vida, assim como para o reforço da resiliência e capacidade de recuperação de incidentes e desastres.

Na presente edição de PDIRT e nos Projetos Base destaca-se igualmente, no âmbito da Inovação, o projeto **Agenda Transform,** detalhado adiante no subcapítulo 4.9.

Os Projetos Base incluem ainda investimentos associados às rubricas "Investimento corrente urgente" e "Investimento em equipamento não básico":

- ✓ O "Investimento corrente urgente"[33] representa uma iniciativa que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes, ou venham a ser identificadas ou melhor definidas, e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos de submissão e aprovação dos planos, e.g., incidentes ou resultado de ações de avaliação de estado de ativos que possam colocar em causa a segurança de pessoas e bens, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço, ou pilotos de inovação. Devido às características deste programa, os projetos a realizar não são melhor caracterizáveis com antecedência. Assim, considerou-se uma verba global provisional para dar cobertura a este tipo de projetos.

- ✓ O "Investimento em equipamento não básico" inclui as despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" da concessionária, tais como equipamentos de transporte e outros equipamentos de aquisição direta.

Nos projetos base, incluem-se iniciativas/projetos permitem dar resposta às provas de conceito, pilotos e estudos decorrentes das atividades e iniciativas de inovação e que têm suporte na identificação de necessidades concretas das áreas operacionais, identificação e testes de novas tecnologias e acompanhamento de temas emergentes, dos quais se destacam para os próximos anos as seguintes áreas de especial interesse para as atividades do operador da RNT:

[32] 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.

[33] No seu Parecer à versão de março da proposta de PDIRT 2022-2031, a ERSE sugeriu a inclusão no Plano de uma rubrica desta natureza, com a mesma designação da aqui adotada.

a) **Robotização**: operações associadas à cadeia de valor do sistema energético que impõem exigências ao nível da eficiência, consistência, qualidade e segurança, especialmente em ambientes de trabalhos com rede em serviço (em tensão), potencialmente agravadas por condições climatéricas severas e locais de difícil acesso. Com a evolução tecnológica, surge a oportunidade de apostar na utilização da robótica como complemento e/ou substituto do ser humano, primordialmente em cenários com probabilidade de ocorrência de acidentes mais elevada. Combinado com tecnologias como inteligência artificial e *big data*, apresenta vantagens ao nível do tempo de realização de tarefas, agilidade, resistência, alcance, consistência da resolução e na sua precisão.

   Perspetivam-se oportunidades em funções de construção, inspeção, manutenção e operações, incluindo a utilização de *drones*.

b) **Satélites**: solução cada vez mais relevante na monitorização de ativos, pois oferecem uma forma mais rápida, eficiente e ecológica e potencialmente mais económica de monitorizar o ambiente em torno da infraestrutura linear do que os atuais sistemas (p.ex., o recurso a voos de helicóptero), como é o caso das redes elétricas MAT. Possibilidades de aplicação na gestão das faixas de servidão ou análise de vegetação e de novas construções, até à monitorização de violações de distâncias de segurança às infraestruturas nas faixas de servidão ou a análise de alterações no terreno (comprovação de trabalhos realizados e movimentos de terra). No campo da resposta a catástrofes, é possível obter imagens multiespectrais que permitem identificar locais onde possam ter ocorrido danos a infraestruturas.

c) **Digitalização e utilização de Inteligência Artificial**: melhorar o desempenho geral de diferentes atividades operacionais e administrativas permitindo a automatização de processos, com ganhos de produtividade e segurança operacional, rapidez e eficácia. Contribui indiretamente para a melhoria dos processos de tomada de decisão.

De referir que a janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. No primeiro quinquénio, em particular nos três/quatro 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. O último ano do primeiro quinquénio inclui 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 correspondente valor é estritamente indicativo, baseando-se na média aritmética dos últimos quatro 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 em futuras edições do PDIRT.

Assinala-se ainda que se encontram já desencadeados alguns projetos apresentados em anteriores edições de PDIRT e que terão a sua conclusão durante o primeiro quinquénio deste Plano,

conforme atualização no Anexo 4 da presente edição, que atualiza o PDIRT 2022-2031, não fazendo parte do conjunto de investimentos em apreciação na presente proposta de PDIRT 2025-2034. Neste, ilustram-se 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 2022-2031, 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 "Modernização e digitalização de ativos", "Apoio à rede de distribuição", "Gestão operacional da RNT" e "Gestão do Sistema, Cibersegurança/IT e outros", para os dois períodos 2025-2029 e 2030-2034, este último apenas em valor médio anual. Neste subcapítulo são ainda apresentados os investimentos referentes aos chamados "Investimento corrente urgente" e "Investimento em equipamento não básico".

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 padrão de mercado obtidos a partir de adjudicações para projetos semelhantes. 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[34], 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 para o conjunto de projetos aqui analisados não tem cabimento, no quadro legislativo atual, a possibilidade de candidaturas a subsídios, pelo que não são consideradas quaisquer comparticipações desta natureza junto do ORT.

INVESTIMENTO BÁSICO NO TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

No que respeita ao investimento dos projetos apresentados nesta proposta de Plano, o Quadro 4-1 apresenta o investimento associado ao universo dos Projetos Base na componente Transporte de Energia Elétrica, de acordo com a programação estimada para o período 2025-2034.

[34] 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.

QUADRO 4-1

Resumo global do CAPEX e Transferências para Exploração

	CAPEX no período 2025-2034 [M€]						
	2025	2026	2027	2028	2029	Média 2025-2029	Média 2030-2034
Modernização e digitalização de activos	8.2	25.8	42.1	48.6	49.5	34.8	42.8
Apoio à rede de distribuição	0.2	0.2	9.9	17.2	2.6	6.0	4.8
Gestão operacional da RNT	0.0	0.7	6.5	35.3	81.5	24.8	13.0
Total a CDEs	**8.4**	**26.6**	**58.5**	**101.1**	**133.5**	**65.6**	**60.6**
Encargos de estrutura e gestão	0.6	1.9	4.1	7.1	9.3	4.6	4.2
Encargos financeiros	0.3	0.8	1.8	3.0	4.0	2.0	1.8
Total a Custos totais	**9.2**	**29.3**	**64.3**	**111.2**	**146.9**	**72.2**	**66.6**

	Transferências para Exploração no período 2025-2034 [M€]						
	2025	2026	2027	2028	2029	Média 2025-2029	Média 2030-2034
Modernização e digitalização de activos	3.9	29.5	41.4	49.3	50.8	35.0	42.8
Apoio à rede de distribuição	0.0	0.0	7.4	20.0	2.6	6.0	4.8
Gestão operacional da RNT	0.0	0.0	4.4	29.4	90.0	24.8	13.0
Total a CDEs	**3.9**	**29.5**	**53.3**	**98.7**	**143.4**	**65.8**	**60.6**
Encargos de estrutura e gestão	0.3	2.1	3.7	6.9	10.0	4.6	4.2
Encargos financeiros	0.1	0.9	1.6	3.0	4.3	2.0	1.8
Total a Custos totais	**4.3**	**32.5**	**58.6**	**108.6**	**157.8**	**72.3**	**66.6**

INVESTIMENTO BÁSICO NA GESTÃO DO SISTEMA E OUTROS E INVESTIMENTO EM EQUIPAMENTO NÃO BÁSICO

No período 2025-2034, a presente proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à Gestão do Sistema, Redes de Telecomunicações e Segurança (RTS), Cibersegurança/IT, intervenções de reabilitação e adequação regulamentar em edifícios da Concessão e Inovação. 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. A estes, adiciona-se a componente relativa ao Investimento em equipamento não básico.

No Quadro 4-2, apresentam-se, os montantes de investimento para os períodos 2025-2029 e 2030-2034, este último apenas em valor médio anual, 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

CAPEX e Transferências para Exploração da Gestão do Sistema e outros

	CAPEX no período 2025-2034 [M€]						
	2025	2026	2027	2028	2029	Média 2025-2029	Média 2030-2034
Gestão do Sistema, Cibersegurança/IT e outros	**19.3**	**22.9**	**17.8**	**16.1**	**14.6**	**18.1**	**15.8**
Encargos de estrutura e gestão	1.3	1.6	1.2	1.1	1.0	1.3	1.1
Encargos financeiros	0.6	0.7	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5
Total a Custos totais	**21.2**	**25.2**	**19.6**	**17.7**	**16.0**	**19.9**	**17.4**

	Transferências para Exploração no período 2025-2034 [M€]						
	2025	2026	2027	2028	2029	Média 2025-2029	Média 2030-2034
Gestão do Sistema, Cibersegurança/IT e outros	**19.6**	**22.9**	**17.8**	**16.1**	**14.6**	**18.2**	**15.8**
Encargos de estrutura e gestão	1.4	1.6	1.2	1.1	1.0	1.3	1.1
Encargos financeiros	0.6	0.7	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5
Total a Custos totais	**21.5**	**25.2**	**19.6**	**17.7**	**16.0**	**20.0**	**17.4**

INVESTIMENTO CORRENTE URGENTE

Para o período 2025-2028, a estimativa média anual relativa ao Investimento corrente urgente, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração, representa 8,0 M€/ano. A custos totais, incorporando as estimativas referentes a encargos de estrutura e gestão e financeiros, montante provisional médio será ca. 8,8 M€/ano.

4.2.1. Detalhe das Transferências para Exploração (2025-2029)

Apresentam-se, de seguida e em maior detalhe, os valores relativos às Transferências para Exploração dos Projetos Base previstas no período 2025-2029, expressos em preços reais médios de mercado a custos diretos externo (CDE), com base nos preços padrão de mercado obtidos a partir de adjudicações para projetos semelhantes.

No Quadro 4-3 e na Figura 4-1, indicam-se, respetivamente, os projetos e os correspondentes valores para as Transferências para Exploração anuais, estimados a CDE, e os blocos de projetos estimados a custos totais, no período 2025-2029 (primeiros cinco anos do PDIRT 2025-2034), consideradas para os Projetos Base.

QUADRO 4-3

Transferências para Exploração por projeto no período 2025-2029*

Designação dos projetos	Data prevista para entrada em serviço	Transferências para exploração [M€]				
		2025	2026	2027	2028	2029
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Alqueva	2025-2026	3.9	2.4			
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Bodiosa	2028-2029				2.8	2.9
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Lavos	2028-2029				3.2	4.3
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Trafaria	2027-2028			3.1	2.8	
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo de Paraimo	2028-2029				3.1	4.7
Remodelação dos Sistemas de Proteção, Automação e Controlo da Batalha	2027-2029			1.3	3.2	3.3
Recondicionamento de transformadores	2027-2029			2.0	1.5	1.5
Remodelação dos Sistemas de Alimentação, Proteção, Automação e Controlo	2026-2029		1.5	3.6	1.1	1.1
Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2026-2029		8.8	8.3	12.3	11.2
Monitorização de Ativos	2026-2029		3.0	1.7	1.5	0.8
Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2026-2027		0.5	1.0		
Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2026-2029		2.0	2.0	2.0	1.5
Ambiente e Sustentabilidade	2026-2029		5.8	4.6	2.4	6.2
Remodelação de Linhas	2026-2029		5.5	4.8	4.4	4.3
Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Adaptação Meio Envolvente Infraestruturas	2027-2029			9.0	9.0	9.0
Reforço de Transformação em Riba de Ave	2027			6.1		
Melhoria de Alimentação a Macedo de Cavaleiros	2028				2.6	
Reforço de transformação em Canelas - Fase 1 - Substituição de unidade existente	2029					2.6
Nova ligação a 220 kV R. Maior-Carvoeira	2028				5.9	
Reforço de transformação em Mourisca - Substituição de unidade existente	2028				2.7	
Reforço de Transformação na Feira - 3º transformador 400/60 kV	2028				4.6	
Compensação de reativa - 4ª fase	2028				4.4	
Compensação de reativa - 3ª fase	2028				25.0	
2 PL (Ourique e Castro Verde) a 60 kV em Ourique	2027			1.3		
Compensação de reativa - 1ª fase	2027			4.4		
Compensação de reativa - 2ª fase	2029					25.0
Instalação de Compensador Síncrono na RNT - 1ª fase	2029					65.0
Capac.RNT-lig. múltip. peq. unid. prod. RND c/ potência atrib. - Bloco 3	2028				4.1	
Agenda Transform	2025	5.1				
Investimento em Cibersegurança e IT	2025-2029	4.7	9.6	8.5	5.5	6.5
Investimento Corrente Urgente	2025-2028	32.0				
Investimento equipamento não básico	2025-2029	4.1	4.0	4.0	4.3	3.8
Investimento Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios	2025-2029	5.6	9.3	5.3	6.3	4.2

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

FIGURA 4-1

Transferências para Exploração anuais no período 2025-2029[35]

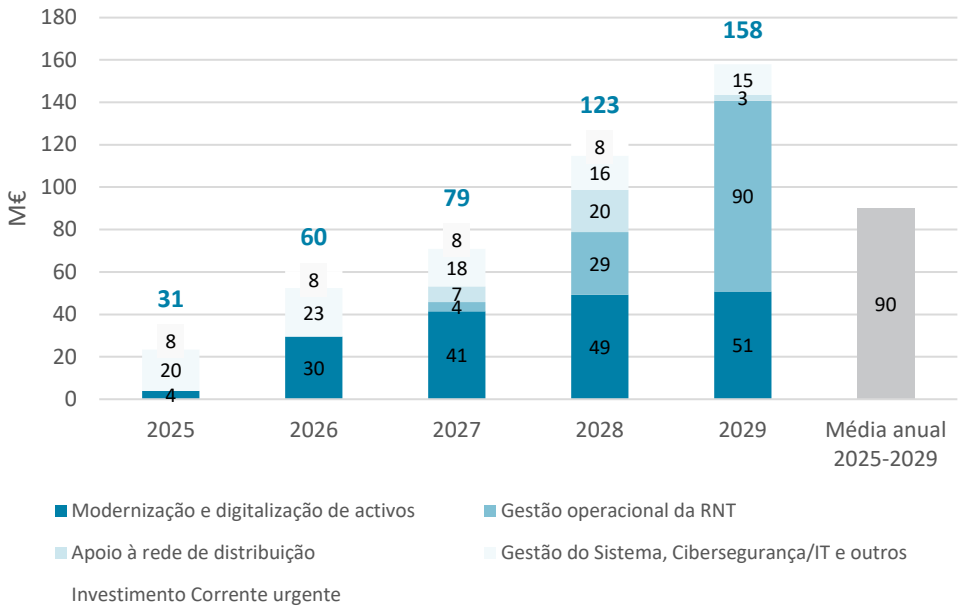
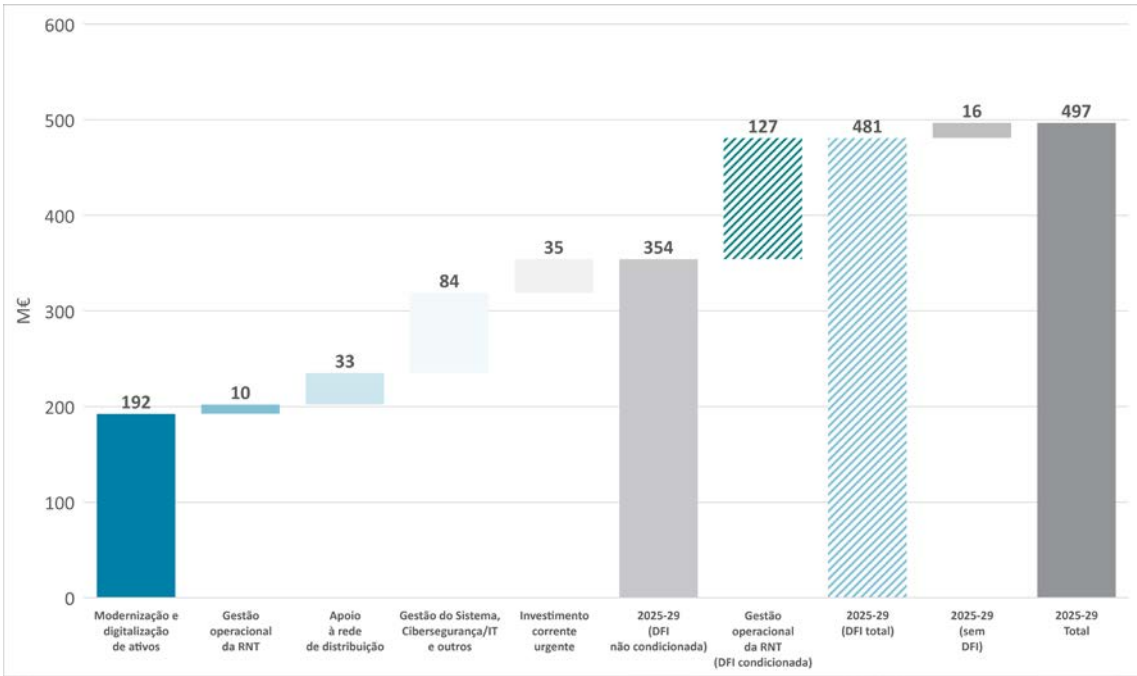


FIGURA 4-2

Transferências para Exploração agregadas no período 2025-2029[36]



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

[36] Montantes de investimento apresentados a custos totais.

Os Projetos Base que requerem uma DFI não condicionada, na presente edição do PDIRT, totalizam ca. 71 M€/ano, num valor global de 354 M€ para o período 2025-2029, estimados a custos totais, conforme Figura 4-2, nos quais estão incluídos os programas de investimento corrente urgente e parte do investimento em equipamento não básico.

A integração de nova produção a partir de fontes de energia renovável, conjugada com a alimentação de novos de polos de consumo com cargas elevadas induz a necessidade de dotar o operador da RNT de meios de gestão operacional da rede para a compensação de reativa e energia cinética do sistema adequados. Assim, na presente edição de PDIRT, para além de instalação de reactâncias *shunt* cuja DFI se considera incondicional, são apresentados meios de apoio à gestão da RNT e do SEN, tais como reatâncias *shunt* adicionais, *STATCOM* e um compensador síncrono cuja DFI fica condicionada à verificação de condições operacionais da RNT que o justifiquem, num total global de 127 M€, estimados a custos totais.

Para esse efeito, o ORT manterá a devida monitorização da RNT e do SEN, designadamente quanto aos perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo, bem como o número de horas anuais em que as dificuldades de controlo de tensão se revelam e a quantidade de linhas que seja necessário desligar como contributo para esse controlo, com a devida ponderação sobre os riscos que esta ação acarreta em termos da estrutura da rede e de integridade e longevidade dos seus ativos.

Uma decisão final sobre a instalação do compensador síncrono depende da monitoração dos valores de inércia presentes na rede e da avaliação sobre o número de horas em que a rede opera com valores de inércia abaixo de um limiar a definir, tendo em conta a metodologia que a ENTSO-E se encontra a desenvolver.

O ORT continuará a realizar os respetivos estudos cujos resultados, uma vez confirmada a previsão de tais condições, poderão então recomendar a instalação e operacionalização de tais instrumentos que se tornem indispensáveis à adequada e segura operação da RNT e à gestão técnica global do SEN.

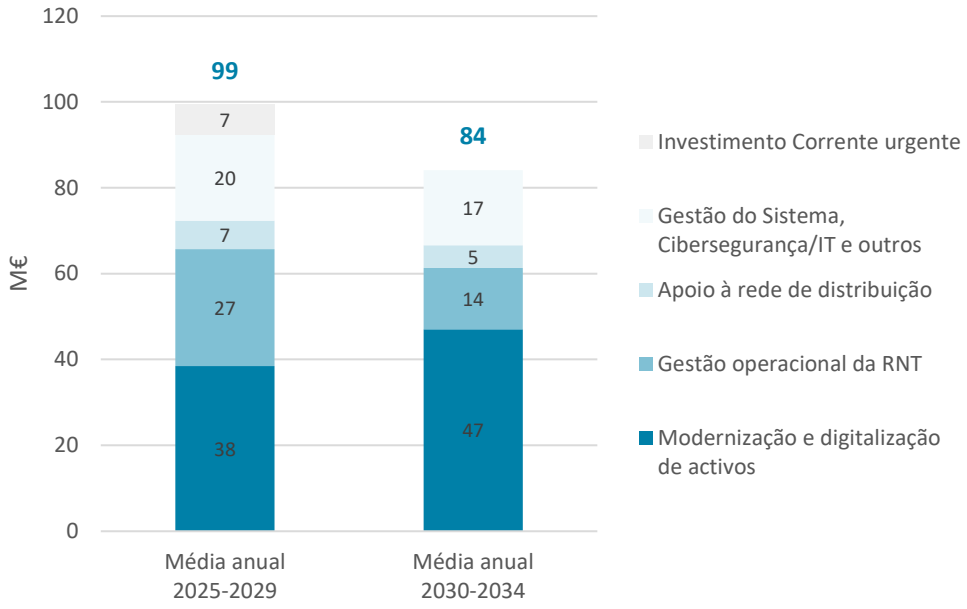
Assim, conjugando os projetos que requerem DFI (não condicionada e condicionada) na presente sede de decisão, o valor do investimento é de 96 M€/ano para o período 2025-2029, representando um agregado de projetos com DFI de 481 M€, num total de 497 M€ do conjunto dos Projetos Base deste PDIRT para o mesmo período, estimados a custos totais.

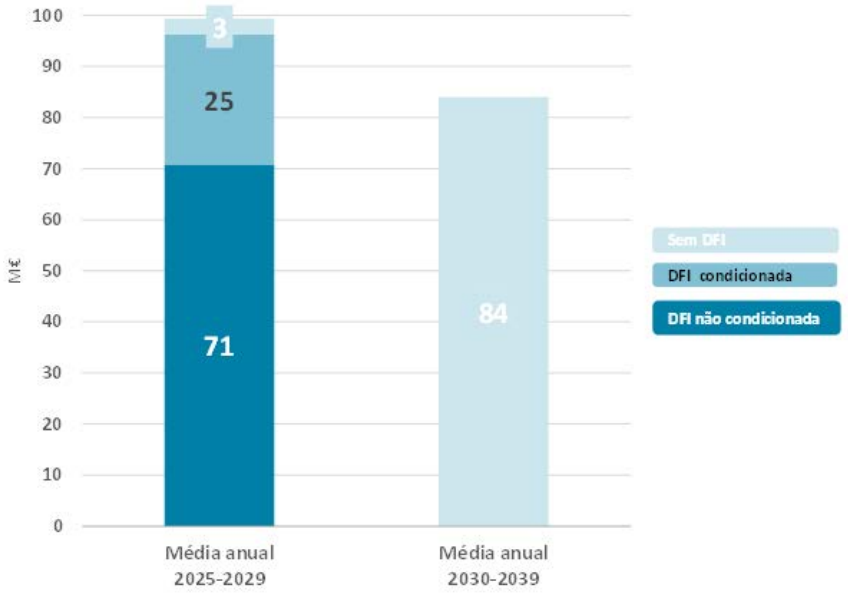
À semelhança do verificado nas anteriores propostas de PDIRT, os projetos de investimento foram suportados numa metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício desenvolvida com base nas melhores práticas utilizadas por ORT europeus, em particular na tomada de decisão em sede do "Ten-Year Network Development Plan" (TYNDP) da ENTSO-E. No capítulo 6 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 (2025-2029 e 2030-2034, respetivamente).

FIGURA 4-3

Transferências para Exploração nos períodos 2025-2029 e 2030-2034 (valores médios anuais, estimados a custos totais)





DETALHE DOS INVESTIMENTOS NO PERÍODO 2025-2029

Nas subsecções seguintes, apresentam-se em maior detalhe os investimentos consignados nesta proposta de PDIRT para os Projetos Base, organizado por grandes áreas de atuação, designadamente "Modernização e digitalização de Ativos", "Gestão operacional da RNT", "Apoio à

rede de distribuição (compromissos com o ORD e segurança de alimentação)", "Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança, Edifícios e Inovação".

Em complemento às intervenções de Remodelação e digitalização 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 (v. subcapítulo 4.3.3.4).

Modernização e digitalização 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 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.

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, o 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 1 000 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.

O valor de Transferências para Exploração referentes à Modernização e digitalização de Ativos, no período 2025-2029, estimado a custos totais e que requer uma DFI em sede da presente edição do PDIRT é de 192 M€.

Gestão operacional da RNT

A gestão operacional da RNT tem vindo a ser pressionada pela dificuldade crescente em controlar os níveis de tensão na rede, num quadro de progressiva integração de maiores valores de renováveis no mix de geração acompanhada da cessação ou redução de produção de fonte térmica tradicional, impondo desafios que têm sido geridos com recurso aos meios de compensação de reativa disponíveis, quer os que já estão instalados na RNT, quer os que estão instalados nos centros electroprodutores quando viável.

Contudo, estes meios perspetivam-se insuficientes, face ao desenvolvimento da rede, dos consumos e do parque gerador, pelo que o ORT apresenta, neste Plano, um conjunto de projetos dedicados a esta vertente com meios de gestão da RNT de desempenho e natureza (e.g. STATCOM) complementares aos que já se encontram instalados na RNT, face à cada vez maior variabilidade nos fluxos que ocorrem na rede que podem apresentar alterações significativas em períodos de tempo relativamente curtos.

Neste âmbito, para além do recurso a reatâncias *shunt*, destaca-se a instalação de meios de compensação de reativa, com a adoção de uma gama de equipamentos que disponibilize ao Gestor Global do SEN maior nível de flexibilidade e dinâmica de operação para o controlo das tensões na rede, perante uma variabilidade de fluxos na rede cada vez maior, e a instalação de unidade de compensação síncrona, tendo em vista a manutenção da segurança global do sistema num contexto de contínuo crescimento das tecnologias eólica e solar no *mix* de geração, acompanhada de uma redução da inércia mecânica disponível no sistema, cuja monitorização o ORT continuará a realizar no sentido da ativação da oportunidade para a sua instalação e operacionalização.

A entrada em serviço de novos meios de compensação de reativa do tipo STATCOM apresentados no Plano deve decorrer dos resultados do acompanhamento que o Gestor Técnico Global do Sistema continuará a realizar sobre os perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo.

Adicionalmente, a energia armazenada nas massas girantes dos geradores síncronos, em virtude da inércia mecânica destas unidades, contribui para contrariar instantaneamente os desequilíbrios de frequência. Contudo, com o contínuo crescimento da potência instalada nas tecnologias eólica e solar, o número de horas no ano com geração com menos inércia irá aumentar, tendo como um dos resultados que a sensibilidade da frequência aos desequilíbrios entre a geração e o consumo tenderá a aumentar.

Destaca-se, assim, a possível instalação, no horizonte 2029, de uma unidade de compensação síncrona tendo em vista a manutenção da segurança global do sistema que as unidades síncronas convencionais podem proporcionar.

Os compensadores síncronos permitem mitigar ou mesmo contrariar os efeitos negativos da perda de inércia na rede decorrente da ausência de geradores síncronos no SEN. Para além da inércia, os compensadores síncronos fornecem ainda a capacidade de regulação automática de tensão. O valor de Transferências para Exploração estimado a custos totais referentes à Gestão Operacional da RNT, no período 2025-2029, com DFI não condicionada e condicionada em sede da presente edição do PDIRT, é de 10 M€ e 127 M€, respetivamente.

Apoio à rede de distribuição | 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 Rede Nacional de Distribuição, 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.

Dos projetos que compõem esta rúbrica e até 2029, realçam-se em particular os reforços da segurança de alimentação em MAT às subestações de Macedo de Cavaleiros e Carvoeira, para além do reforço da capacidade de transformação MAT/AT em diversas subestações (v. subcapítulo próprio).

O valor de Transferências para Exploração, estimado a custos totais, referente aos projetos da rubrica de "Apoio à rede de distribuição (Compromisso com o ORD e segurança de Alimentação)", no período 2025-2029, com DFI em sede da presente edição do PDIRT, é de 33 M€.

Gestão Global do Sistema, reabilitação de edifícios e inovação

A proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à Gestão técnica Global do Sistema (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 que se pretende progressivamente mais flexível e dinâmica.

Na vertente edifícios, face à idade apresentada pelos edifícios da Concessão, este Plano inclui a realização de melhorias em algumas destas instalações, que derivam igualmente da evolução da legislação em matéria de segurança.

No campo da Inovação, destaque para o projeto *Agenda Transform*, criado no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, através da liderança de três novos projetos: CENTRODEC (criação de um centro para apoio à decisão), OPTIVEG (desenvolvimento de sistemas de otimização das operações de gestão de vegetação), ambos tendo a REN como líder, e num projeto de Motorização Elétrica no Setor Florestal, tendo a REN como participante. O objetivo central destes projetos consiste no alargamento do ecossistema de monitorização da floresta, visando por um lado escalar a solução tecnológica implementada e, por outro, avaliar a viabilidade de comercialização da solução de monitorização das florestas.

No âmbito da inovação, refira-se a integração cada vez mais abrangente de iniciativas que recorrem a Inteligência Artificial nos estudos e projetos que visam apoiar as atividades e os sistemas do ORT para a monitorização, exploração e gestão da RNT e sua envolvente.

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[37]. 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 2023, a infraestrutura da RNT era composta por 9 409 km de circuito de linha aérea e 19 055 apoios, com três níveis de tensão diferentes (150, 220 e 400 kV).

QUADRO 4-4

Caracterização dos circuitos das linhas aéreas

Nível de Tensão	Comprimento de Circuito Total (km)	N.º apoios
150 kV	2 481	4 433
220 kV	3 849	6 828
400 kV	3 080	7 794
Total	**9 409**	**19 055**

Relativamente ao comprimento geográfico das linhas aéreas, ou seja, o comprimento dos segmentos que constituem a linha, a situação no final de 2023 era a seguinte:

[37] 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

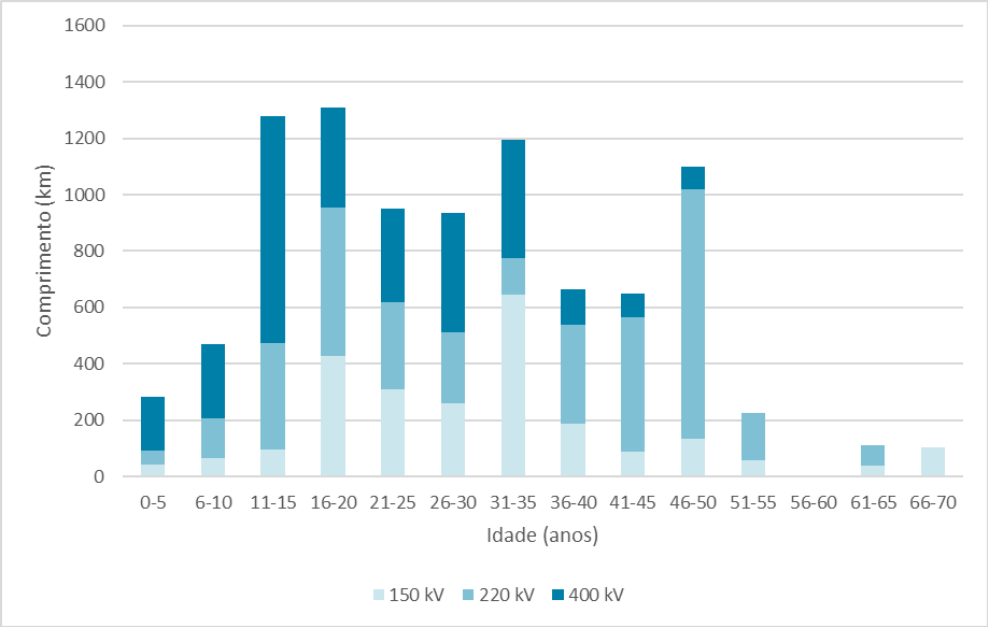
Caracterização dos segmentos das linhas aéreas

Nível de Tensão	Comprimento dos segmentos (km)
150 kV	1 688
220 kV	2 609
400 kV	2 952
Total	**7 249**

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 2023, o comprimento de circuito de linhas da RNT integrando troços com idade igual ou superior a 30 anos era de 4 057 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 4-4 com a idade corrigida, que é apresentada de seguida.

FIGURA 4-4

Perfil de idades corrigidas das linhas aéreas



No que diz respeito às linhas subterrâneas, no final de 2023 existiam 17 circuitos perfazendo um total de 111 km.

QUADRO 4-6

Caracterização das linhas subterrâneas

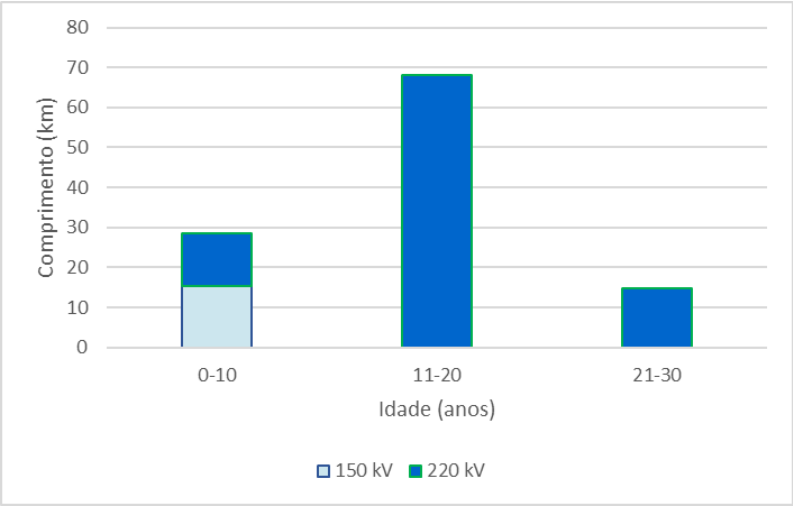
Nivel de Tensão [kV]	Nº de Circuitos de Linha Subterrânea	Comprimento de Circuito Total (Km)
150	2	15
220	15	96
400	0	0
Total	**17**	**111**

Regista-se ainda, no final de 2023, 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 4-5

Perfil de idades das linhas subterrâneas



Quanto às instalações não-lineares, no final de 2023 existiam 71 subestações na RNT (sendo 60 isoladas a ar e 10 do tipo GIS - *Gas Insulated Switchgear*) e 16 postos de corte, seccionamento e transição (sendo 13 isolados a ar e 3 do tipo GIS).

QUADRO 4-7

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

	Nº Subestações a)		Postos de Corte a)	
Tensão	AIS	GIS	AIS	GIS
150 kV	10	1	3	2
220 kV	25	8	4	1
400 kV	24	3 b)	6	0

(a) Considerado o nível de tensão mais elevado.
(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 2023):

QUADRO 4-8

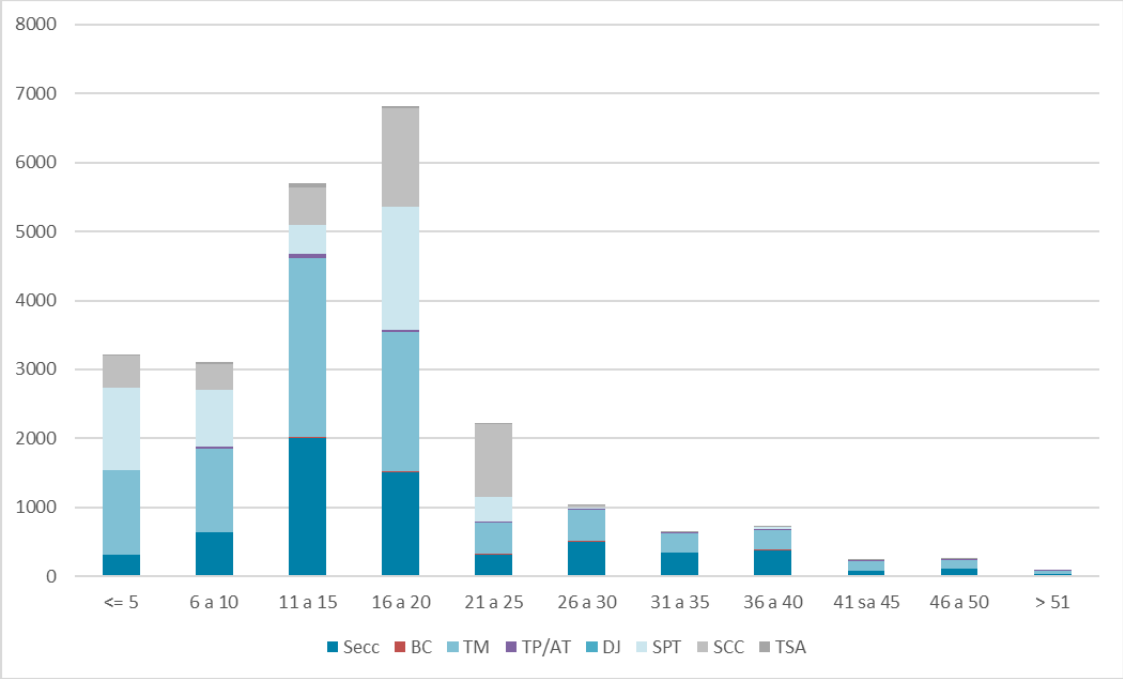
Caracterização dos ativos integrados nas subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição e painéis

Tipo de Ativos	Número de Ativos
Transformadores de Potência	214
Transformadores de Serviços Auxiliares	168
Reactâncias Shunt	11
Baterias de Condensadores	56
Disjuntores	1583
Seccionadores	6258
Transformadores de Medição	8723
Reactâncias de Fase	48
Reactâncias de Neutro	61
Proteção	4626
Comando e Controlo	3894

Na Figura 4-6 encontra-se uma caracterização da idade dos ativos integrados nas subestações.

FIGURA 4-6

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[38], 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)?

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

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.

3. 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 2029, assumindo-se que o montante a investir anualmente, entre 2030 e 2034, poderá manter, em média, um valor anual próximo do que vier a ser realizado nos quatro 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 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.

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 intervenções 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), até 2029. 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.

O presente PDIRT prevê a intervenção num conjunto de transformadores relativamente aos quais foi identificada a necessidade de recondicionamento ou de desclassificação (com ou sem substituição) face ao indicador de estado, apresentando-se a calendarização prevista para essas ações no Anexo 3. No entanto, a data efetiva para se proceder a essas operações de recondicionamento ou de desclassificação, 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 projeto 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 projetos 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 do meio envolvente das faixas de proteção 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 um novo projeto de investimento para redução das ações anuais de gestão da vegetação através da reconversão do uso do solo naqueles espaços. Na envolvente das linhas que se desenvolvem no litoral prevê-se, pela exposição e resultados identificados nos últimos incidentes de ventos fortes, um projeto de eliminação de árvores de grandes dimensões na vizinhança das linhas que constituam, em caso de queda devido a ventos de intensidade extraordinária, 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 adaptação do meio envolvente às mesmas permitirão dotar os ativos abrangidos de uma resiliência superior em situações de ocorrência de eventos meteorológicos 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 2025-2029.

QUADRO 4-9

Transferências para exploração a CDE em modernização de ativos

Unidades: M€

Tipo de Intervenção	2025	2026	2027	2028	2029
Remodelação de Linhas		5,5	4,8	4,4	4,3
Total Investimento Linhas	**0**	**5,5**	**4,8**	**4,4**	**4,3**
Remodelação de Sistemas PAC **	3,9	2,4	4,4	15,1	15,2
Remodelação de Sistemas Alimentação e SPAC		1,5	3,6	1,1	1,1
Recondicionamento TP			2	1,5	1,5
Reforço de Isolamento		0,5	1		
Recondicionamento/Substituição de Aparelhagem MAT		8,8	8,3	12,3	11,2
Civil*		2	2	2	1,5
Ambiente e Sustentabilidade		5,8	4,6	2,4	6,2
Monitorização de Equipamentos e Sistemas		3	1,7	1,5	0,8
Total Investimento Subestações	**3,9**	**24**	**27,6**	**35,9**	**37,5**
Total Investimento – Adaptação Meio Envolvente Infraestruturas			**9**	**9**	**9**
Total Investimento	**3,9**	**29,5**	**41,4**	**49,3**	**50,8**

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

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, apresentada 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 4-10 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	2029
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)	1,5 - 9,7
Redução de carga natural em risco de interrupção (GW)|(M€) (*)	1,0 | 6
Redução de carga sem recurso em risco de corte (GW)|(M€) (*)	0,5 | 3
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	2 581
Redução de capacidade de transporte em risco (MVA)	55 854
Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	3 901
Melhoria a média do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	5
Dimensão da intervencionada (km2)	225
Valorização de espécies autóctones (n)	168 000
Investimento (líquido de participações) (M€)	174,9

(*) 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 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.

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.

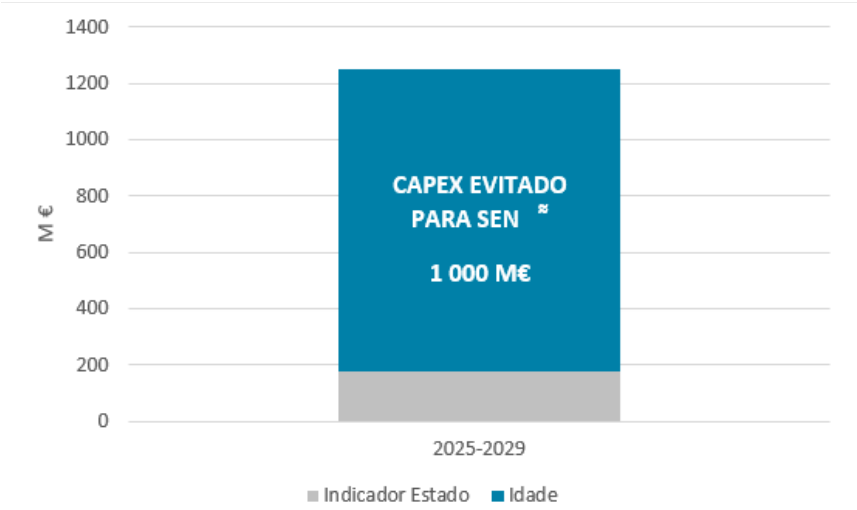
BENEFÍCIO DA REMODELAÇÃO BASEADA NO INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO

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 1 000 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 4-7

(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.

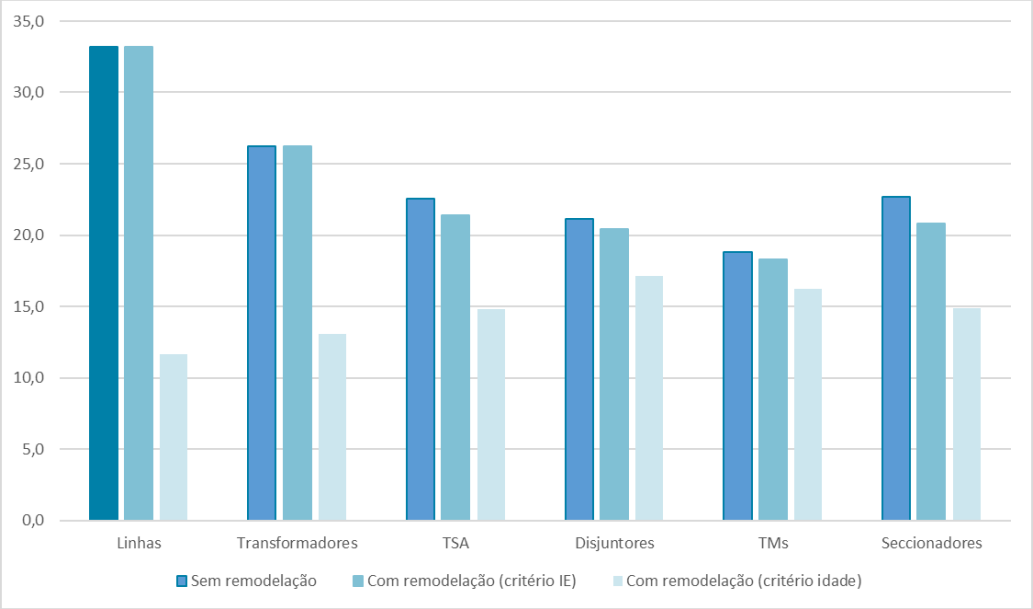
A presente proposta de PDIRT reflete já, no quadro do atual conhecimento da arte e do atual nível de monitorização dos ativos, um risco ambicioso devido ao adiamento de investimento em modernização com níveis elevados de poupança.

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 2029, 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 4-8

Efeito do plano de remodelações na idade média dos ativos no ano de 2029



4.4. GESTÃO OPERACIONAL DA RNT

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[39] 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 electroprodutores em operação;
- ✓ Aumento do consumo de energia reativa por parte da RND, se possível;
- ✓ Através de equipamentos instalados na RNT para absorção de energia reativa.

Por outro lado, a crescente variabilidade de fluxos associada ao parque produtor efetivamente em serviço em cada momento, conjugada com um aumento significativo dos níveis de consumo em determinados pontos da rede, introduz a necessidade do Gestor Técnico Global do SEN ter ao seu dispor um grau de flexibilidade tal que, consoante as condições reais de operação, seja possível absorver ou produzir reativa da rede.

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. No caso da absorção, 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 (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 (v. subcapítulo 2.7.), 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 novos equipamentos com potência nominal até 225 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 equipamentos de menor potência mas distribuídos 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

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

através dos reforços já aprovados e a concretizar neste horizonte, reforços esses que respondem às exigências impostas pela transição energética com o forte incremento da geração renovável.

As análises desenvolvidas sobre o comportamento da rede previsto para o período 2025-2029 permitem verificar a ocorrência de potenciais dificuldades no controlo de tensões, em particular na zona centro/sul da RNT. Como primeira abordagem para o 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 evitar a necessidade de instalação de alguns dos novos meios de compensação na RNT, 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.

A monitorização da efetiva capacidade de controlo das tensões na RNT face ao atualmente previsto e tendo vindo a observar-se na operação da RNT uma cada vez maior variabilidade dos perfis de tensão em curtos períodos de tempo (na ordem dos minutos), criando dificuldades ao seu controlo somente com recurso a equipamentos sem regulação instantânea da sua capacidade de absorção ou produção de reativa, propõe-se neste Plano que dois dos equipamentos de controlo de reativa sejam do tipo STATCOM.

Os STATCOM permitem um controlo automático e instantâneo da tensão através de uma regulação da potência reativa a absorver ou a injetar na RNT consoante as necessidades da rede em cada instante, característica essa que se considera essencial para a segurança da operação da rede num ambiente cada vez mais caracterizado pela variabilidade horária do perfil de geração/consumo. A decisão final de investimento destes projetos específicos dos STATCOM, embora condicionada, deverá ser decidida nesta edição do Plano, uma vez que o adiamento da decisão para próximo PDIRT inviabilizaria a sua data de comissionamento no horizonte 2028/2029, podendo vir a criar constrangimentos na operação da RNT, nomeadamente impor a necessidade de implementação de restrições adicionais à geração e/ou consumo.

COMPENSAÇÃO DE REATIVA (PR1006, PR1511, PR2411 E PR2412)

O crescente peso da geração renovável de carácter variável no parque electroprodutor, com variações de produção de valor acentuado que por vezes podem ocorrer em períodos de tempo relativamente curtos, a par da prevista integração na rede de um número significativo de novos consumos representando no seu agregado um elevado valor de potência, traduz-se numa cada vez maior incerteza e volatilidade na previsão de fluxos na RNT, obrigando a Gestor Técnico Global do SEN a conseguir reagir a estas alterações sem colocar em causa a integridade da rede, para o que é importante que esta disponha dos meios de controlo necessários.

Não sendo a única, uma das ferramentas necessárias para a adaptação e controlo das condições de operação da rede passa pela existência de adequados meios de compensação de reativa. Efetivamente, esta volatilidade na localização da produção e variações mais acentuadas dos perfis de consumo, com reflexos de maior ou menor dimensão nos fluxos na rede, pode em determinadas situações traduzir-se em alterações acentuadas nos perfis de tensão no nós da rede tais que obriguem à necessidade de ajustar em períodos curtos os pontos de funcionamento dos meios de produção ou de absorção de reativa.

Com vista a dar resposta a esta realidade com uma presença e dimensão crescente, a presente proposta de plano propõe a instalação na rede de dispositivos dotados de maior flexibilidade e rapidez de resposta, como sejam reatâncias shunt dotadas de tomadas em carga e dispositivos STATCOM. Contudo, a efetiva cadência de instalação destes novos meios deve ter subjacente a contínua monitorização das condições de operação da rede (v. subcapítulo 4.4.4.).

No caso das unidades STATCOM, com DFI condicionada, para suporte a uma decisão final sobre a instalação destes dispositivos, o ORT manterá a devida monitorização da RNT e do SEN, designadamente quanto aos perfis de tensão na rede e do contributo da nova geração renovável para esse controlo, bem como o número de horas anuais em que as dificuldades de controlo de tensão se revelam e a quantidade de linhas que seja necessário desligar como contributo para esse controlo, com a devida ponderação sobre os riscos que esta ação acarreta em termos da estrutura da rede e de integridade e longevidade dos seus ativos.

MELHORIA DA INÉRCIA NA RNT (PR2332 E PR2333)

As variações de frequência no sistema elétrico ocorrem devido a desequilíbrios entre a geração e o consumo. Nestes casos, a energia armazenada nas massas girantes dos geradores síncronos, em virtude da inércia mecânica destas unidades, pode contribuir para contrariar instantaneamente o desequilíbrio, pelo que a resposta inercial das máquinas síncronas é essencial para suster a variação de frequência até que os fornecedores de resposta de reserva de frequência possam reagir e variar a potência ativa das suas instalações, de modo a restabelecer de forma controlada o equilíbrio entre a geração e o consumo e consequentemente o valor nominal da frequência.

Com o crescimento da potência instalada nas tecnologias eólica e solar, e previsível incorporação da mesma no mix de geração em cada instante, o número de horas no ano com geração sem inércia irá aumentar substancialmente, tendo como um dos resultados que a sensibilidade da frequência aos desequilíbrios entre a geração e o consumo tenderá também a aumentar.

Por forma a prevenir situações mais gravosas de deficit de inércia no sistema que, devido a desequilíbrios severos entre a geração e o consumo, possam conduzir a maiores desvios de frequência o que poderá levar à atuação de proteções de mínimo/máximo de frequência de consumos e geração, e levar, em última instância, a um “black-out”, a presente proposta do PDIRT preconiza a instalação de duas unidades de compensação síncrona na zona sul do país

Para além da inércia, um compensador síncrono fornece ainda a capacidade de regulação automática de tensão, gerando ou absorvendo continuamente potência reativa, e contribui para a potência de curto-circuito, dando apoio ao sistema na ocorrência de defeitos e subsequente recuperação de tensão, contribuindo para uma melhoria da qualidade de serviço.

A semelhança dos STATCOM, a decisão final sobre a instalação do compensador síncrono depende da monitoração do comportamento da rede, no caso do compensador síncrono, associado aos valores de inércia presentes na rede e da avaliação sobre o número de horas em que a rede opera com valores de inércia abaixo de um limiar a definir, tendo em conta a metodologia que a ENTSO-E se encontra a desenvolver.

Maior detalhe sobre estes projetos pode ser visto no capítulo 6.11 – Segurança e Estabilidade do Sistema.

4.5. APOIO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

4.5.1. Eixos estruturantes de apoio à RND

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO A MACEDO DE CAVALEIROS (PR1913)

Nesta proposta de PDIRT está previsto o reforço de alimentação à subestação de Macedo de Cavaleiros a partir da nova subestação de Mogadouro B, com a criação de um novo circuito a 220 kV entre estas duas instalações. Este projeto tira partido da ligação a 400 kV a criar entre Ribeira de Pena e Mogadouro B, a qual, passando nas imediações de Macedo de Cavaleiros e com o seu troço entre Macedo de Cavaleiros e Mogadouro B construído na tipologia de linha dupla de 400+220 kV, permite o estabelecimento da referida nova ligação a 220 kV entre as subestações de Macedo de Cavaleiros e de Mogadouro B.

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

Para melhoria da segurança de alimentação à subestação da Carvoeira encontra-se previsto 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.

4.5.2. 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, nomeadamente, 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 4.5.

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 garantido por cada subestação da RNT no período 2025-2034, 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.

Quando acontece, 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 2023, 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 2025-2034, de acordo com (i) necessidades de substituição de unidades em fim de vida útil e (ii) compromissos com o ORD alinhados com as previsões de evolução de consumo acima referida. Para efeitos comparativos, apresenta-se a mesma previsão conforme as anteriores projeções do PDIRT 2022-2031 (no caso deste, somente para o período 2025 a 2031, comum a ambos os planos).

QUADRO 4-11

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

Subestação	Motivo	PDIRT 2025-2034		PDIRT 2022-2031 (apenas 2025 a 2031)	
		Potência [MVA]	Ano	Potência [MVA]	Ano
Setúbal	Desclass.*	-120	2026		
Riba d'Ave	Reforço	+170	2027	-	-
Feira	Reforço**	+170	2028	-	-
Mourisca	Reforço	-120 +170	2028	-	-
Carvoeira	Reforço***	+170	2028	170	2026
Canelas	Reforço	-120 +170	2029		
Oleiros	Reforço	-126 +170	2030	-	-
Fafe	Reforço	+170	2030	-	-

Subestação	Motivo	PDIRT 2025-2034		PDIRT 2022-2031 (apenas 2025 a 2031)	
		Potência [MVA]	Ano	Potência [MVA]	Ano
Canelas	Reforço	-120 +170	2031	-	-
Santarém	Reforço	+170	2031	-	-
Canelas	Reforço	-120 +170	2032		
Prelada	Reforço	+170	2033	-	-
Alto S. João	Reforço	+170	2034	-	-

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

** Reforço igualmente relevante para a eliminação de restrições para o carregamento a partir da RESP para sistemas de armazenamento a ligar à respetiva rede de distribuição.

*** Equipamento destinado a permitir ultrapassar o défice de capacidade de rede resultante da resposta favorável dada pela DGEG para a ligação à rede a um número muito significativo de UPP ao abrigo do Decreto-lei n.º 76/2019, de 3 de junho, repondo assim as condições para a operação dentro dos padrões de segurança e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos. Este transformador (PR2113) complementa os PR2111 e PR2112 apresentados na proposta de PDIRT 2022-2031 e aprovados pelo Concedente.

Da análise do Quadro 4-11 observa-se, para o horizonte 2025-2034, a necessidade de doze novos transformadores equivalendo a um montante global de potência de 2040 MVA. No mesmo período, prevê-se a desativação de seis unidades correspondendo a 726 MVA.

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 rede de distribuição.

QUADRO 4-12

Painéis de linha AT para novas ligações à RND

Subestação RNT	Designação do Painel	Horizonte
Ourique	Castro Verde	2027
	Ourique	2027

4.5.3. 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 7 do art.º 124.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. 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 a respetiva referência no PDIRD-E 2024.

QUADRO 4-13

Painéis de linha AT para ligação à RND

PdE da RNT	Designação do projeto	PDIRT 2025-34	PDIRD-E 2024	
			Data	Referência
Ourique	Castro Verde	2027	2027	Anexo C1- Caracterização e justificação dos principais subprogramas do investimento [] do Plano | Ficha n.º 37
	Ourique	2027	2027	Anexo C1- Caracterização e justificação dos principais subprogramas do investimento [] do Plano | Ficha n.º 39

4.6. GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

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 TSOs, na operação dos sistemas interligados;
- ✓ Os despachos do ORD, com vista a trocar informações das respetivas redes na zona da fronteira transporte-distribuição e na exploração de malhas fechadas pela rede de distribuição;
- ✓ Despachos de produção eólica e solar, com vista a receber em tempo real o maior número possível de informações sobre aqueles tipos 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 é necessário fazer evoluir processos e aplicações informáticas 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).

A requerer aprovação no contexto do presente PDIRT, no âmbito do projeto de construção de um novo edifício em Sacavém para o Despacho, cabe à Gestão do Sistema a orçamentação dos meios informáticos necessários à operação daquela sala de comando.

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.

PROJETO DO NOVO EDIFÍCIO DO DESPACHO

Tendo em vista a operacionalização do novo edifício do despacho, a construir em Sacavém, caberá à GGS a aquisição dos equipamentos informáticos necessários ao funcionamento do Despacho Nacional de Eletricidade no novo edifício, prevendo-se para o efeito, os seguintes investimentos a realizar no ano de 2026:

- Instalação de sinótico mural e postos de trabalho dos operadores de Despacho e respetiva equipa de back-office. Este investimento teria que ser feito independentemente da construção do novo edifício, dada a obsolescência do sinótico mural em serviço na sala de Despacho atual.
- Movimentação dos equipamentos informáticos do edifício B de Sacavém (edifício atual do Despacho de Eletricidade) para o edifício a construir. Esta movimentação aplica-se a todos os equipamentos como servidores informáticos e postos de trabalho das equipas de back-office da GGS.

4.6.1. Rede de Telecomunicações de Segurança

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.

CONSTITUIÇÃO DA REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA

A RTS da REN é constituída por sistemas de telecomunicações 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.

EVOLUÇÃO DA REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA

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 camadas da RTS em fase de obsolescência e que possam representar risco aos processos de operação da RNT, nomeadamente nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2010-2020, dando continuidade ao programa de renovação tecnológica em curso, dos quais se destacam a renovação das camadas de redes de transmissão ótica e de comunicações IP, em todos os recintos da RNT, da rede de teleproteções, assim como para a interligação à RTS dos novos edifício do Despacho de Sacavém e nova sede.

4.7. REABILITAÇÃOE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR DE EDIFÍCIOS

Os edifícios considerados neste âmbito no presente PDIRT, quer pela sua idade, quer pela sua criticidade, põem em causa o normal funcionamento das atividades que neles se desenvolvem, assim como dos seus ocupantes. Com efeito, 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 atualmente necessários;

- *Safety* – A evolução verificada nos últimos 12 anos neste capítulo foi muito significativa, refletindo-se bastante nos edifícios construídos 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 críticas 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.

PRINCIPAIS INTERVENÇÕES

O edifício de Vermoim, no qual se desempenham as atividades do Centro de Operação de Redes, tem mais de 30 anos e, por consequência um desfasamento com a legislação vigente ao nível de infraestruturas de segurança, energia, supervisão e ar condicionado que comprometem a sua ocupação e o normal desenrolar das atividades.

Em Sacavém, o Edifício E, no qual estão localizados o centro de treino e a sala de *backup* temporário em caso de indisponibilidade do Centro de Despacho, tem 40 anos de idade sem ter sido alvo de qualquer intervenção de fundo, logo um desfasamento com a legislação vigente ao nível de infraestruturas de segurança, energia, supervisão e ar condicionado que comprometem a sua ocupação e o normal desenrolar das atividades. Particularmente visível na infraestrutura de energia (quadros elétricos) e a nível de compartimentações corta-fogo. Neste edifício está prevista uma

intervenção mais urgente e rápida para repor a condições de segurança e resiliência para as principais zonas do edifício e posteriormente uma intervenção mais profunda.

O edifício Ermesinde tem uma parte dos equipamentos fora do período de vida útil dos mesmos, com mais de 20 anos, o que se tem traduzido em falhas sistemáticas de sistemas de energia e climatização e numa incapacidade de acolher novos requisitos decorrentes da evolução tecnológica, nomeadamente para o *data-center* instalado naquele complexo.

4.8. ADAPTAÇÃO ÀS ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS | RISCO E VULNERABILIDADE

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[40].

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[41], 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;

[40] 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.

[41] 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).

- Radiação solar - mudanças na energia do sol.

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 4-14

Projetos com Impacto na Resiliência das Infraestruturas às Alterações Climáticas

Código Projeto	Designação dos projetos
PR2327	Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV
PR2326	Monitorização de Ativos
PR2330	Remodelação de Linhas
PR2325	Substituição/Recondicionamento de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)
PR2331	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas - Adaptação Meio Envolvente Infraestruturas
GGS+RTS+Edifícios	Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios

As principais vulnerabilidades às alterações climáticas para as infraestruturas lineares de transporte de eletricidade estão elencadas na tabela[42] seguinte, e em paralelo os projetos que configuram medidas de adaptação.

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

QUADRO 4-15

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

Variáveis climáticas críticas *Vulnerabilidades*	Impacte *Sistema onde ocorre*	Projetos					
		PR 2327	PR 2326	PR 2330	PR 2325	PR 2331	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*		●				
Vento e Temperatura **Precipitação e Temperatura** *Ventos extremos (ex.: ciclones), nevões*	▪ Queda de árvores de grande porte 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				●	●	

Variáveis climáticas críticas *Vulnerabilidades*	Impacte *Sistema onde ocorre*	Projetos					
		PR 2327	PR 2326	PR 2330	PR 2325	PR 2331	GGS+RTS
	▪ As instalações podem ficar inoperacionais, conduzindo a perda de resiliência do sistema e perdas no abastecimento. *Operação de subestações e linhas aéreas*						
Temperatura, Vento e 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*	●	●	●	●	●	●

,

4.9. INOVAÇÃO – AGENDA *TRANSFORM*

Entre 2020 e 2023 a REN desenvolveu um piloto, denominado ***rePlant***, integrado no âmbito do objetivo central de Apoio à Decisão para a Gestão e Resiliência da Infraestrutura de Gás e Eletricidade da REN, o qual consistiu na implementação de uma solução com infraestrutura própria de comunicações com videovigilância, estações atmosféricas e câmaras com *edge computing* para deteção de incêndios.

Na sequência dos bons resultados deste projeto, a REN veio a integrar, em 2022, a agenda TRANSFORM, criada no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, através da liderança de três novos projetos: CENTRODEC (criação de um centro para apoio à decisão), OPTIVEG (desenvolvimento de sistemas de otimização das operações de gestão de vegetação), ambos como líder, e num projeto de Motorização Elétrica no Setor Florestal, como participante.

O objetivo central destes projetos consiste no alargamento do ecossistema de monitorização da floresta, visando por um lado escalar a solução tecnológica implementada e, por outro, avaliar a viabilidade de comercialização da solução de monitorização das florestas:

- Evoluir de 8 para cerca de 100 sistemas de monitorização instalados nas infraestruturas da REN;
- Implementar 1 centro de recolha, tratamento e análise dos dados recolhidos;
- Possibilidade de integração com outros pacote e serviços.

A agenda envolve um consórcio constituído por 57 entidades, liderado pela Altri Florestal e com a coordenação técnico-científica do COLAB ForestWISE e conta com 28 projetos colaborativos interrelacionados, que se encontram organizados em 6 workpackages (WP):

1. Gestão de florestas resilientes;
2. Operação e logística verde;
3. Economia circular;
4. Mercados e consumidores florestais;
5. /6. Capacitação, coordenação e exploração de resultados.

Apresenta-se, sucintamente, o descritivo de cada um dos 3 projetos referidos, benefícios esperados e prazos da sua realização e orçamento apresentado:

CENTRODEC

Implementação de um centro de suporte à decisão com dados muti-sensoriais para apoio à proteção das infraestruturas da REN, dos territórios e outras infraestruturas na envolvente, contra fenómenos climáticos extremos (incêndios e outros).

<u>Benefícios esperados:</u>

- Aumento da resiliência das infraestruturas a eventos extemos (incêndios, cheias, sismos);
- Maior proatividade, rapidez e autonomia de atuação na gestão e proteção dos ativos REN;
- Maior observação dos ativos REN e apoio técnico e científico à tomada de decisão;
- Maior colaboração com os agentes de proteção civil.

OPTIVEG

Desenvolvimento uma solução tecnológica inovadora para apoio ao planeamento operacional, com vista a aumentar a sustentabilidade das operações de gestão da vegetação. Incorporar a realidade aumentada a este projeto para visualização das faixas e condicionantes.

Benefícios esperados:

- Otimização das operações e aumento da produtividade;
- Menor risco de incumprimento do plano de gestão da vegetação das faixas da REN;
- Aumento da rentabilidade dos prestadores de serviço e consequente diminuição dos custos;
- Diminuição do impacto ambiental das operações (funcionamento otimizado das máquinas, redução de emissões de GEE e redução do impacto no solo).

MOTORIZAÇÃO ELÉTRICA

Elaboração de estudos e de um plano de ação para a aceleração da eletrificação do sector florestal em Portugal.

Benefícios esperados:

- Contribuir diretamente na descarbonização da atividade florestal;

- Aumentar o portfolio de soluções de mobilidade elétrica da MAT, nomeadamente no contexto florestal e fabril.

5

PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO

REN

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, de novas ligações a consumos estratégicos 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':

- ✓ Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (receção de nova produção a partir de FER, considerando o RMSA-E 2023 e a revisão/atualização de 2024 do PNEC 2030);
- ✓ Ligação a polos de consumo (potenciais novos pontos de alimentação);
- ✓ Sustentabilidade (otimização de tipologia na construção de algumas novas infraestruturas da RNT e potenciais 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 a cinco, 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 firmes 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 ou de procedimentos de aprovação autónomos que foram objeto de aprovação pelo Concedente, não fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados à apreciação e aprovação na presente proposta de PDIRT 2025-2034, sendo os mesmos alvos de atualização no Anexo 4 deste PDIRT. Neste Plano, ilustram-se as novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2022-2031, 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 2022-2031 que não foram objeto de aprovação e que mantêm válida 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		
	Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT		X	
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1	X		
Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2		X	
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1		X	
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2		X	
Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo		X	
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3		X	
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2	X		
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2		X	
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro			X
Criação do injetor Pegões	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			
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3			
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			
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3			

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 padrão de mercado obtidos a partir de adjudicações para projetos semelhantes. Apresenta-se ainda os valores a custos totais (incorporam os custos a CDE, adicionados dos encargos de estrutura e gestão e financeiros).

QUADRO 5-2

Projetos Complementares – Valores de Transferências para Exploração

Projeto Complementar	Datas Indicativas	Montante de Investimento [M€]				
		CDE	Média anual 1º / 2º quinquénio (CDE)	Encargos estrutura e gestão	Encargos financeiros	Custos Totais
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2028-2029	5.6	37.9	0.4	0.2	6.1
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1	2029	70.1		4.9	2.1	77.2
Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2	2029	65.9		4.6	2.0	72.5
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	2029	47.7		3.3	1.4	52.5
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2	2029-2031	4.8	89.9 - 102.9	0.3	0.1	5.2
Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	2030-2031	80 -145		5.6 - 10.2	2.4 - 4.4	88 - 159.5
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3	2030-2032	131.0		9.2	3.9	144.1
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2	2031	26.7		1.9	0.8	29.4
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2	2031-2033	59.5		4.2	1.8	65.4
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2031-2033	13.0		0.9	0.4	14.3
Criação do injetor Pegões	2032-2033	7.3		0.5	0.2	8.0
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2032-2034	15.5		1.1	0.5	17.1
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2		28.7		2.0	0.9	31.6
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3		24.3		1.7	0.7	26.7
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2032-2034	21.1		1.5	0.6	23.2
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2		18.8		1.3	0.6	20.7
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3		18.8		1.3	0.6	20.7

Na Figura 5-1 apresentam-se estimativas de Transferências para Exploração no período 2025-2029 e 2030-2034 para os Projetos Complementares propostos no presente Plano. O volume de Transferências para Exploração médio anual no período 2025-2029 situa-se 37,9 €. Já no período 2030-2034, o valor médio anual de Transferências para Exploração situa-se numa gama 89,8 – 102,9 M€.

FIGURA 5-1

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2025-2034 (valores estimados a custos totais em M€)

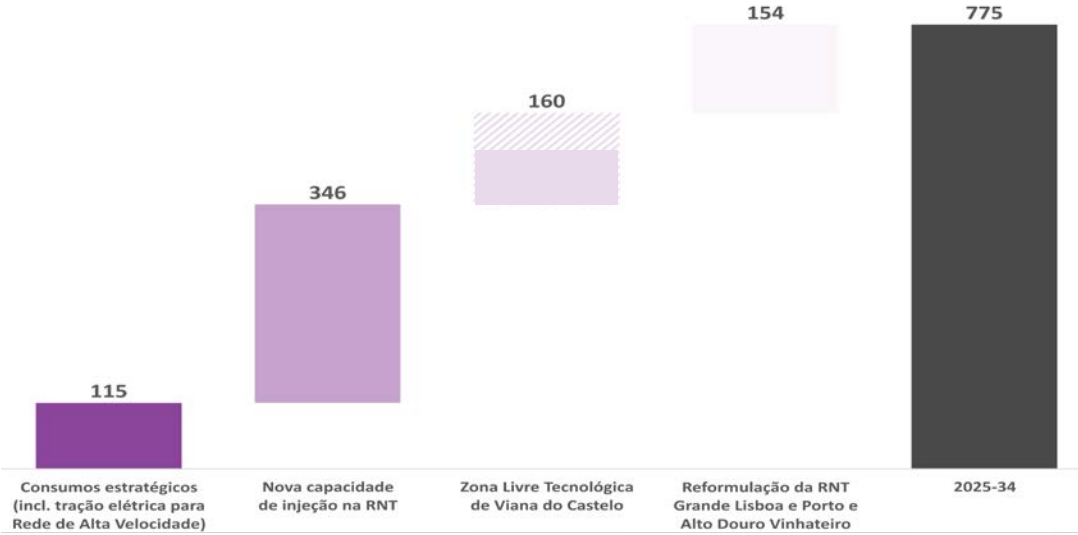
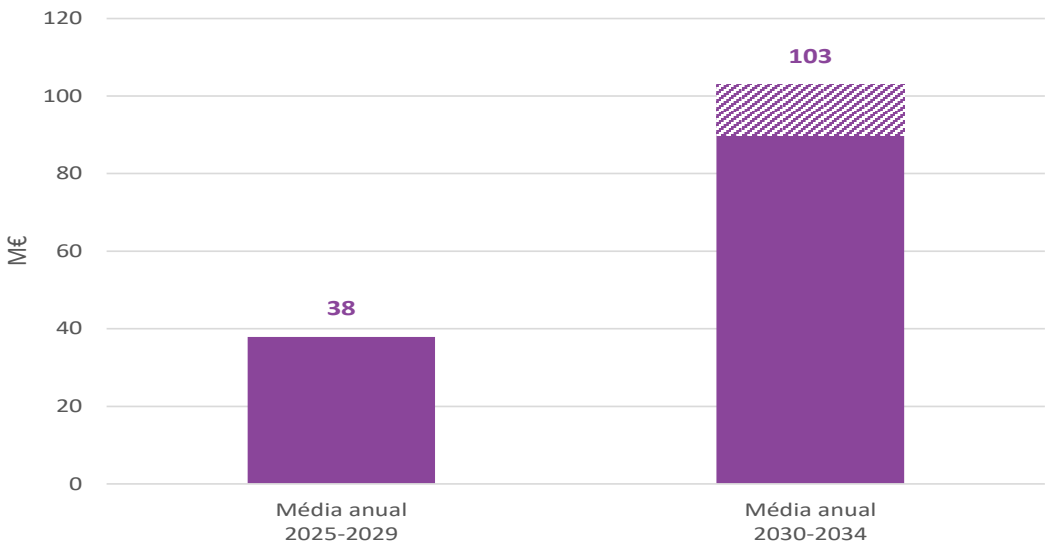


FIGURA 5-2

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2025-2029 e 2030-2034 (valores anuais médios a CDE)



Registe-se, porém, que o volume de Transferências para Exploração no período em análise pode, naturalmente, diferir, 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.

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 três a 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.

Sem prejuízo do que antecede, a decisão final de investimento dos Projetos Complementares, a tomar pelo Concedente na presente sede em função das opções do mesmo em matérias de política energética e da adequação desses projetos aos objetivos prosseguidos, deve ter em conta, quer as respetivas datas-objetivo e os prazos necessários para a implementação dos projetos que os visam após a tomada de decisão, quer o facto de que a próxima edição do PDIRT deverá ser uma atualização do presente a apresentar a 15 de outubro de 2027. Assim, os projetos cuja decisão final de investimento seja adiada para a próxima edição do PDIRT, caso venham então a obter aprovação pelo Concedente, i.e., previsivelmente em 2028, não deverão estar implementados no terreno antes de 2031 ou de 2032.

5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

Apresenta-se em seguida uma descrição dos Projetos Complementares que integram a presente proposta de PDIRT 2025-2034, bem como a menção ao(s) respetivo(s) 'Indutor(es)'. Uma caracterização e justificação individual mais detalhada destes projetos é apresentada em Anexo 8.

ZONA LIVRE TECNOLÓGICA DE VIANA DO CASTELO (PR2414)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

Com as Fases 1 e 2 do projeto de Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo (PR1515 e PR2109), ambas aprovadas pelo concedente e em que a primeira já foi concluída, ficam criadas as condições para conduzir até à subestação de Vila Fria da RNT energia renovável offshore produzida ao largo de Viana do Castelo. Recorde-se que no presente, em terra a ligação do cabo submarino da RNT, preparado para 150 kV mas a operar a 60 kV, é feita à instalação da RND de Monserrate, associada à subestação de Vila Fria da RNT.

O DL 15/2022 prevê a constituição de três Zonas Livres Tecnológicas (ZLT), uma das quais a ZLT de Viana do Castelo, delimitada junto à extremidade do cabo submarino da RNT em serviço desde 2019. A presente proposta de PDIRT apresenta uma solução de materialização das infraestruturas da RNT, com dois níveis de investimento de forma a acomodar a variabilidade da oferta do mercado para o fornecimento deste tipo de infraestrutura em função das opções tecnológicas a adotar, para ligação de projetos a instalar na ZLT de Viana do Castelo ao abrigo das pertinentes disposições previstas no DL 15/0222, através de um posto de corte marinho a instalar ao largo daquela cidade junto à extremidade submarina do cabo da RNT e a ligar a este.

Neste contexto, prevê-se a colocação em serviço de uma infraestrutura *offshore*, à qual se poderão ligar, a 66 kV, os centros eletroprodutores offshore a instalar naquela ZLT, e onde liga também o cabo submarino da RNT existente, ainda a operar a 60 kV. Em terra, a infraestrutura da RNT de ligação à subestação de Vila Fria, embora prevista para 150 kV fica também ela a operar a 60 kV nesta fase. Com esta solução, é possível receber um montante de potência até 80 MVA (incluindo-se neste valor a potência de injeção já em serviço e ligada ao cabo submarino existente).

REFORÇO DA CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA RNT

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável

No PNEC 2030, estão definidas metas de capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia no horizonte 2030. O cenário Ambição do RMSA-E 2023 reflete essas mesmas metas, extrapolando-as para além de 2030.

Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de FER, nomeadamente eólica *onshore*, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de injeção na RNT. Assim, fazem parte deste conjunto os seguintes projetos:

- **REFORÇO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM LINHAS DA RNT (PR1907)**

  Aumento da capacidade de transporte de três linhas de 220 kV localizadas na região centro de Portugal continental, que no presente ainda não se encontram dimensionadas em conformidade com o atual padrão de 85 ºC como temperatura máxima de operação.

- **FLEXIBILIDADE DE OPERAÇÃO DA REDE NA ZONA DE TRÁS-OS-MONTES – FASE 2 (PR2406)**

  Remodelação do troço da linha a 220 kV Mogadouro – Valeira situado entre as futuras subestações de 'Mogadouro B' e de 'Carrazeda de Ansiães' para linha dupla com um terno a 400 kV e outro a 220 kV, estabelecendo uma ligação a 400 kV entre 'Mogadouro B' e 'Carrazeda de Ansiães'.

- **REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO – BLOCO 1 FASE 1 (PR2407)**

  Abertura da subestação 400/220 kV da 'Guarda', equipada com um autotransformador 400/220 kV; desvio para a subestação da 'Guarda' das linhas Fundão – Vilarouco e Fundão – Bodiosa, a 400 kV, e da linha dupla Chafariz – Ferro, a 220 kV.

- **REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO – BLOCO 1 FASE 2 (PR2408)**

  Novo posto de corte de 'Castelo Branco B' com passagem à exploração a 400 kV da linha Falagueira – Castelo Branco (atualmente a funcionar a 150 kV) com prolongamento desta até ao posto de corte de 'Castelo Branco B'.

- **REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO – BLOCO 1 FASE 3 (PR2409)**

  Abertura do posto de corte de 400 kV de 'Castanheira de Pera' e reconstrução para linha dupla de 400+220 kV de atuais linhas de 220 kV no eixo 'Guarda' – Chafariz – Vila Chã – Tábua – 'Castanheira de Pera'.

- **REFORÇO DE REDE PARA INCREMENTO DE CAPACIDADE DE RECEÇÃO – BLOCO 2 (PR2410)**

  Abertura do posto de corte a 400 kV de 'Marco de Canavezes' e da subestação 400/220 kV de 'Valpaços B' (equipada com um autotransformador 400/220 kV); passagem à

exploração a 400 kV do troço entre 'Marco de Canavezes e 'Valpaços B' da linha Carrapatelo – Vila Pouca de Aguiar (inicialmente a operar a 220 kV); desvio para o posto corte de 'Marco de Canavezes' das linhas Armamar – Recarei e Carrapatelo – Vila Pouca de Aguiar; desvio para a subestação de 'Valpaços B' das linhas Ribeira de Pena – Mogadouro B e Valpaços – Vila Pouca de Aguiar.

Alimentação à linha ferroviária de Alta velocidade Porto – Lisboa (PR2403 e PR2413)

Indutor(es): Ligação a polos de consumo

A alimentação elétrica à linha ferroviária de alta velocidade Porto – Lisboa prevê quatro pontos de interligação da RNT. Para tal, encontra-se prevista a abertura de três novas instalações da RNT (i) na 'zona de Oliveira de Azeméis/Estarreja', (ii) na 'zona de Cantanhede', (iii) na 'zona de Leiria', sendo o quarto ponto de alimentação a concretizar na atual subestação da RNT de Rio Maior.

As três novas instalações acima referidas, para além de proporcionar as condições necessárias à alimentação elétrica à linha ferroviária de alta velocidade Porto – Lisboa, traduzem-se igualmente em novos pontos da interligação da RNT, podendo servir para a alimentação a outros consumos com ligação em MAT, ou mesmo para a ligação de centros electroprodutores.

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 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.

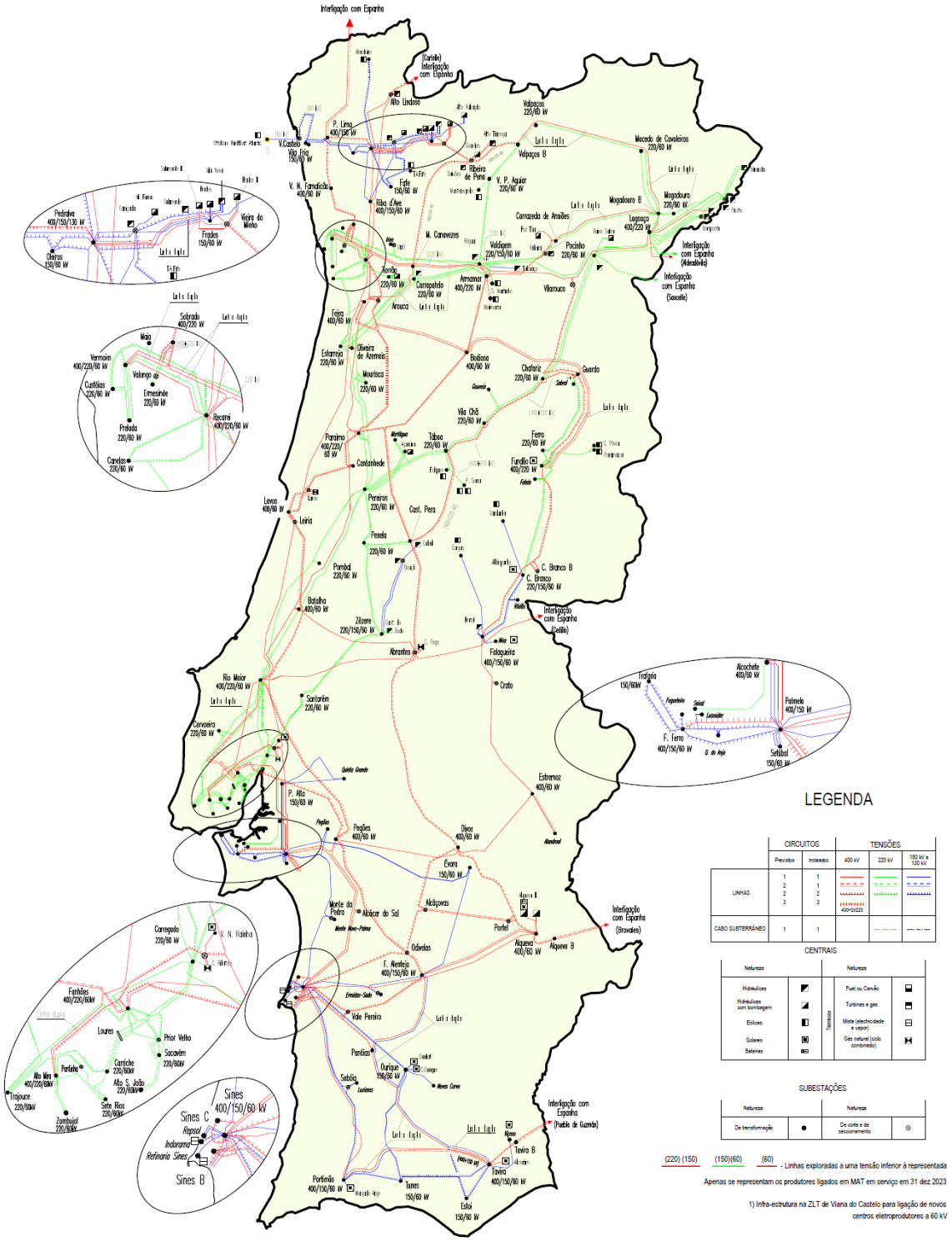
Estes projetos enquadram-se num princípio geral que considera a possibilidade do recurso a soluções suportadas na utilização de circuitos subterrâneos, em zonas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

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. APOIO A CONSUMOS

Face 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 (v. mais informaçãoem *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 5-3

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 5-4 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 5-4

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

5.5. OUTROS PROJETOS EM FASE DE ESTUDO

Para além do conjunto de Projetos Complementares apresentados, das interações correntes de apoio ao Concedente em matérias de política energética e dos contactos com outras partes interessadas, encontra-se também em estudo um lote de outros casos, presentemente com diferentes graus de desenvolvimento, relativamente aos quais, contudo, nesta fase dos trabalhos ainda não é possível dispor de informação e grau de detalhe requeridos para uma materialização sistemática e densificação das soluções em sede de planeamento de rede.

5.5.1. Zonas de Grande Procura

Face ao elevado número de pedidos de ligação à RNT e à RND de instalações de consumo que têm vindo a ter lugar, muito dos quais de elevada potência, o ORT tem vido a desenvolver estudos de rede no sentido de verificar as condições da RNT para esse efeito. O ORT dará continuidade aos mencionados estudos, que podem implicar o desenvolvimento da RNT ou reforços de infraestruturas existentes ou planeadas sobre os quais importa avaliar da sua viabilidade e custos associados que não é possível descrever na presente proposta de PDIRT face à dimensão e cronologia dos pedidos formulados junto do ORT.

Em todo o caso e face à experiência que levou ao reconhecimento da zona de rede associada à subestação existente de Sines da RNT como Zona de Grande Procura, nos termos do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece um procedimento excecional para atribuição de capacidade de ligação à RESP quando a procura requerida supera a capacidade da rede, antevê-se a possibilidade de serem desencadeados procedimentos semelhantes para as zonas de rede associadas às subestações ou postos de corte dos eixos da RNT nas áreas da Grande Lisboa e Península de Setúbal, do eixo Pego/Abrantes – Castelo Branco, Grande Porto - Minho e da zona de Aveiro/Estarreja. Com efeito, as manifestações de interesse em diversas zonas de Portugal continental, que não a zona territorial de Sines, superam já a capacidade atribuída a esta Zona de Grande Procura.

5.5.2. Ligação à rede de centros electroprodutores ao largo de Portugal continental

CONTEXTO

Reconhecendo o potencial das fontes de energia renovável offshore, o Governo português definiu a ambição de atingir uma capacidade instalada de eólico offshore de 10 GW, a ser atribuída através de procedimentos concorrenciais. Na sua sequência, através do Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, foi criado o "*Grupo de Trabalho para o planeamento e operacionalização de centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica*".

O citado Despacho n.º 11404/2022 determinou o seguinte:

"1 — É criado o Grupo de Trabalho interministerial das áreas do mar, da energia e das infraestruturas, adiante designado por Grupo de Trabalho, com a missão de apresentar aos membros do Governo responsáveis, até ao dia 31 de maio de 2023, um relatório com contributos e recomendações que respondam aos objetivos especificados no número seguinte.

2 — O Grupo de Trabalho terá como objetivos:

a) Propor um conjunto de áreas especializadas nos termos do Plano de Afetação que se encontra em elaboração, com indicação dos pontos de interligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), a afetar a centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica, no âmbito do Plano de Situação de Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM), distinguindo áreas «preferenciais», tal como definidas no plano REPowerEU;

b) Propor a sequenciação temporal das áreas referidas na alínea a), estabelecendo potências indicativas a atribuir às mesmas, no âmbito do lançamento de procedimentos concorrenciais para a atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) aos centros eletroprodutores e dos títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) associados;

c) Propor o modelo para a atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) a centros eletroprodutores referidos na alínea anterior, e dos títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) associados, com base num benchmarking internacional;

d) Propor o modelo técnico e de investimento para o desenvolvimento da infraestrutura elétrica offshore e onshore necessária à entrada em exploração dos centros eletroprodutores referidos na alínea a), atendendo à sequenciação referida na alínea b), bem como ao aumento da procura de eletricidade verde esperado como consequência dos investimentos industriais previstos para o território nacional, nomeadamente para a produção de hidrogénio e derivados;

e) Avaliar as necessidades de desenvolvimento das infraestruturas portuárias quer para a fase de construção dos centros eletroprodutores, quer para o desenvolvimento de uma fileira industrial nacional baseada em FER-offshore, à luz da EI-ERO[43];

f) Acompanhar as medidas que vierem a ser determinadas pelos membros do Governo responsáveis na sequência da apresentação do relatório a que se refere o n.º 1."

A REN é uma das entidades que foram chamadas a integrar este Grupo de Trabalho.

Desenvolvimento da Rede Elétrica de Serviço Público

A ligação das áreas espacializadas no mar a terra requer o estabelecimento de corredores para a instalação das infraestruturas elétricas necessárias à ligação das centrais offshore à Rede Nacional de Transporte. Os estudos realizados neste âmbito organizaram-se de acordo com os seguintes objetivos principais:

A. Identificar as soluções técnicas mais adequadas para interligação das centrais *offshore* aos pontos de ligação à RESP que vierem a ser estabelecidos no mar;

B. Identificar as soluções técnicas mais adequadas para escoar a produção de energia *offshore* até terra;

[43] Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas (EI -ERO).

C. Identificar as soluções técnicas mais adequadas para escoamento em terra da energia produzida *offshore*;

D. Identificar o faseamento e formas de implementação das novas infraestruturas da RNT em terra, incluindo reforços em existentes, que serão necessárias para a criação de capacidade na RNT para receção da produção *offshore* nos montantes de potência em causa;

Os estudos de rede desenvolvidos debruçaram-se na análise da adequação da capacidade de transporte da rede, nomeadamente pela identificação de ocorrência de situações restritivas à operação da RNT e procura de soluções de rede para a sua resolução. Os objetivos dos estudos não visaram assim uma análise sobre as condições de disponibilidade deste recurso energético nem sobre os consumos que venham a utilizar essa energia, admitindo-se que taisestudos são realizados em sede própria, designadamente no âmbito do RMSA-E.

Os pressupostos seguidos nesses estudos e plasmados no relatório publicado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia, considera que a rede *offshore* promoverá a ligação à rede em terra de todos os centros electroprodutores de tecnologia flutuante a serem instalados nas áreas espacializadas ao largo de Portugal continental identificadas no Plano de Afetação das Energias Renováveis.

Em complemento aos estudos realizados, assinale-se a importância dos estudos geofísicos e geotécnicos, ainda por realizar, dos corredores onde poderão vir a ser instalados os cabos submarinos de ligação à rede em terra e de ligação entre subestações *offshore*, se e no aplicável, bem como a informação relativa ao leito marinho das próprias áreas espacializadas.

Neste contexto, e tendo em atenção o teor do Despacho n.º 9132/2024, e, estando o Concedente, à data dos trabalhos preparatórios deste PDIRT, a ponderar a decisão a tomar, o presente Plano circunscreve a integração no mesmo à descrição técnica da criação dos novos pontos de interligação em terra onde poderá vir a ser ligada a rede offshore para a receção da produção dos centros electroprodutores a instalar nas áreas espacializadas ao largo de Portugal continental, remetendo-se para outra sede o demais sobre esta matéria em função das orientações e decisões que o Concedente vier a determinar.

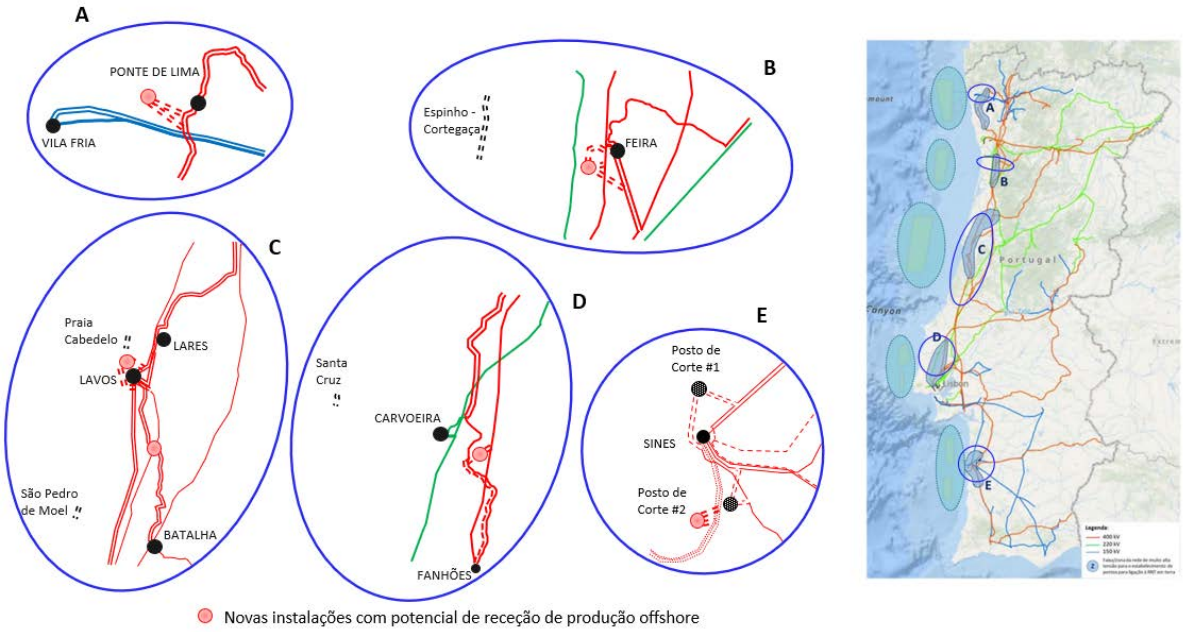
SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA INTERLIGAÇÃO EM TERRA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE À REDE

Tendo em consideração as áreas espacializadas que foram definidas e a necessidade de virem a ser instalados em terra novos equipamentos com dimensões que não são compatíveis com uma ampliação sustentável das subestações atualmente existentes, prevê-se a criação de novas infraestruturas da RNT em terra, com abertura de eixos já existentes ou previstos até ao horizonte 2030. Face aos valores de potência previstos em cada área espacializada, prevê-se que as integrações destas com a rede existente sejam realizadas no nível de tensão de 400 kV.

Na Figura seguinte, apresenta-se esquematicamente a abertura de eixos da RNT *onshore* para as novas instalações, também *onshore*, que estabelecem a ligação com os circuitos (*offshore* em espaço marítimo e *onshore* desde a linha de costa) provenientes das subestações *offshore*.

FIGURA 5-4

Novos de pontos de interligação na RNT em terra para ligação dos centros electroprodutores a instalaar ao largo de Portugal continental



O maior afastamento das áreas espacializadas em relação à linha de costa tem impacto relevante no modelo da rede elétrica a desenvolver, quer *offshore*, quer *onshore*, nomeadamente em virtude dos elevados montantes de potência em cada uma das áreas espacializadas e da distância destas à infraestrutura da RNT em terra existente ou prevista.

Para além das infraestruturas a criar em terra nas zonas de confluência da rede proveniente do espaço marítimo com a rede existente em terra, alguns outros reforços serão necessários na restante rede malhada para criar nesta a capacidade que permita receber e transportar e energia offshore entregue em terra. Os estudos para identificação destas novas infraestruturas da RNT em terra, incluindo reforços de existentes,e tendo em consideração a zona de grande procura de Sines, com o desenvolvimento das áreas espacializadas de Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz antevê-se a necessidade de uma nova linha entre as atuais subestações de Lavos e Rio Maior, não se afigurando necessário mais reforços internos da RNT para a integração de até 10 GW de energia produzida pelas centros electroprodutores a instalar nas áreas espacializadas ao largo de Portugal continental prevista na versão do PAER subtida a consulta pública, mantendo-se os pressupostos definidos relatório do mencioando grupo de trabalho para o planeamento e aproveitamentamento das energia renováveis ao largo de Portugal continental.

5.5.3. Alimentação elétrica ao Novo Aeroporto de Lisboa

Para alimentação ao Novo Aeroporto de Lisboa (NAL), com localização na margem sul do Tejo e inserindo-se maioritariamente no Campo de Tiro de Alcochete, as análises preliminares já desenvolvidas indiciam a necessidade de criação de duas novas subestações com abertura de dois eixos existentes a 400 kV da RNT, um a Nascente e outro a Poente do local do NAL. Estas duas

novas subestações, "geminadas" com as infraestruturas elétricas do NAL, permitirão uma solução redundante e resiliente em caso de falha de uma delas ou dos respetivos circuitos a 400 kV que as ligam à restante RNT.

Tendo em consideração o horizonte temporal para a implementação do novo aeroporto de Lisboa e face ao momento da decisão tomada recentemente, não é possível concretizar, na presente edição do PDIRT, o respetivo projeto de investimento. O ORT teve já contactos com a ANA - Aeroportos de Portugal, S.A. para o desenvolvimento dos trabalhos em articulação com o desenvolvimento do projeto do novo aeroporto de Lisboa, devendo vir a ser possível apresentar mais informação sobre a solução de alimentação ao NAL em próxima edição do Plano.

5.5.4. Zonas Livres Tecnológicas de Abrantes e do perímetro de rega de Mira

Relativamente às ZLT de Abrantes e do perímetro de rega do Mira, não são considerados projetos específicos neste PDIRT, aguardando-se orientações do Concedente, nomeadamente quanto à reserva de capacidade de injeção na RESP e/ou de ligação de instalações de consumo a considerar para o efeito.

6

IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT

REN

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 2025-2034, considerando a conjugação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares.

QUADRO 6-1

Evolução do CAPEX no período 2025-2034 – Projetos Base e Projetos Complementares [M€]

	CAPEX no período 2025-2034 [M€]						
	2025	2026	2027	2028	2029	Média 2025-2029	Média 2030-2034
Projetos Base	35.7	57.6	84.3	125.2	148.1	90.2	76.4
Projetos Complementares	0.0	0.5	3.7	50.0	139.0	38.6	102.1
Total a CDEs	**35.7**	**58.0**	**87.9**	**175.2**	**287.0**	**128.8**	**178.5**
Encargos de estrutura e gestão	2.5	4.1	6.2	12.3	20.1	9.0	12.5
Encargos financeiros	1.1	1.7	2.6	5.3	8.6	3.9	5.4
Total a Custos totais	**39.3**	**63.8**	**96.7**	**192.7**	**315.7**	**141.7**	**196.4**

	Transferências para Exploração no período 2025-2034 [M€]						
	2025	2026	2027	2028	2029	Média 2025-2029	Média 2030-2034
Projetos Base	31.5	60.4	79.0	122.8	158.0	90.3	76.4
Projetos Complementares	0.0	0.0	0.0	4.5	184.8	37.9	102.9
Total a CDEs	**31.5**	**60.4**	**79.0**	**127.3**	**342.8**	**128.2**	**179.3**
Encargos de estrutura e gestão	2.2	4.2	5.5	8.9	24.0	9.0	12.6
Encargos financeiros	0.9	1.8	2.4	3.8	10.3	3.8	5.4
Total a Custos totais	**34.6**	**66.4**	**86.9**	**140.1**	**377.0**	**141.0**	**197.3**

Para projetos propostos no presente PDIRT 2025-2034, estima-se uma média anual de transferências para exploração, a CDE, de aproximadamente 128 M€ no período 2025-2029. No período 2030-2034, os valores médios anuais das transferências para exploração, a CDE, são de 179 M€.

6.2. IMPACTO TARIFÁRIO

6.2.1. Enquadramento

A análise do impacto tarifário do PDIRT é aqui apresentada nas suas diversas vertentes, como um meio para permitir perspetivar o nível de custos implícitos nos anos do Plano associados aos diversos investimentos propostos agora em discussão, o seu efeito combinado com os restantes custos do setor e com os ativos da RNT atualmente em exploração e os já aprovados em edições de PDIRT anteriores ou através de procedimentos de aprovação autónomos. Para o efeito, consideram-se os projetos apresentados neste PDIRT, os montantes estimados de investimento resultantes e a sua execução nos diversos horizontes temporais. Considera-se que esta informação permitirá uma melhor avaliação dos impactes resultantes, assegurando a correta perspetivação do peso dos custos que decorrem dos benefícios identificados ao longo deste PDIRT, assegurando em sede de consulta pública a correta formação de opinião das diversas partes interessadas.

Sem prejuízo do processo de consulta e discussão do PDIRT a promover pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, e da consequente a emissão dos pareceres da DGEG e da ERSE com vista à elaboração de uma proposta final, importa sublinhar que versão inicial do PDIRT, e em particular as análises realizadas, refletem o esforço de integração dos desafios atuais colocados ao SEN, em particular os decorrentes dos novos paradigmas originados pelas exigências do novo *mix* energético, com forte presença do necessário crescimento da oferta renovável ao nível da produção, a par da capacidade de satisfazer o aumento da procura resultante da trajetória de descarbonização da economia e dos combustíveis descarbonizados associados, de que a produção de hidrogénio é uma etapa fundamental.

A presente análise reflete igualmente os montantes de comparticipações verificados e futuros, associados às disposições regulamentares afetando novas ligações de produtores e consumidores, a par de todo o investimento associado à ligação de centros electroprodutores a partir da modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP prevista na legislação nacional, em que os respetivos titulares são chamados a suportar o custo do investimento que induzem.

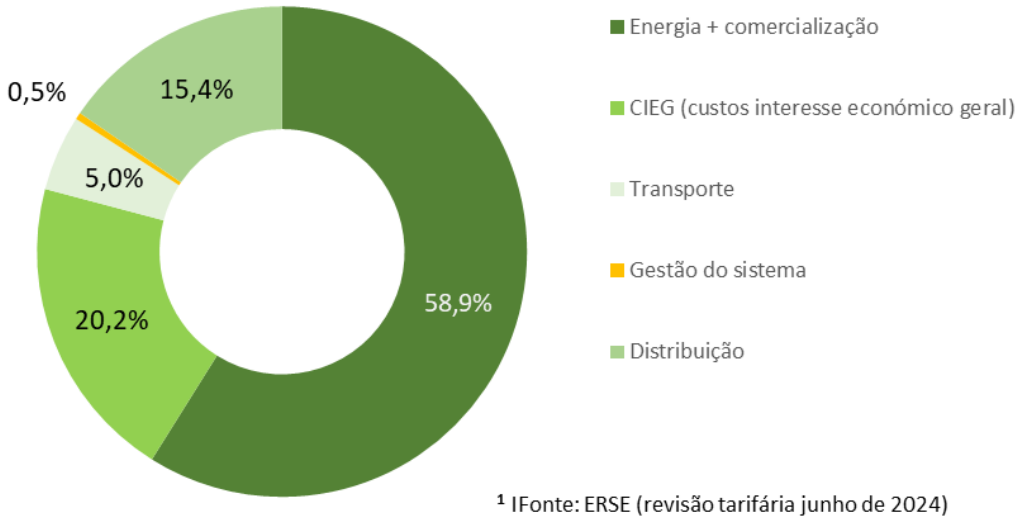
Apresenta-se neste capítulo um modelo de quantificação e seus pressupostos, focado no essencial no custo atual e futuro das infraestruturas de rede, na evolução previsional do consumo anual global, tendo como foco o seu nível de custo unitário médio, já que o reflexo real deste custo em cada solução de consumo dependerá naturalmente das soluções tarifárias implementadas e da intensidade e características dessa utilização, como estabelecido regulamentarmente pela ERSE.

As atividades desenvolvidas pela REN, atividade de transporte de energia elétrica e a gestão técnica global do sistema, representam no seu conjunto cerca de 5% dos proveitos totais estimados para o setor elétrico[44] para o ano 2024 pela ERSE, tendo por base a última revisão tarifária publicada.

[44] Documento "Tarifas e Preços para a energia elétrica de junho a dezembro de 2024 – Fixação excecional", ERSE, maio 2024

FIGURA 6-1

Estrutura do preço médio do Setor Elétrico, em 2024



[1] IFonte: ERSE (revisão tarifária junho de 2024)

Com base nas previsões dos novos investimentos incluídos neste PDIRT, e a projeção dos valores do ativo já investido ou já aprovado que entra em exploração ao longo dos anos do Plano, estimou-se o nível tarifário global, considerando-se as consequentes alterações na base de ativos regulada, mantendo as restantes componentes de proveitos constantes para o período em análise. Importa referir que a base de ativos regulada resulta dos efeitos positivos das transferências anuais para exploração e negativos das amortizações anuais do exercício, deduzidos do efeito das já mencionadas 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**: Considerado referido à emissão ao longo do período, evolui de acordo com o cenário Central Ambição do RMSA-E 2023 sem energia dedicada ao H2, a que se adiciona em dois cenários, o consumo associado à produção de H_2 abastecidos através da RNT por não ser produção colocalizada com a produção de H_2, em 50% ou 100% do valor indicativo do RMSA-E 2023;
- ✓ **Base de Ativos**: considerando todos os ativos que se encontravam em serviço a 31 de dezembro de 2023, acrescida de:
  - Todos os Projetos que se prevêm colocar em exploração até final de 2024;
  - Projetos aprovados nas anteriores edições do PDIRT e em aprovações autónomas especificas do Concedente, que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise (v. para maior detalhe o Anexo 4);
- ✓ **Proveitos por atividade:** Tomaram-se como base de partida e para efeitos comparativos, os proveitos por atividade implícitos nas tarifas estabelecidas pela ERSE para a segunda metade de 2024, em particular o OPEX a que se acresceu a remuneração e amortização da base de ativos;

- ✓ **Nivel de custo unitário do setor:** Preço unitário médio anual do consumo no setor elétrico, considerando os proveitos de rede do setor referenciados à revisão extraordinária de tarifas da ERSE de junho de 2024 com a evolução dos proveitos da rede de transporte no custo do acesso, bem como o custo de energia para os clientes finais (energia e comercialização) como referenciado pela ERSE nessa decisão extraordinária de tarifas de 2024;
- ✓ **Proveitos unitários da atividade de transporte:** considerando os impactes do PDIRT nos custos com capital (remuneração da base de ativos regulada com e sem prémio e amortizações), OPEX constante com base no valor implícito em tarifas de 2024, calculados com base no consumo referido à emissão;
- ✓ **Taxa de remuneração dos ativos** constante ao longo do período e igual a 5,2%, valor que resulta do mecanismo de indexação da taxa de remuneração às Obrigações do Tesouro, aplicado pela ERSE.

Sobre o tema do consumo importa esclarecer que o cenário de partida para a análise aqui mencionada é o consumo com energia dedicada ao H2 do Cenário Central, Ambição constante do RMSA-E 2023. A este perfil de consumo, adicionou-se o Cenário Ambição com 50% de energia dedicada à produção de H2 em circulação na RNT, e o cenário sem essa energia para efeitos de sensibilidade.

Do conjunto das projeções, importa sublinhar que o crescimento do consumo sem os trânsitos de H_2 sofre uma inflexão entre 2030 e 2035, mas recupera logo de seguida porque a transição energética aumentará substancialmente a base de consumo elétrico nesses anos posteriores em que a descarbonização estará em crescendo numa base tecnológica já madura. O efeito combinado de ambos os contributos patentes dos gráficos, permite perspetivar um crescimento continuo e robusto do consumo de eletricidade à medida que vai substituindo na economia outras formas de energia, exemplo disto é o forte aumento de procura industrial para indústrias baseadas em energia renovável que implicam um forte investimento em rede para consumo.

Pretendeu-se tanto quanto possível uma avaliação da evolução da base de ativos e proveitos associados e dos cenários de procura, numa perspetiva *ceteris paribus* para as restantes componentes, onde se inclui o preço grossista da eletricidade. Para permitir a análise referenciando apenas os custos de rede, são comparados igualmente os efeitos na evolução da tarifa de transporte (TEE), e nos custos de rede.

Foram assim efetuadas análises de sensibilidade considerando o Cenário Central, Ambição do RMSA-E 2023 para o consumo final perspetivando três cenários possíveis de integração de consumos intermédios associados aos trânsitos de rede que incluem o autoconsumo não colocalizado, para a produção de hidrogénio (100%, 50%, 0% de energia dedicada ao H_2 a circular na RNT) como já atrás referido.

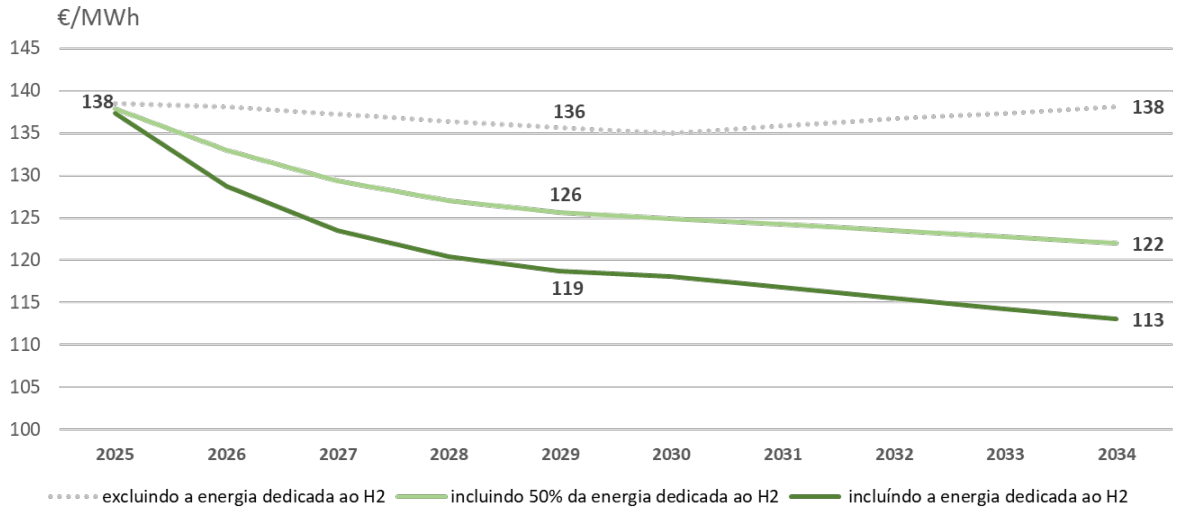
6.2.2. Impacto tarifário dos Projetos Base

Ao longo deste subcapítulo, o valor do impacto tarifário das diversas abordagens analisadas pressupõe, como anteriormente mencionado, para além dos projetos apresentados no corpo principal desta proposta de PDIRT, a transferência para exploração durante o primeiro quinquénio, dos projetos constantes no Anexo 4, que lista todos os projetos entretanto aprovados seja em PDIRT

seja em processo de aprovação autónoma, bem como o efeito anual das comparticipações de acordo com a Diretiva n.º 10/2019, de 22 de abril, da ERSE e o custeio do investimento pelos produtores, no caso dos acordos entre estes e o operador da RESP previstos na Lei, dos reforços de rede associados. A Figura 6-2 apresenta a perspetiva de evolução do preço médio do setor elétrico[45] considerando o efeito incremental dos Projetos Base[46] do PDIRT que requerem DFI, cumulativamente com os projetos aprovados.

FIGURA 6-2

Impacto cumulativo dos Projetos Base com DFI do PDIRT no preço médio do Setor Elétrico



Da análise da figura, pode concluir-se que, entre 2025 e 2034, mesmo considerando o adicional dos investimentos em causa, o preço médio do setor elétrico reduz-se cerca de -0,6% ao ano considerando o cenário de consumo que incorpora 50% da energia dedicada ao H_2. Estes projetos proporcionam a possibilidade do aumento de consumo previsto, o que terá um papel relevante nas reduções decorrentes dos ganhos de escala como é usual nas indústrias de rede.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-3, a evolução do preço médio da tarifa de acesso à rede[47] pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN, na presença dos investimentos base com DFI deste PDIRT.

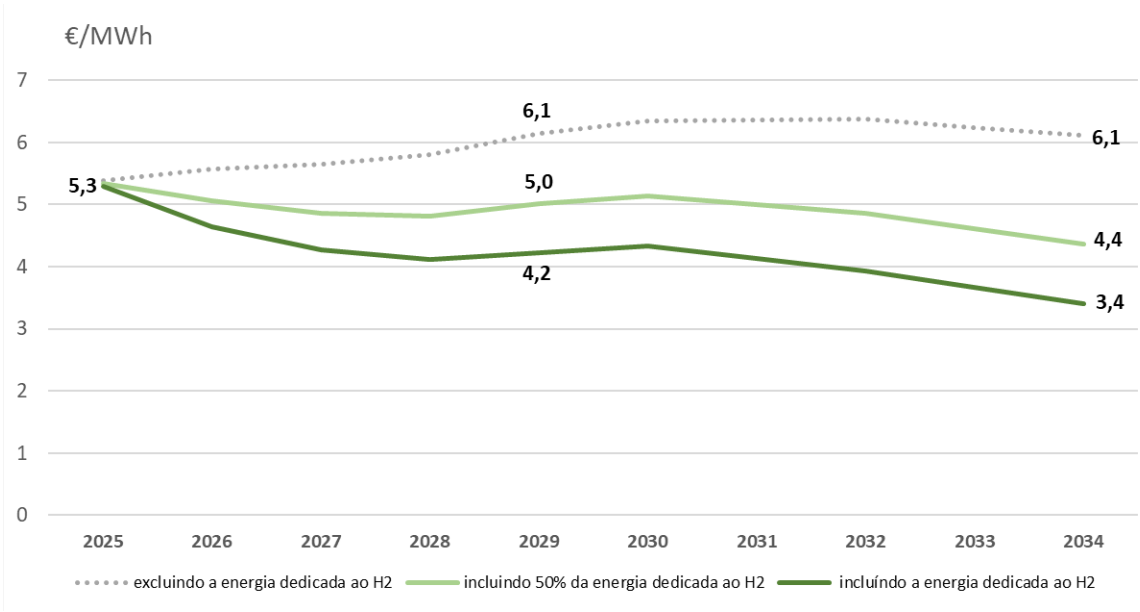
[45] Preço médio do Setor Elétrico – proveitos totais estimado para o setor elétrico por unidade consumida.

[46] Conjunto de Projetos Base com DFI e os do Anexo 4.

[47] Preço médio da tarifa de acesso à – proveitos estimados da atividade de Transporte por unidade consumida.

FIGURA 6-3

Impacto cumulativo dos Projetos Base com DFI do PDIRT nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



Da análise da figura, pode-se concluir que, entre 2025 e 2034, no cenário em que se considera 50% da energia prevista no RMSA-E 2030 para produção de H2 via RNT, a taxa de variação média anual do proveito permitido unitário médio associado atividade de transporte é de -2,2% contribuindo para uma redução do impacto no preço médio do setor elétrico em 2034. O valor deste proveito permitido unitário reflete o reduzido peso do transporte no custo do setor, 3,4 €/MWh a 6,1[48] €/MWh em 2034 que comparam com 113 €/MWh ou 138 €/MWh no mesmo ano por unidade de energia fornecida ao consumo pelo SEN.

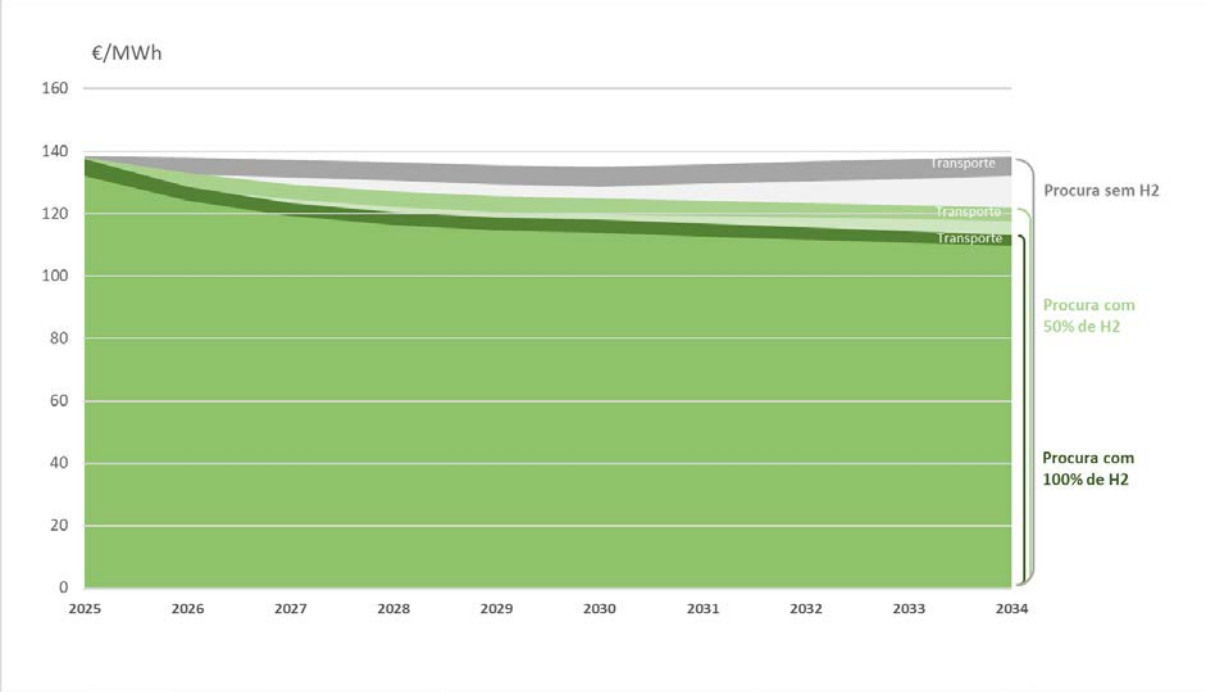
Note-se ainda que, em 2029, o ligeiro aumento verificado está associado à impossibilidade de assegurar o sincronismo dos investimentos e da procura, uma vez que a infraestrutura a precede e é realizada em incrementos não contínuos. Após 2030, o aumento previsto de procura trará nova redução do preço médio decorrente dos ganhos de escala.

A evolução dos preços e proveitos apresentada nas Figuras 6-2 e 6-3 reflete uma estimativa de aumento da energia transportada pela RNT resultante da produção renovável dedicada à produção de hidrogénio verde que, nos três cenários considerados, representam um aumento médio anual na energia transportada de 0,2% para o cenário que não considera energia dedicada ao H_2, de 3,9% para o cenário que admite 50% da energia dedicada ao H2 a circular na RNT e 6,7% no cenário em que se assume a totalidade da produção dedicada ao H2 circulante na RNT.

[48] Cenário de sensibilidade sem energia para produção de H2 circulante na RNT

FIGURA 6-4

Desagregação do peso da atividade de transporte na evolução do preço médio do Setor Elétrico (Projectos Base com DFI do PDIRT)



A Figura 6-4 ilustra o reduzido peso da atividade de transporte face à totalidade dos custos previstos para o setor elétrico variando entre 5,3% e 4,3% em termos médios relativamente aos cenários extremos.

6.2.3. Impacto tarifário dos Projetos Complementares

No quadro que se segue, é apresentado a estimativa do impacto tarifário (€/MWh) por Projeto Complementar, nos primeiros cinco anos em serviço, para permitir identificar os valores específicos de cada um numa base anual.

QUADRO 6-2

Impacto tarifário dos Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte

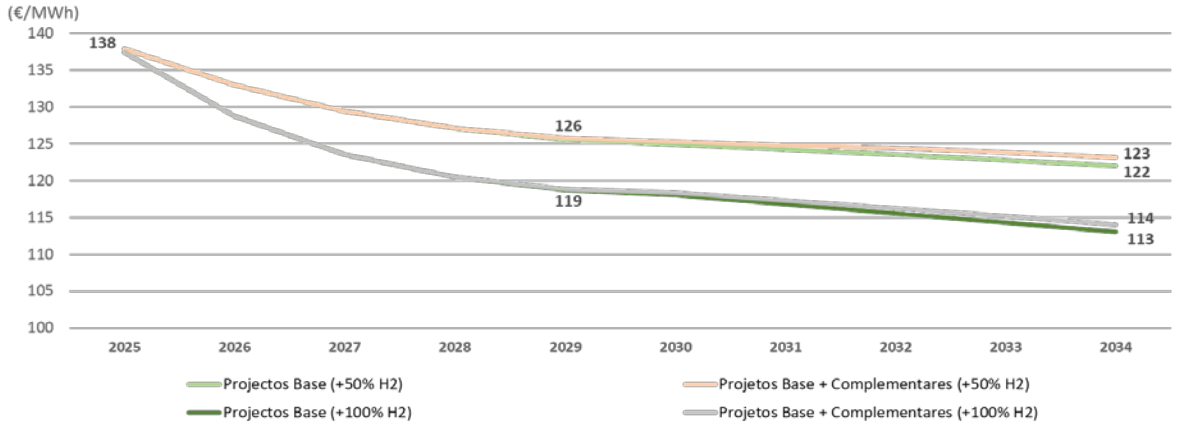
Projeto Complementar		Indutor de desenvolvimento da RNT			Custo unitário por energia consumida (Impacte no preço médio do acesso às redes Cenário Central RMSAe 2023 + 50% de energia do setor H2 alimentada pela RNT) [€/MWh]				
		Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT	2028-2029		X		0,003	0,007	0,007	0,007	0,007
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1	2029	X			0,053	0,094	0,090	0,087	0,084
Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2	2029		X		0,031	0,089	0,086	0,083	0,080
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	2029		X		0,022	0,064	0,062	0,060	0,058
Criação do injetor Pegões	2032-2033	X			0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1	2032-2034			X	0,027	0,108	0,079	0,079	0,079
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2				X	0,027	0,108	0,079	0,079	0,079
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3				X	0,027	0,108	0,079	0,079	0,079
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1	2032-2034			X	0,036	0,113	0,069	0,069	0,069
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2				X	0,036	0,113	0,069	0,069	0,069
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3				X	0,036	0,113	0,069	0,069	0,069
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro	2031-2033			X	0,006	0,017	0,007	0,007	0,007
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2	2029-2031		X		0,002	0,006	0,006	0,006	0,002
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3	2030-2032		X		0,059	0,172	0,166	0,066	0,066
Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2	2031-2033		X		0,027	0,077	0,030	0,030	0,030
Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2	2031	X			0,012	0,035	0,034	0,013	0,013
Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	2030-2031		X		0,067	0,193	0,186	0,179	0,073

6.2.4. Impacto Tarifário considerando os Projetos Base mais os Projetos Complementares

O impacto tarifário considerando os Projetos Base, com e sem DFI, e os Projetos Complementares pressupõe, como anteriormente mencionado, para além dos projetos apresentados no corpo principal desta proposta de PDIRT, a transferência para exploração ao longo do período em análise dos projetos já aprovados constantes no Anexo 4, para os cenários de procura com 0%, 50% e 100% de energia para produção de H_2 circulante na RNT

FIGURA 6-5

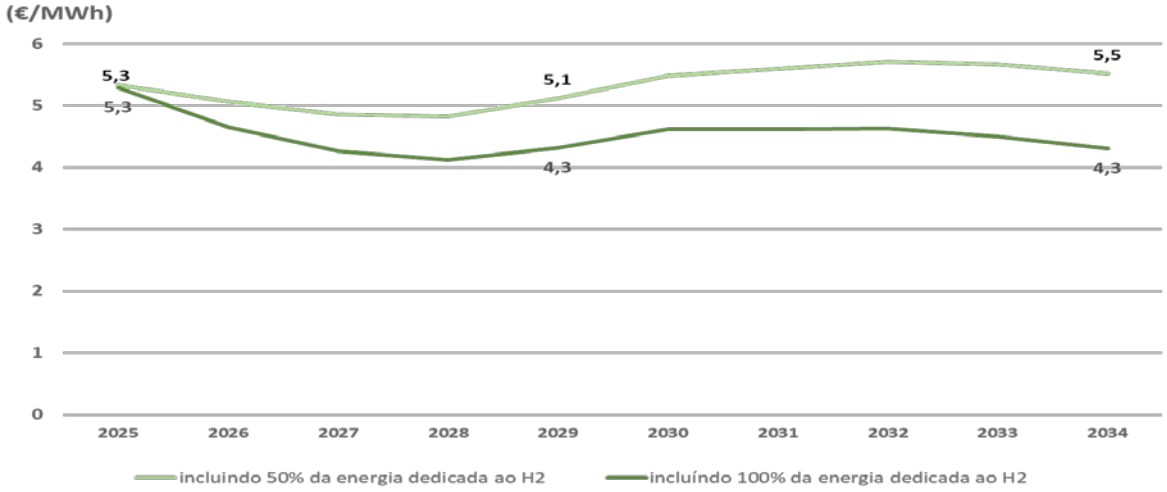
Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do Setor Elétrico



Da análise da figura, pode-se concluir que entre 2025 e 2034, no cenário 50% H2, com a inclusão dos Projetos Complementares, a taxa de variação média anual do preço médio do setor elétrico é de -0,4% a que corresponde um decréscimo do preço médio em cerca de -15 €/MWh relativamente ao valor previsto para tarifas 2025.

FIGURA 6-6

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 o Cenário Central Ambição de consumo previstos no RMSA-E 2023 sem os trânsitos para produção de H2, acrescido de três hipóteses de evolução para a o consumo de eletricidade dedicada à produção de hidrogénio abastecido pela RNT: 0%, 50% e 100% abastecido através da rede.

Para esta análise de sensibilidade, foi corrigido o preço médio de 2025 considerando a estimativa atual da base de ativos regulada do ORT e a estimativa do consumo referido à emissão de 51,7 TWh e de consumo final de 46,8 TWh.

Para efeitos de simulação do custo do setor elétrico assumiu-se que as componentes referentes a CIEG, Transporte, Gestão do Sistema e Distribuição se mantêm constantes ao longo do período de previsão assumindo os valores que constam do documento "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de junho a dezembro de 2024" publicado em maio de 2024. Assumiu-se que a componente de Energia e Comercialização varia apenas pelo efeito de volume associado a cada um dos cenários de consumo assumindo-se o custo unitário constante (0,09 €/kWh) que consta do referido documento.

Da análise apresentada, conclui-se que o impacto da realização dos Projetos Base/DFI apresentados neste Plano, em conjunto com os já aprovados em edições anteriores com datas de entrada em exploração durante o horizonte deste Plano, cf. Anexo 4, na evolução do preço médio do setor elétrico e no preço médio das tarifas de acesso às redes, mantendo todas as restantes componentes de proveitos constantes, se mantém negativa mesmo num cenário de 50% da produção dedicada a H2 ser abastecida via RNT, não considerando o benefício direto nos preços de mercado resultantes da integração das novas centrais que os projetos da RNT permitem e a viabilização de maiores consumos que se traduzem em ganhos de escala relevantes. Mesmo considerando os Projetos Complementares, verifica-se igualmente um decréscimo no preço médio quando considerando os cenários de procura com energia para produção de H2, incluindo no cenário de procura com apenas 50% desse valor.

Deve sublinhar-se o papel relevante das comparticipações das ligações à rede nos termos da Diretiva n.º 10/2019, de 22 de abril, da ERSE, e dos contributos proporcionados pelos acordos realizados para ligação de produtores que acabam por refletir uma forte cobertura dos custos de investimento nos reforços de rede e o aumento dos seus trânsitos.

6.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

Inclui-se neste Plano a aplicação da metodologia Multicritério/Custo-Benefício (MCB) a dois horizontes temporais: 2029 e 2034. 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 2029, 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 2030-2034 (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 e (ii) de melhoria operacional e de segurança.

Projetos de Remodelação

No presente PDIRT, estão previstas iniciativas de remodelação das linhas, que podem incluir 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, poderão ser feitas alterações nos apoios e nalgumas fundações.

Em geral as remodelações constituem uma alternativa mais eficiente comparado com a substituição, pelo facto de permitir alcançar os mesmos objetivos finais de benefício, com um nível de investimento inferior. Tipicamente, 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 6-3

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 dos Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos						
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Resilência e Adaptação ás Alterações Climáticas (0-10)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou Criação de Emprego Externo (n)	CAPEX (M€)
Intervenção/Remodelação em Linhas MAT	[96 - 1857]	++	5	-	[3-10]	426	19,0

* 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 2025-2034. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Estas iniciativas, promovem a redução do risco de indisponibilidade 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, sendo que estas iniciativas apresentam menor nível de investimento.

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 6-4 estão agregados por instalação e por tipo de intervenções, 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 atributos qualitativos "Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas" e "Redução de Impactos Ambientais".

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 dos Ativos	Modernização de Ativos									
	Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas (0-10)	Redução de Impactos Ambientais (0-10)	Criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Sobrecusto Evitado para o SEN (M€)
Alto Lindoso	6 742	630	+++	6 (4)	7	7	7	38	2,30	-
Fanhões	-	-	+	-	-	3	1	16	1,00	-
Rio Maior	6 768	241	+++	6 (4)	6	7	5	37	2,20	-
Trajouce	1 632	16	+++	6 (4)	5	7	7	76	4,50	-
Vila Fria	528	297	+++	6 (4)	4	7	7	70	4,20	-
Palmela	8 252	-	++	-	6	7	3	25	1,50	-
Fernão Ferro	2 608	78	++	-	5	7	3			-
Reabilitação Infraestrutura Civil	-	-	+	-	-	3	1	76	4,50	-
Monitorização de Ativos	-	-	+++	-	-	7	5	118	7,00	-
Recondicionamento de transformadores	-	-	+++	4	-	3	7	84	5,00	-

* 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 2025-2034. 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 atributos 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 Lavos são considerados cerca de 185 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 6-5

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 dos 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 Activo (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência a 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€) **
Alqueva	95	0,59	65	0,40	5 544	706	270	+++	4 (5)	8	1	1	106	6,30	0,21 - 1,47
Batalha	310	1,91	154	0,95	5 544	226	1 189	+++	5 (4)	7	1	1	131	7,80	0,50 - 2,06
Bodiosa	121	0,75	37	0,23	2 772	304	108	+++	4 (5)	8	1	1	96	5,70	0,12 - 1,26
Lavos	185	1,14	144	0,89	6 600	1263	622	+++	3 (6)	5	1	1	126	7,50	0,42 - 1,92
Paraimo	125	0,77	27	0,16	7 830	125	248	+++	4 (5)	5	1	1	131	7,80	0,08 - 1,63
Trafaria	128	0,79	46	0,28	1 034	15	269	+++	6 (3)	5	1	1	99	5,90	0,16 - 1,34

* 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 2025-2034. 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 da Batalha, 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 e adaptação às alterações climáticas incluem intervenções na envolvente ambiental e ações que pretentem diminuir as emissões de gases com efeito estufa, incluindo ações no meio envolvente e de adaptação das infraestruturas.

Ambiente e sustentabilidade

Estão incluídas iniciativas que pretendem contribuir para a sustentabilidade através da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE).

Quadro 6-6

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			
	Resiliência e Adaptação ás Alterações Climáticas (0-10)	Redução de Impactos Ambientais (0-10)	Criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Ambiente e Sustentabilidade	5	10	321	19,00

Adaptação do meio envolvente das Infraestruturas

O conjunto de medidas de adaptação do meio envolvente das infraestruturas, 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 meteorológicos extremos, como por exemplo a passagem de tempestades ou grandes incêndios.

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				
	Dimensão da faixa intervencionada (km2)	Valorização de espécies autóctones (n)	Resiliência e Adaptação Alterações Climáticas (1-10)	Manutenção ou Criação de Emprego Externo (n)	CAPEX (M€)
Adaptação do Meio Envolvente das Infraestruturas	225	168 000	10	605	27,0

As iniciativas de investimento em reconversão de faixa são uma estratégia da REN para redução dos custos globais de gestão da vegetação e aumento da resiliência e adaptação das infraestruturas às alterações climáticas. Assegura a substituição do coberto vegetal por espécies de reduzido crescimento e resultados de longa duração, limitando assim o custo das intervenções anuais. Este tipo de reconversões foi testada e desenvolvida em colaboração com especialistas florestais e pretende alterar a prática da intervenção anual que se manterá mas com um formato mais aligeirado e por isso com custos inferiores. Os projetos apresentados 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 uma intervenção sequencial numa área acumulada de 225 km^2 até final do 1º quinquénio da vigência do PDIRT. São esperados benefícios através da utilização e 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, permitindo limitar os aumentos de custos que se antecipam. A expetativa será de redução do gasto futuro, depois destas intervenções onde grande parte dos investimentos terá uma vida útil entre 3 e 10 anos.

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 6-8.

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[49]. 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[50].

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.

Tendo em consideração o exposto, passa-se a apresentar a lista de blocos de Projetos Base alvo de análise MCB nesta secção, relativos a projetos de adequação da rede na fronteira transporte/distribuição:

- ✓ Ligação à RND, na região do Minho;
- ✓ Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes
- ✓ Ligação à RND, na região do Grande Porto;
- ✓ Ligação à RND, na faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa
- ✓ Ligação à RND, na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal;

No Quadro 6-8 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco, bem como o racional que levou à sua agregação.

[49] 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL - Approved by the European Commission - 27 September 2018.

[50] European Commission, Guide to Cost-Benefit analysis of investment projets, 2008

QUADRO 6-8

Desagregação de projetos por bloco

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Racional para agregação de projetos
Ligação à RND, na região do Minho	PR2314: Reforço de Transformação em Oleiros (substituição)	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na na região do Minho, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
	PR2401: Reforço de Transformação em Riba d' Ave	
	PR2418: Reforço de Transformação em Fafe	
Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes	PR1913: Melhoria de alimentação a Macedo de Cavaleiros	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na zona de Trás-os-Montes, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região do Grande Porto	PR2415: Reforço de Transformação em Canelas (1ª substituição)	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região do Grande Porto, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
	PR2419: Reforço de Transformação em Canelas (2ª substituição)	
	PR2416: Reforço de Transformação em Prelada	
Ligação à RND, na faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa	PR2312: Reforço de transformação em Mourisca (substituição)	Projeto que tem como motivação principal a adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região da faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
	PR2315: Reforço de Transformação na Feira	
	PR2313: Reforço de Transformação em Santarém	
Ligação à RND, na região da Grande Lisboa e Península de 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 da Grande Lisboa e Península de Setúbal, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
	PR2417: Reforço de Transformação em Alto de São João	

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de Projetos Base alvo de análise MCB nesta secção (relativos a projetos de adequação da rede na fronteira transporte/distribuição).

HORIZONTE 2029

Os atributos para o horizonte 20269 apresentam-se no Quadro 6-9 e no Quadro 6-10.

QUADRO 6-9

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com compromissos com o ORD e segurança de alimentação (2029)

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação										
	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de especies autóctones (n)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano)	| (M€/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano | €/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	CAPEX (M€)
Ligação à RND Faixa Litoral a norte do Grande Porto	-	-	5%	48	0,07	0	0		-	137	6,1
Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes	-	-	-	223	0,14	876	23,4		-	58	2,6
Ligação à RND, na região do Porto	-	-	-	17,3	0,02	0	0		-	58	2,6
Ligação à RND, na faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa	-	-	-	123	0,16	-	-		-	164	7,3
Ligação à RND, na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal	-	-	-	563	0,25	-	-		-	132	5,9

QUADRO 6-10

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com Gestão Operacional da RNT (2029)

Blocos de Projetos	Gestão operacional do RNT					
	Melhoria da estabilidade de frequência	Melhoria da estabilidade de tensão	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	CAPEX (M€)
Compensação de reactiva por SHUNT	-	++	-	0	197	8,8
Compensação de reactiva por STATCOM	-	+++	1%	0	1120	50
Melhoria da Inércia na RNT	+++	+++	3%	0	1456	65

HORIZONTE 2034

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, 2034.

O cálculo dos atributos da MCB para o ano 2034 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 2029.

Os resultados da aplicação desta metodologia ao horizonte 2034 apresentam-se no Quadro 6-11 e no Quadro 6-12, 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 (2034)

Blocos de Projetos	Compromissos com o ORD e segurança de alimentação										
	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de especies autóctones (n)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | (M€/ano)		Redução das perdas de energia (MWh/ano | €/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent"	CAPEX (M€)
Ligação à RND, na região do Minho	0	0	10%	1637	2,82	-	-		-	284	12,7
Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes	0	0	0	233	0,15	-	-		-	58	2,6
Ligação à RND na região do Porto	0	0	11%	264	0,35	876	17,4		-	175	7,8
Ligação à RND, na faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa	0	0	14%	351	0,51	876	17,4		-	265	12
Ligação à RND, na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal	0	0	7%	599	0,27	1752	34,8		-	249	11,1

QUADRO 6-12

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com Gestão Operacional da RNT (2034)

Gestão operacional do RNT						
Blocos de Projetos	Melhoria da estabilidade de frequência	Melhoria da estabilidade de tensão	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	CAPEX (M€)
Compensação de reactiva por SHUNT	-	++	-	0	197	8,8
Compensação de reactiva por STATCOM	-	+++	1%	0	1120	50
Melhoria da Inércia na RNT	+++	+++	3%	0	2912	130

6.3.1.3. Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios

Na presente secção, é apresentada a análise e resultados da aplicação da metodologia multicritério / custo-benefício aos Projetos Base relacionados com Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios.

QUADRO 6-13

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios

Blocos de Projetos	Investimento [M€]	Redução do risco decorrente de obsolescência tecnológica (+++/++/+)	Reforço e cumprimento de requisitos de Cibersegurança (+++/++/+)	Observabilidade e controlabilidade da RNT (+++/++/+)	Redução do risco de falha de componentes críticos para a Gestão Global do SEN (+++/++/+)	Cumprimento dos códigos Europeus em vigor (+++/++/+)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria da eficiência energética (+++/++/+)
Gestão Global do Sistema	24	+++	+++	+++	+++	+++	+	n. a.
Rede de Telecomunicações de Segurança		+++	+++	+++	+++	n. a	+	n. a.
Edifícios		+++	++	n. a.	n. a.	n. a.	+++	+++

6.3.1.4. 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 6-14 para o horizonte 2029.

Nesta análise global, apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2029, 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 6-14

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2029
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)		1,5 - 9,7
Redução das perdas de energia	(GWh/ano | M€/ano)	0,87 | 0,023
Redução de Energia em Risco | ENF	(GWh/ano | M€/ano)	1,087 |0,84
Redução de carga natural em risco de interrupção[1] (*)	(GW)|(M€)	1,0 | 6
Redução de carga sem recurso em risco de corte[1] (*)	(GW)|(M€)	0,5 | 3
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)		2967
Cavas de tensão: redução da profundidade[2] (%)		5%
Dimensão da faixa intervencionada (km2)		225
Valorização de espécies autóctones (n)		168000
Redução de capacidade de transporte em risco[1] (*) (MVA)		55854
Redução de potência de produção em risco de corte[1] (*) (MW)		3901
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo[1] (0-10)		5
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)		316
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)		0

(*) 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 2029.

[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, 2029 e 2034, 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 6-15 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco/indutor, bem como o racional que levou à sua agregação.

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.

QUADRO 6-15

Desagregação de projetos por indutor

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Racional para agregação de projetos
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
Alimentação à linha ferroviária de Alta Velocidade Porto-Lisboa	PR2403: Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto-Lisboa - Fase 1	Projecto que visa a alimentação à linha ferroviária de alta velocidade nas zonas de Estarreja e Coimbra
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Trás-os-Montes)	PR2406: Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2	Projecto que visa optimizar a operação da rede e melhorar o escoamento de FER, nomeadamente de produção eólica
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Beira Interior/Centro)	PR2407: Reforço de rede para incremento de Projeto capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	Projecto que visa optimizar a operação da rede e melhorar o escoamento de FER, nomeadamente de produção eólica
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável	PR2408: Reforço de rede para incremento de Projeto capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2	Projecto que visa optimizar a operação da rede e melhorar o escoamento de FER, nomeadamente de produção eólica
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável oceânico (ZLT de Viana do Castelo)	PR2414: Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	Projecto que visa o desenvolvimento de projectos de energia renovável offshore com localização na ZLT de Viana do Castelo
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Centro/Litoral)	PR2409: Reforço de rede para incremento de Projeto capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3	Projecto que visa optimizar a operação da rede e melhorar o escoamento de FER, nomeadamente de produção eólica
Alimentação à linha ferroviária de Alta Velocidade Porto-Lisboa	PR2413: Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto-Lisboa - Fase 2	Projecto que visa a alimentação à linha ferroviária de alta velocidade na zona de Leiria
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (eixo do Douro/Trás-os-Montes)	PR2410: Reforço de rede para incremento d Projeto e capacidade de receção - Bloco 2	Projecto que visa optimizar a operação da rede e melhorar o escoamento de FER, nomeadamente de produção eólica
Sustentabilidade (Alto Douro Vinhateiro)	PR1431: Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro (fases 1,2 e 3)	Projecto que visa a reformulação da RNT para minimização de impactos sociais e ambientais
Ligação a polos de consumo	PR0968: Criação do injetor Pegões	Abastecimento elétrico de novas subestações MAT/AT ou de clientes MAT.
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

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 2029

Os benefícios calculados para os Projetos Complementares com esta MCB, resultam, de entre outros fatores, benefícios relacionados com a integração de nova produção renovável e alimentação a consumos estratégicos, para além da vertente sustentabilidade.

No Quadro 6-16 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, de novas ligações a consumos estratégicos 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 6-16 a totalidade do CAPEX associado a cada bloco de projetos, possibilitando por esta via comparar quer os seus benefícios em 2029, quer os seus benefícios em 2034 com a totalidade investimento necessário à realização desses projetos

QUADRO 6-16

Matriz MCB para blocos de Projetos Complementares (2029)

Blocos de Projetos	Benefício Socio.económico (M€/ano)	Integração de produção FER (GWh/ano)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano | k€/ano)		Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Valorização de especies autóctones (n)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona Centro)	4,5	116	2,4	-	-	n.a.	0	0,00	0	125	5,6
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Trás-os-Montes)	18,1	464	9,5	1752	46,9	n.a.	10 710	0,77	17	1 476	65,9
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Beira Interior)	16,8	457	9,6	3504	93,7	n.a.	15 120	1,08	24	1 068	47,7
Alimentação à linha ferroviária de Alta Velocidade	n.a	n.a	n.a	-2628	-70,3	n.a.	20 160	1,44	32	1 570	70,1

HORIZONTE 2034

Conforme apresentado para o horizonte 2029, indicam-se no Quadro 6-17 os atributos que resultam, em grande parte, dos benefícios resultantes das alterações do funcionamento de mercado permitida pelos projetos complementares em 2034, 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 6-17

Matriz MCB para blocos de projetos complementares (2034)

Blocos de Projetos	Benefício Socio.económico (M€/ano)	Integração de produção FER (GWh/ano)	Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano | k€/ano)		Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Valorização de especies autóctones (n)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	Ocupação territorial linear (km)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Zona Centro)	4,5	88	3,4	-	-	n.a.	0	0,00	0	125	5,6
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Trás-os-Montes)	18,1	351	13,6	-1752	-35	n.a.	1 890	0,14	3	1 476	65,9
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Beira Interior/Centro)	54,4	1052	40,7	-	-	n.a.	23 310	1,67	37	1 176	52,5
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (Centro/Litoral)	45,3	877	33,9	42048	835	n.a.	10 395	0,74	17	2 934	131,0
Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (eixo do Douro/Trás-os-Montes)	45,3	877	33,9	33288	661	n.a.	6 300	0,45	10	1 333	59,5
Alimentação à linha ferroviária de Alta Velocidade	n.a	n.a	n.a	2190	43	n.a.	30 240	2,16	48	2 168	96,8
Ligação a polos de consumo	n.a	n.a	0,0	-	-	-	-	0	0	164	7,3
Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo	4,5	87,7	3,4	-	-	n.a.	0	0,00	0	[1792-3248]	80-145

No que respeita aos atributos do indutor Sustentabilidade, apresentam-se no Quadro 6-18 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 6-18

Matriz MCB para blocos de projetos do indutor sustentabilidade

Blocos de Projetos	Sustentabilidade							
	Área do espaço envolvente valorizada (km^2)	População residente (nº hab | % da população do território nacional)		Redução da ocupação territorial de superfície (km|%)		Densidade populacional por área valorizada (nº hab/km^2)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)
Sustentabilidade (Alto Douro Vinhateiro)	77,5	18927	0,20%	18	0,37	244	291	13,0
Sustentabilidade (Zona do Porto)	187,1	530934	5,20%	10	0,26	2838	1 534	68,5
Sustentabilidade (Zona de Lisboa)	318	1069082	10,40%	22	0,14	3362	1 315	58,7

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.

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 6-19 para os horizontes 2029 e 2034. Registe-se que a captura destes benefícios está naturalmente dependente da execução destes projetos, os quais constituem condição necessária para o efeito.

No Quadro 6-19 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 6-19

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2029	2034
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	44,4	169,4
Redução das perdas de energia (GWh/ano | M€/ano)	2,6|0,07	75,7|1,5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "*full-time equivalent*" (n)	4240	[14309-15765]
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	1163,7	2455,6
Redução das Emissões de CO_2 (kton/ano)	21,6	116,4
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km^2)	3,285	5,1525
Valorização de especies autóctones (n)	45990	72135
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)	0	50,4
Investimento (líquido de comparticipações) (M€)	189,3	[638-704]
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)	73	114,5

6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES

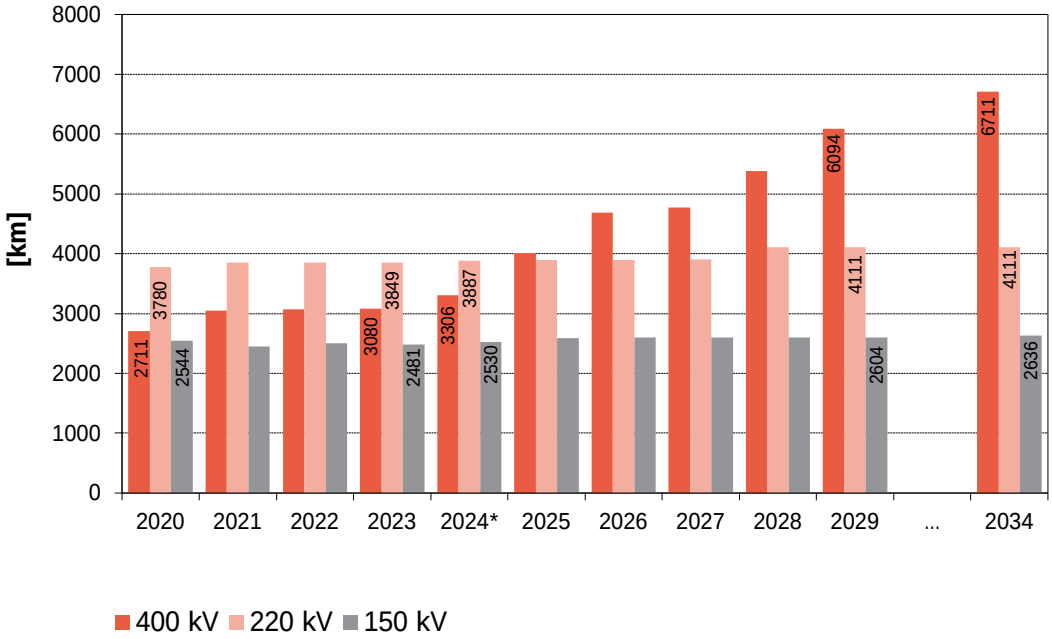
6.4.1. Projetos Base, Aprovados e decorrentes de Acordos[51]

CIRCUITOS ELÉTRICOS DE LINHAS

A evolução do comprimento de circuitos elétricos de linha[52] em serviço na RNT que resultará com a concretização dos Projetos Base desta proposta de Plano, acrescidos dos aprovados em anteriores exercícios de Planeamento e dos decorrentes de acordos entre interessados e ORT, é a indicada na Figura 6-7.

FIGURA 6-7

Evolução do comprimento dos circuitos de linha[(a)] em serviço na rede MAT (histórico 2019 a 2023 e previsão até 2034)



[(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".

* Valores estimados

[51] Para efeitos da contabilização da evolução de equipamento neste subcapítulo, incluem-se nesta secção os Projetos Base desta proposta de Plano, acrescidos dos aprovados em anteriores exercícios de Planeamento e dos decorrentes de acordos entre interessados e ORT, bem como painéis de projetos comparticipados para ligação de promotores, com contrato assinado.

[52] 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.

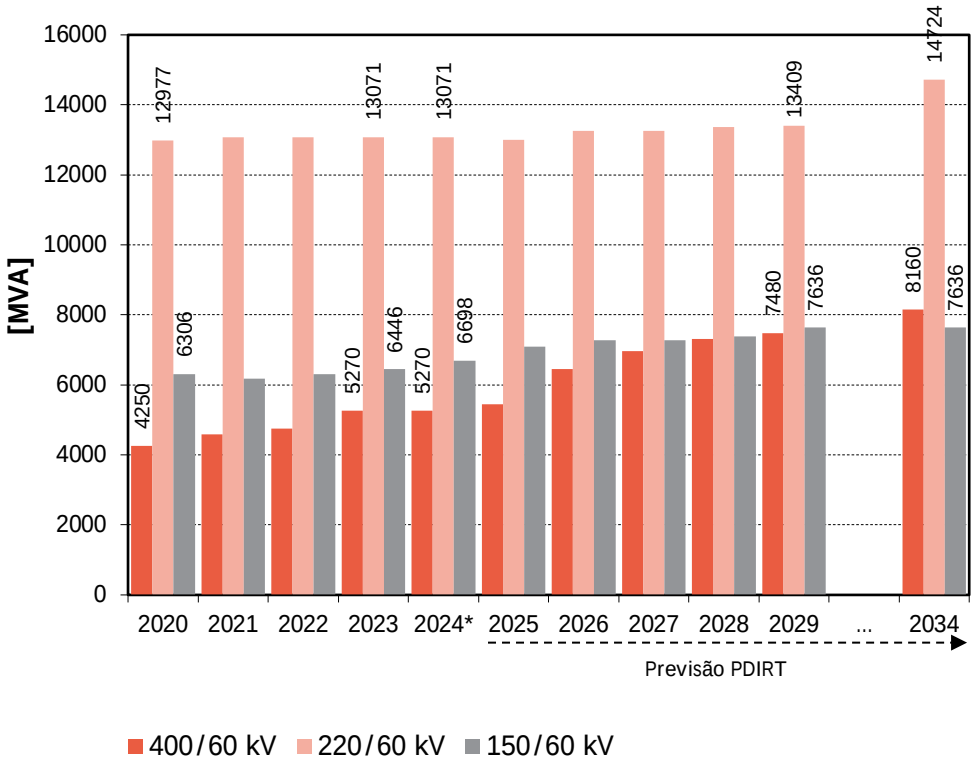
Em termos totais de circuitos elétricos de linha, prevê-se um crescimento de cerca de 3100 km, desde dezembro de 2024 até final de 2029, correspondendo a um acréscimo de cerca de 32% relativamente ao comprimento total no final de 2024. Por nível de tensão, o crescimento é de 84% na tensão de 400 kV, de 6% na tensão de 220 kV e de 3% 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 6-8. A Figura 6-9 mostra a evolução da potência total instalada de transformação e de autotransformação, com a concretização dos Projetos Base desta proposta de Plano, acrescidos dos aprovados em anteriores exercícios de Planeamento e dos decorrentes de acordos entre interessados e ORT.

FIGURA 6-8

Evolução da potência instalada de transformação MAT/AT[53]
(histórico 2019 a 2023 e previsão até 2034)

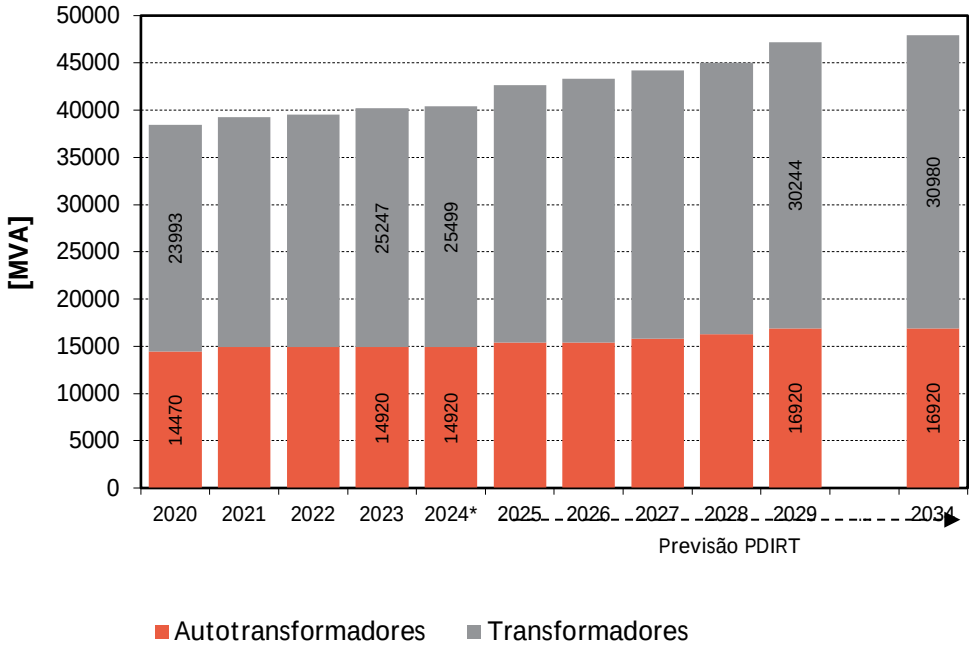


* Valores estimados

[53] 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 6-9

Evolução da potência instalada de autotransformação MAT/MAT e de transformação MAT/AT[54]
(histórico 2019 a 2023 e previsão até 2034)



* Valores estimados

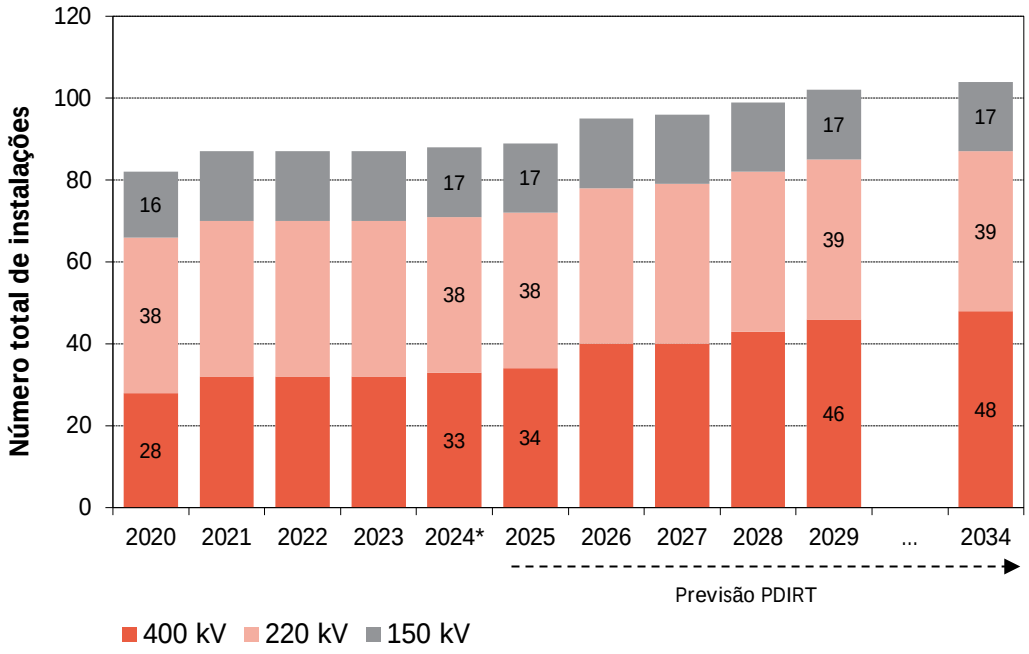
INSTALAÇÕES DA RNT

A Figura 6-10 ilustra a evolução do número de subestações, de postos de corte, de seccionamento e de transição previstos no âmbito dos Projetos Base desta proposta de Plano, acrescidos dos aprovados em anteriores exercícios de Planeamento e dos decorrentes de acordos entre interessados e ORT. As instalações foram contabilizadas pelo seu nível de tensão de exploração mais elevado.

[54] Inclui, desde 2009, na 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 6-10

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição da RNT
(histórico 2019 a 2023 e previsão até 2034)



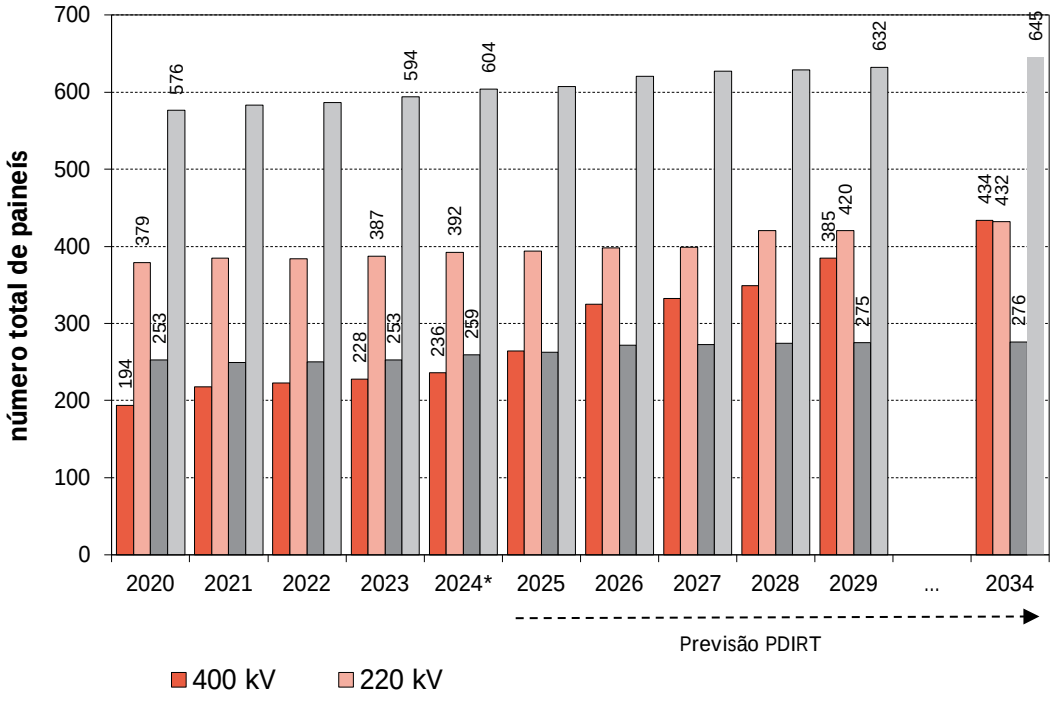
* Valores estimados

PAINÉIS DE MAT E AT

A Figura 6-11 mostra a evolução do número de painéis de 400, 220, 150 e 60 kV em exploração na RNT, considerando os Projetos Base desta proposta de Plano, acrescidos dos aprovados em anteriores exercícios de Planeamento e dos decorrentes de acordos entre interessados e ORT.

FIGURA 6-11

Evolução do número de painéis nas subestações, postos de corte, seccionamento e de transição da RNT
(histórico 2019 a 2023 e previsão até 2034)



* 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 6-20

Evolução do comprimento dos circuitos de linhas MAT e da potência de transformação

Código Projeto	Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT			Comprimento dos circuitos de linha (km)		
		Ligação a polos de consumo	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energias renováveis	Sustentabilidade	400 kV	220 kV	150 kV
PR0968	Criação do injector Pegões	x					
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto			x		11	
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa			x		0	
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro			x		-3	
PR1907	Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029		x			0	
PR2403	Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1	x			32	16	
PR2406	Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2		x		81	13	
PR2407	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1		x		18	20	
PR2408	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2		x		60		-47
PR2409	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3		x		152	48	
PR2410	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2		x		100	-80	
PR2413	Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2	x			32		
PR2414	Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo		x				
	total				*475*	*24*	*-47*

QUADRO 6-21

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição assim como do número de painéis na RNT

Código Projeto	Designação dos projetos	Transformação (TR) MAT/AT	Instalações (nº)			Painéis (nº)			
		[MVA]	400 kV	220 kV	150 kV	400 kV	220 kV	150 kV	60 kV
PR0968	Criação do injector Pegões	TR 1x170				1			4
PR1210	Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto								
PR1211	Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa			1			6		
PR1431	Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro								
PR1907	Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029								
PR2403	Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 1		2			8	4		
PR2406	Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2					4			
PR2407	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 1	AT 1x450 MVA	1			7			
PR2408	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 2					2			
PR2409	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 1 Fase 3		1			6			
PR2410	Reforço de rede para incremento de capacidade de receção - Bloco 2	AT 1x450 MVA	2			6	3		
PR2413	Linha Ferroviária de Alta Velocidade Porto - Lisboa - Fase 2		1			4			
PR2414	Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo				1				
	total		*7*	*1*	*1*	*38*	*13*	*0*	*4*

6.5. PERDAS NA RNT

As perdas técnicas numa rede de transporte de energia elétrica de Muito Alta Tensão resultam de fenómenos físicos, fundamentalmente das perdas de Joule. Para a mesma quantidade de energia transportada, linhas de níveis de tensão mais baixo tendem a ter maior percentagem de perdas de energia em comparação com linhas de nível de tensão mais alta (a corrente nas linhas é diretamente proporcional à potência e inversamente proporcional à tensão). O maior crescimento relativo da rede de 400 kV que se tem verificado de há uns anos a esta parte em detrimento das de 220 kV ou 150 kV, esta de cariz acentuadamente mais regional, tem contribuído para dotar a Rede Nacional de Transporte ("RNT") de maior capacidade de transporte com otimização da ocupação territorial com novas infraestruturas (em termos de capacidade de transporte, uma linha de 400 kV equivale a múltiplas de 220 kV ou de 150 kV), minimizando, em simultâneo, o crescimento das perdas no transporte de energia cada vez a maiores distâncias.

As perdas de energia nas redes não podem ser eliminadas. Elas são bastante variáveis e dependem, para além de condicionantes técnicas que balizam o desenvolvimento das redes, das condições da sua exploração, no contexto da transição energética em curso alinhada com os objetivos nacionais e europeus de política energética, mapeados no Plano Nacional de Energia e Clima 2030, recentemente atualizado, e que genericamente se traduz no objetivo de alcançar uma percentagem de FER no consumo elétrico de 86% em 2025 e de 93% em 2030[55]. De referir que estes objetivos representam uma evolução considerável, comparando com os resultados atingidos em 2022 de 49% e em 2023 de 61%. Comparando o valor acumulado até ao final do 3.º trimestre de 2024 (74%), com idêntico período de 2023 (55%) e 2022 (45%) a evolução é ainda mais expressiva.

Em Portugal, o perfil de operação dos centros produtores, com elevada dependência dos regimes hidrológicos e de eolicidade, e também, de forma crescente, da produção de origem fotovoltaica, tem um efeito bastante pronunciado nas perdas da RNT. Por outro lado, o forte crescimento perspetivado do solar fotovoltaico e do reforço das interligações entre Portugal e Espanha, associado a uma otimização da gestão do Sistema Elétrico Nacional ("SEN"), particularmente a utilização dos sistemas de bombagem nas hídricas, tem permitido acomodar um volume cada vez maior de produção renovável, contribuindo assim para a descarbonização do SEN.

No SEN, os meios de grande produção térmica estão maioritariamente localizados junto ao litoral e próximos de zonas de maior consumo, enquanto que os hídricos e eólicos estão essencialmente a norte e no interior, e os fotovoltaicos mais a centro e sul, posicionados de uma forma mais dispersa no território e afastada dos grandes centros de consumo, pelo que a sua energia é transportada a maiores distâncias, consequentemente com maiores perdas de energia na RNT.

A REN coloca grande foco no cumprimento do seu papel na transição energética, nomeadamente, mas não só, através da criação de condições necessárias à integração de FER, a qual contribui para a trajetória de redução do fator de emissão do Sistema Elétrico Nacional (gCO_2/kWh). Em paralelo,

[55] O valor a atingir em 2030 não considera o consumo de eletricidade para produção de hidrogénio, por não estar ainda definida uma metodologia europeia para tal (no âmbito dos SHARES do Eurostat).

nos seus estudos procura identificar e desenvolver soluções de rede que, acautelando os aspetos ambientais e de ordenamento e financeiro, conduzam a menores perdas na rede.

Apesar das várias iniciativas implementadas e/ou em desenvolvimento, todas estas melhorias têm um impacto reduzido na evolução das perdas de energia no transporte, ao passo que outros aspetos, não controlados pela REN, têm vindo a mostrar ter um maior impacto, nomeadamente o facto do *mix* de geração de eletricidade e consequentemente dos fluxos na rede dependerem de opções do mercado de eletricidade, regido por regras próprias. O papel da REN, enquanto operador da rede de transporte, é garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço, de acordo com procedimentos de operação obrigatórios e específicos. O imperativo cumprimento destes procedimentos resulta em limitações a uma aplicação de abordagens com vista à operação do sistema elétrico com base em critérios exclusivamente baseados numa vertente de redução de perdas.

É importante assim destacar que a evolução do sistema elétrico rumo a uma estrutura de produção e consumo mais descarbonizada e flexível, em que a crescente participação das fontes de energia renovável (normalmente situadas em locais distantes dos pontos de consumo) e o aumento da procura (com uma maior eletrificação), onde se inclui o consumo para bombagem hídrica, resultarão expectavelmente em percentagens mais elevadas de perdas de energia na rede, mas sem que isto signifique maiores níveis de emissões de GEE resultantes das perdas de energia na Rede Nacional de Transporte, uma vez que o ritmo de descarbonização na produção de eletricidade (Figura 6-12) permitirá a redução das emissões, ainda que o volume de perdas na rede seja superior (Figura 6-13). Esta transição, suportada na utilização crescente dos recursos endógenos renováveis em detrimento dos combustíveis fósseis, **tem permitido uma forte redução das emissões de GEE do sistema electroprodutor**, dando suporte ao cumprimento de um dos objetivos fundamentais e compromissos da política energética nacional.

FIGURA 6-12

Evolução da produção renovável por trimestre

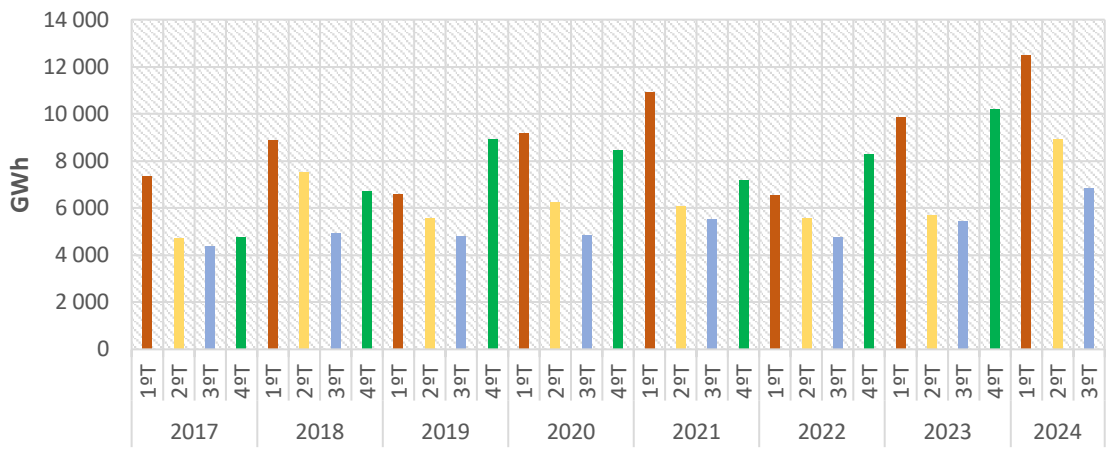
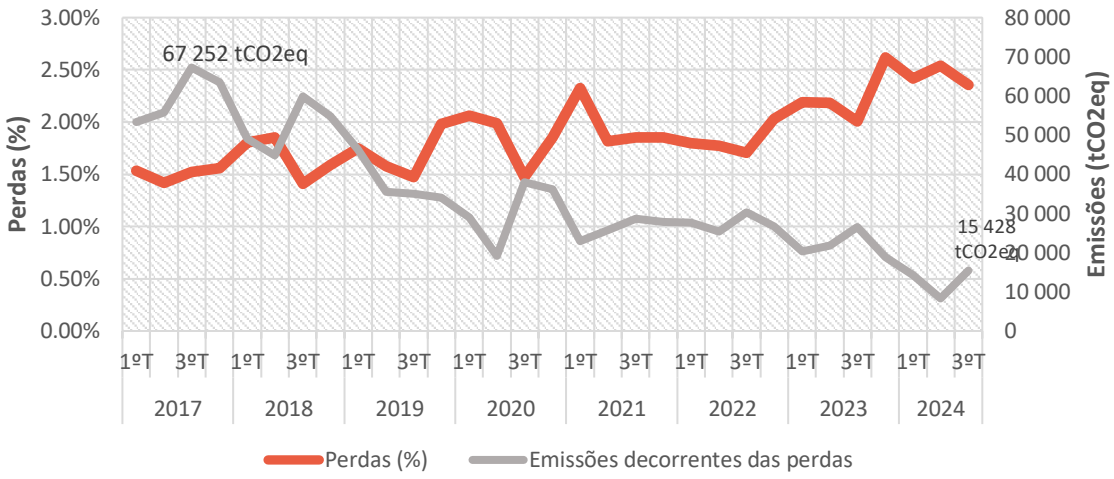


FIGURA 6-13

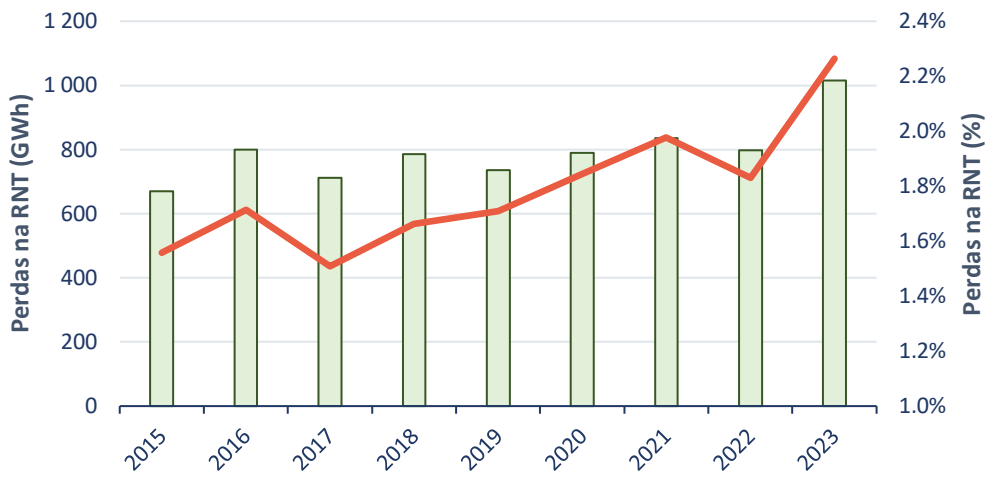
Evolução da % de perdas e das emissões decorrentes das perdas no transporte de energia elétrica, por trimestre



A Figura 6-14 permite mapear a evolução anual da percentagem de perdas no transporte de eletricidade, constatando-se que as mesmas incrementaram 0,7 p.p. entre 2015 e 2023, respetivamente de 1,56% para 2,26%. Relativamente à comparação desta variável entre 2023 (3.º trimestre) e 2024, verifica-se um novo aumento percentual das perdas, passando do valor de 2,13% em 2023 para 2,44% em 2024. Relativamente à energia das perdas, no mesmo período de 2015 a 2023, esta aumentou 51%, i.e., de 670 para 1 015 GWh. Relativamente à comparação desta variável entre 2023 (3.º trimestre) e 2024, verifica-se um novo aumento, passando do valor de 695 GWh em 2023 para 838 GWh em 2024 (20,5% de aumento). Antevê-se que, apesar do previsto crescimento da rede, o valor da percentagem das perdas no transporte face à energia entrada continue a evidenciar um aumento, dependendo do nível de penetração de nova FER no parque electroprodutor, do volume de importações, da utilização da bombagem hídrica, e do incremento do consumo elétrico no SEN, que consequentemente terão tradução na energia transportada na RNT. Projetando estas tendências para futuro, admite-se que no horizonte 2030 a percentagem de perdas no transporte possa atingir um valor na gama dos 2,5% a 3%, considerando os cenários do RMSA-E 2023 nas trajetórias Ambição e Conservadora.

FIGURA 6-14

Perdas de eletricidade na Rede Nacional de Transporte



Em contrapartida, do ponto de vista do Fator de Emissão da energia produzida e das emissões de GEE do sistema electroprodutor de Portugal Continental a redução é significativa, tal como se pode verificar, respetivamente, na Figura 6-15 e Figura 6-16.

FIGURA 6-15

Fator de Emissão da Eletricidade Produzida em Portugal Continental

(Fonte: REN e APA)

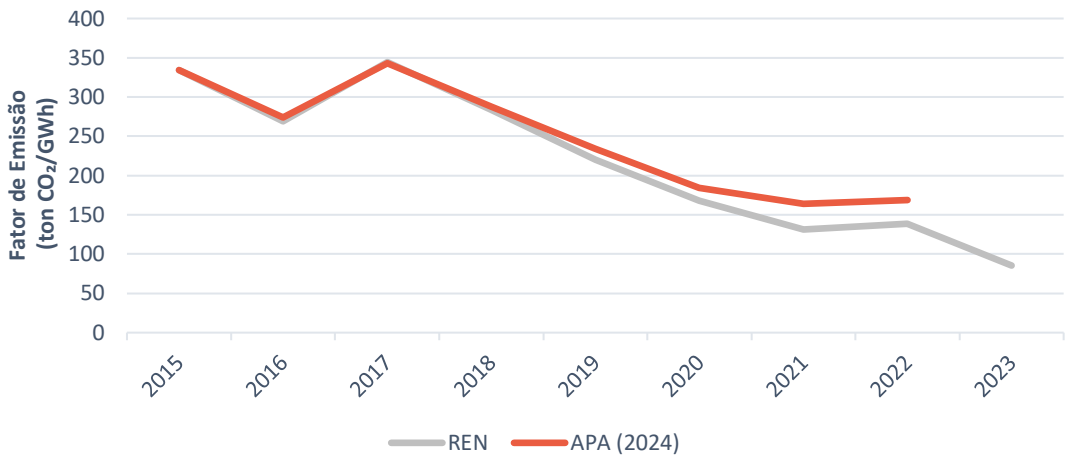
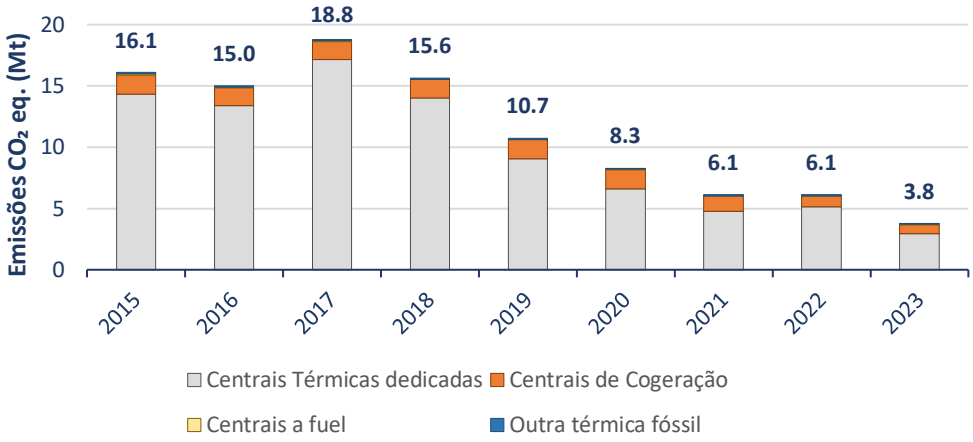


FIGURA 6-16

Emissões de CO2 do Sistema Electroprodutor de Portugal Continental
(Fonte: REN)



Da análise das Figuras 4 e 5 verifica-se, entre 2015 e 2023, uma redução de 74% do Fator de Emissão e, no mesmo período, de 77% das Emissões de GEE. Relativamente à comparação destas variáveis entre 2023 (3.º trimestre) e 2024, verifica-se uma redução de 54,6% do Fator de Emissão e, no mesmo período, de 44,5% das emissões de GEE (em 2023, no 3.º trimestre, o valor era de 3,1 $MtCO_2$ e em 2024, em período homólogo, de 1,3 $MtCO_2$). A projeção de GEE do sistema electroprodutor para 2030, tendo em consideração os cenários do RMSA-E 2023 nas suas trajetórias Ambição e Conservadora, aponta para valores inferiores a 0,5 $MtCO_2$, o que face aos valores de 2023 corresponde a uma redução superior a 70%perdas.

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*[56] 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 sustentadamente acima 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 2025, nomeadamente a entrada em serviço da nova interligação na zona do Minho, ligando as subestações de Ponte de Lima, em Portugal, com a de Fontefría, em Espanha, 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 2025, 2029 e 2034.

Uma vez que a capacidade de interligação é fortemente dependente da topologia das redes e da constituição dos parques electroprodutores 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 – 2034 – os valores da capacidade de interligação indicados deverão ser reavaliados em próximas edições do PDIRT.

[56] Definido para cada Estado-Membro como o quociente entre o valor da capacidade de interligação e a totalidade da potência instalada nos centros electroprodutores.

QUADRO 6-22

Previsão dos Valores Mínimos(1) Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação
(Limitações Previsionais só de rede)

Ano	Portugal>Espanha [MW]	Espanha>Portugal [MW]
2025	2 700(2)	2 700(2)
2029	3 500	4 200
2034	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) Até à entrada em serviço da prevista nova linha de interligação Ponte de Lima (PT) – Fontefría (ES)

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.

Tendo em consideração o Quadro 6-22 e os valores previstos até 2030 para a evolução do parque electroprodutor português, com uma potência instalada da ordem dos 30 GW no cenário Conservador e dos 36 GW no cenário Ambição[57], estima-se para esse horizonte que o indicador '*interconnection ratio*'[58] se situe numa gama entre 14% e 12%, dependendo do cenário. 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.

A este respeito, refira-se que muitos dos valores limitativos identificados estão associados aos limites de capacidade de transporte na atual linha de interligação a 400 kV Lagoaça – Aldeadávila. Assim, prevê-se a realização de estudos conjuntos com o operador da rede de transporte de Espanha com vista a identificar possíveis soluções que permitam aliviar ou mesmo ultrapassar estas restrições.

Adicionalmente, no contexto das significativas alterações verificadas e em curso nos parques produtores do sul da Península Ibérica e o acentuado valor de capacidade de ligação à RESP atribuída a instalações de consumo na Zona de Grande Procura de Sines, prevê-se a instalação de desfasadores nas duas interligações a sul de Portugal continental, as ligações a 400 kV Alqueva – Brovales e Tavira – Puebla de Guzmán, por forma a salvaguardar as capacidades de interligação e as condições de operacionalidade da rede.

[57] Excluindo a capacidade dedicada para produção de H_2.

[58] Considerando uma capacidade de interligação no sentido de importação de 4 200 MW.

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 transição energética e a crescente integração no SEN de instalações de produção a partir de fontes de 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 previsibilidade e estabilidade.

Tendo em consideração a localização do recurso renovável em Portugal continental (nomeadamente o solar e o eólico) e a procura percecionada 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 3.9, de acordo com a evolução prevista para o sistema electroprodutor até 2034, face à potência que se encontrava instalada no final de 2023, perspetiva-se um crescimento de aproximadamente 33 GW de potência instalada em aproveitamentos renováveis, excetuando a 'grande hídrica', dos quais se estima que cerca de 27 GW[59] sejam para aproveitamento do potencial solar e aproximadamente 6 GW em aproveitamento do recurso eólico *onshore*.

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 encontravam ligados à rede a 31 de Dezembro de 2023; (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).

[59] 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.

6.7.2. Caracterização dos pedidos de ligação de nova produção à rede

Do largo conjunto de capacidade já atribuída 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 6-23, apresenta-se a potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa à data de 31 de dezembro de 2023 e que ainda não se encontra ligada à rede, bem como a capacidade atribuída na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da rede a que se refere a alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º do DL 15/2022 (Acordo).

QUADRO 6-23

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 2023 (1)

Instalação RNT	[MVA]	Instalação RNT	[MVA]	Instalação RNT	[MVA]
Alcochete	63	Feira	140	Prelada	2
Alqueva	1291	Fernão Ferro	43	Recarei	307
Alto de Mira	53	Ferreira	535	Riba d'Ave	105
Alto São João	1	Ferro	166	Rio Maior	511
Armamar	84	Frades	66	Sacavém	5
Batalha	298	Fundão	740	Santarém	286
Bodiosa	293	Lagoaça	370	Sete Rios	3
Canelas	34	Lavos	35	Setúbal	198
Carrapatelo	2	Macedo	17	Sines	1149 (2)
Carregado	236	Mogadouro	116	Tábua	12
Carriche	6	Mourisca	72	Tavira	177
Carvoeira	52	Oleiros	26	Torrão	69
Castelo Branco	337	Ourique	494	Trafaria	3
Chafariz	19	Panóias	458	Trajouce	21
Custóias	6	Paraimo	140	Tunes	99
Divor	877	Pedralva	2	V. N. Famalicão	3
Ermesinde	81	Pego	888	V. P. Aguiar	55
Estarreja	265	Pegões	769	Valdigem	155
Estoi	99	Penela	37	Vale Pereiro	1143
Estremoz	328	Pereiros	114	Valpaços	8
Évora	64	Pocinho	195	Vermoim	106
Fafe	34	Pombal	79	Vila Chã	31
Falagueira	459	Portimão	62	Vila Fria	23
Fanhões	70	Porto Alto	84	Zambujal	5
				Zêzere	172

(1) Inclui a potência atribuída no âmbito do reequipamento assim como da potência dos "Acordos" já celebrados entre os operadores das redes e os promotores (abrigo da alínea b) do n. 2 do artigo 5.º-A do DL 76/2019).
(2) Na subestação de Sines, ao abrigo do n.º 2 do artigo 27.º do DL 15/2022, encontra-se reservada a potência de 800 MW com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis.

Para além da potência referida no quadro anterior, existe ainda um total de: (i) 6,1 GVA de capacidade de injeção na rede já estudada, ao nível dos reforços comuns da RNT, correspondendo ao segundo conjunto de Acordos ao abrigo dos Termos de Referência aprovados pela Direção-Geral de Energia e Geologia em 17 de fevereiro de 2020; (ii) Remanescente de aproximadamente 8,7 GVA relativa ao conjunto de pedidos de celebração de Acordo pendentes, para a ligação de nova produção à RNT, ainda por analisar.

6.7.3. Capacidade de receção

Em junho de 2019, com a publicação do Decreto-Lei n.º 76/2019, os promotores de centros electroprodutores passaram a poder obter acesso às RESP através de três modalidades — (i) acesso geral; (ii) acordo entre o interessado e o operador da RESP e (iii) procedimento concorrencial —, modalidades que se mantiveram na revisão do regime jurídico do setor elétrico que entrou em vigor por força do DL 15/2022. Nesse contexto, para ser possível o acesso à RESP, passou a ser necessário a obtenção prévia de reserva de capacidade, a qual deve constar de um Título de Reserva de Capacidade (TRC) [os centros electroprodutores com potência instalada até 1 MW e as UPAC com injeção na RESP até 1 MVA não carecem de prévia atribuição de TRC, ao abrigo e nos termos do DL 15/2022].

Neste contexto, tendo em conta

- ✓ as licenças de produção atribuídas pela DGEG ainda ao abrigo da anterior redação do Decreto-Lei n.º 172/2006;
- ✓ os TRC emitidos por ambos os operadores de rede nas modalidades de acesso geral e de acordo entre o interessado e o operador da RESP;
- ✓ os TRC emitidos no âmbito dos procedimentos concorrrenciais para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP para energia solar fotovoltaica, realizados em 2019, 2020 e 2021;
- ✓ as pronúncias do GTGSEN para o ORD;
- ✓ a reserva de capacidade no nó de Sines[60].

é possível a disponibilização de nova capacidade de injeção na RNT para atribuição da respetiva reserva, tanto na AT das instalações da RNT, como em MAT, na zona norte com a entrada-em-serviço de alguns reforços da RNT aprovados em sede de PDIRT 2022-2031, cuja concretização está prevista para 2028-2029.

Com a atual infraestrutura da rede de transporte, os projetos de reforço já aprovados[61] mas que ainda não se encontram em serviço, assim como os identificados no âmbito dos acordos entre os interessados e os operadores da RESP, considera-se que a RNT terá condições para a integração da

[60] Ao abrigo do n.º 2 do artigo 27.º do DL 15/2022, encontra-se reservada a potência de 800 MW com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis.

[61] 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"

nova geração de origem solar prevista na presente edição do PDIRT (subcapítulo 3.9) que se encontra em linha com as previsões da mais recente versão do PNEC 2030.

Contudo, para a ligação de nova produção de fonte eólica *onshore*, a capacidade é ainda insuficiente para os objetivos previstos no cenário Ambição do RMSA-E 2023. Para esse efeito, são apresentados projetos, essencialmente com modificação de eixos existentes a 220 kV para novos eixos a 400/220 kV, procurando deste modo minimizar o impacto ambiental e, ao mesmo tempo, permitir a criação de nova capacidade de injeção na RESP. Neste contexto, a conjugação da nova capacidade a criar com processos de hibridização e reequipamento, permite criar as condições para a instalação de capacidade de fonte eólica *onshore* nos montantes indicados naquele cenário do RMSA.

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 6-24 os projetos deste Plano (descritos em detalhe no capítulo 5.) com impacto significativo ao nível dos valores das capacidades de receção na RNT, bem como a estimativa do respetivo acréscimo de capacidade.

QUADRO 6-24

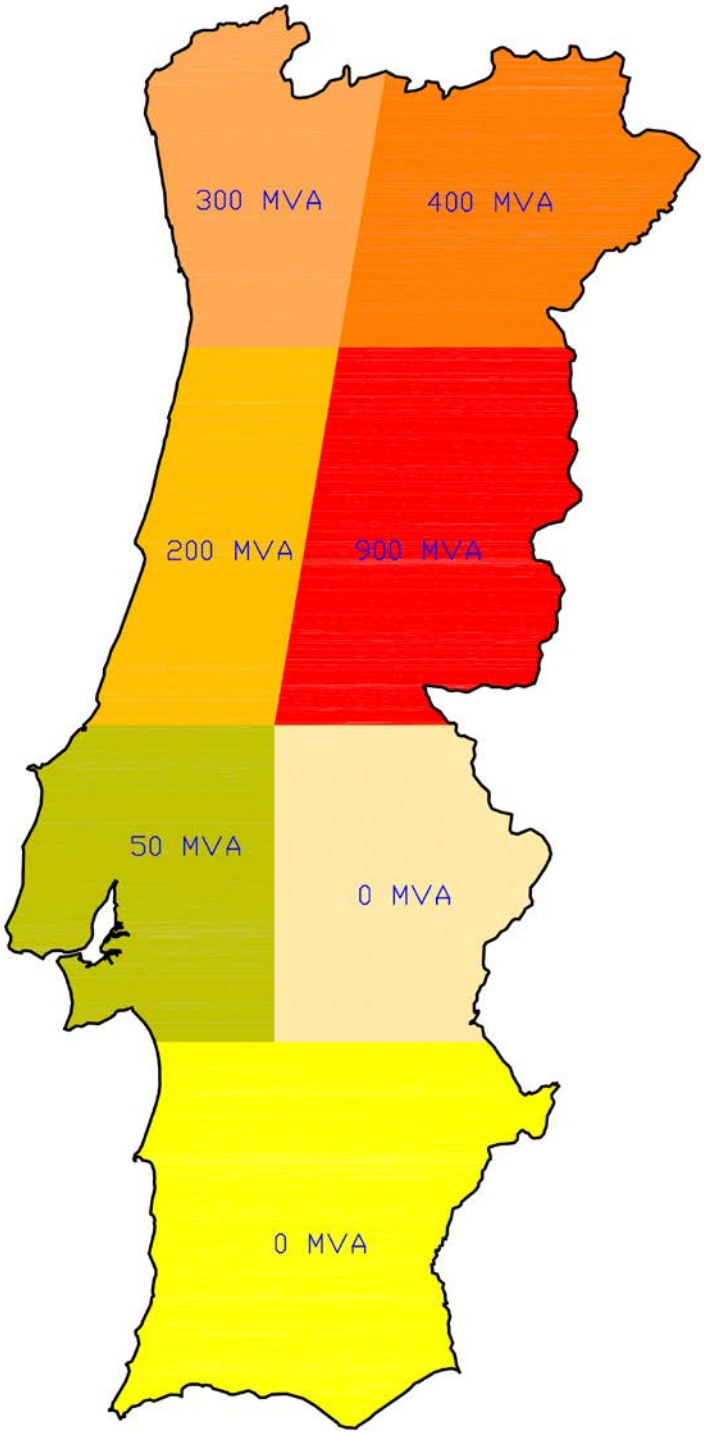
Projetos de reforço na RNT com impacto nas capacidades de receção para nova geração

Projeto de reforço na RNT	Estimativa de acréscimo de capacidade de injeção na RNT [MVA]
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 (PR1907)	50
Flexibilidade de operação da rede na zona de Trás-os-Montes - Fase 2 (PR2406)	200
Reforço da rede para incremento de capacidade de receção – Bloco 1 Fase 1 (PR2407)	200
Reforço da rede para incremento de capacidade de receção – Bloco 1 Fase 2 (PR2408)	400
Reforço da rede para incremento de capacidade de receção – Bloco 1 Fase 3 (PR2409)	500
Reforço da rede para incremento de capacidade de receção – Bloco 2 (PR2410)	500

Na Figura 6-17 apresenta-se a distribuição geográfica dos acréscimos de capacidade de receção apresentados no Quadro 6-24. Salienta-se que a informação apresentada não incorpora a capacidade de receção criada, quer por reforços de rede aprovados em anteriores edições do PDIRT, quer a reserva de 800 MW em Sines com a finalidade de promoção do uso local de energias renováveis (ao abrigo do n.º 2 do artigo 27.º do DL 15/2022).

FIGURA 6-17

Distribuição do incremento da capacidade de receção dos projetos apresentados na presente proposta de PDIRT



A respeito de capacidade de injeção na RESP, importa mencionar que da capacidade de injeção da RND, indicada pelo operador da RND na proposta mais recente do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, ca. 7 GVA, a capacidade de transformação das subestações da RNT com os projetos já decididos e com os Projetos Base apresentados neste PDIRT para o

horizonte de 2029 que não apresenta restrições técnicas para a injeção daquela potência na RND é de ca. 6 GVA, o que poderia levar a conjeturar que tal permitiria a atribuição da reserva dessa capacidade ligada às redes de distribuição. Contudo, tal capacidade refere-se unicamente às condições de transmissão da energia das redes de distribuição até aos barramentos de muito alta tensão das subestações da RNT, a partir dos quais essa energia terá que ser transmitida para os consumos ligados à RESP, nomeadamente a outras redes de distribuição ou ligados diretamente à RNT, ou, ainda, exportada para a rede de transporte espanhola. Tenha-se, assim em atenção, que esses fluxos requerem estudos de rede que permitam assegurar a sua viabilidade técnica à luz dos critérios regulamentares e concorrem com a capacidade pretendida pelos titulares de pedidos pendentes de celebração de acordo entre o interessado e o operador da RNT.

Salienta-se que a necessidade de reforços da rede é também influenciada pela evolução do sistema elétrico espanhol. De facto, dada a forte interligação entre ambas 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. Desta forma, não será de excluir uma necessidade futura de reforços pontuais da rede por forma a eliminar potenciais restrições na RNT que venham a ser criadas por alterações mais significativas no sistema elétrico espanhol.

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 2021 (publicado em Diário da República, 2ª série de 12 de maio), tendo entrado em vigor a 1 de janeiro de 2022, 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 estes aportam para a continuidade e segurança do abastecimento.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Os Quadro 6-25 a Quadro 6-27 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos à remodelação de linhas, subestações e sistemas.

QUADRO 6-25

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos - Linhas

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil dos 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 ás Alterações Climáticas (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)
Intervenção/Remodelação em Linhas MAT	[96 - 1857]	++	5	[3-10]

QUADRO 6-26

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 do Fim de Vida Útil dos Ativos	Modernização de Ativos						
	Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)	Indicador de Criticidade (0-10)	Resiliência e Adaptação ás Alterações Climáticas (0-10)	Redução de Impactos Ambientais (0-10)
Alqueva	-	-	+	-	8	3	10
Alto Lindoso	6 742	630	+++	6 (4)	7	7	7
Divor	-	-	+	-	8	3	10
Fanhões	-	-	+	-	-	3	1
Rio Maior	6 768	241	+++	6 (4)	6	7	5
Trajouce	1 632	16	+++	6 (4)	5	7	7
Vila Fria	528	297	+++	6 (4)	4	7	7
Palmela	8 252	-	++	-	6	7	3
Fernão Ferro	2 608	78	++	-	5	7	3

QUADRO 6-27

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 do Fim de Vida Útil dos 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 Activo (0-10)
Alqueva	95	0,59	65	0,40	5 544	706	270	+++	4 (5)
Batalha	310	1,91	154	0,95	5 544	226	1 189	+++	5 (4)
Bodiosa	121	0,75	37	0,23	2 772	304	108	+++	4 (5)
Lavos	185	1,14	144	0,89	6 600	1263	622	+++	3 (6)
Paraimo	125	0,77	27	0,16	7 830	125	248	+++	4 (5)
Trafaria	128	0,79	46	0,28	1 034	15	269	+++	6 (3)

COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

O Quadro 6-28 e o Quadro 6-29 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 6-28

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2029

Compromissos com o ORD e segurança de alimentação					
Blocos de Projetos	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | (M€/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
ıção à RND Faixa Litoral a norte do Grande Porto	5%	48	0,07		-
ıção à RND, na região de Trás-os-Montes	-	223	0,14		-
ıção à RND, na região do Porto	-	17,3	0,02		-
ıção à RND, na faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa	-	123	0,16		-
ıção à RND, na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal	-	563	0,25		-

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

QUADRO 6-29

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2034

Compromissos com o ORD e segurança de alimentação					
Blocos de Projetos	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) | (M€/ano)		Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
Ligação à RND, na região do Minho	10%	1637	2,82		-
Ligação à RND, na região de Trás-os-Montes	0	233	0,15		-
Ligação à RND na região do Porto	11%	264	0,35		-
Ligação à RND, na faixa litoral entre Grande Porto e Grande Lisboa	14%	0	0,00		-
Ligação à RND, na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal	7%	0	0,00		-

* 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 2025 e 2029, sendo igualmente apresentados os valores trifásicos máximos para o ano de 2034. No mesmo anexo são também apresentados os valores máximos e mínimos, previstos para 2025 e 2029, 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, bem como os que decorrem de acordos entre o ORT e requerentes para criação de capacidade de receção de nova produção na RNT. A consideração destes três blocos de projetos, assumindo a concretização de todos eles, induz 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.

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 6-30 são apresentados os valores de correntes de defeito considerados para dimensionamento de instalações na RNT.

QUADRO 6-30

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 defeito 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.

Na sequência do último PDIRT foram tomadas medidas de controlo das correntes de defeito assimétrico no nível dos 60 kV em algumas nas subestações, nomeadamente Fanhões, Bodiosa e Alqueva, estando em curso o processo de aquisição de novas reactâncias de neutro para instalação nos transformadores de potência destas instalações.

CORRENTES DE DEFEITO NA RNT

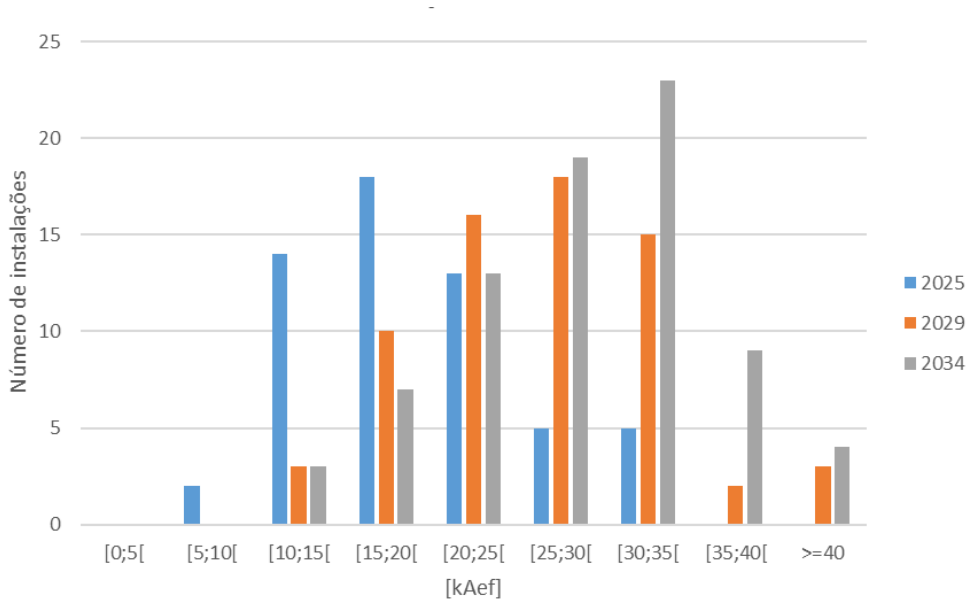
A Figura 6-18 apresenta a distribuição das correntes de defeito trifásico máximas estimadas para cada nível de tensão ao longo do período de 2025 a 2034.

Salienta-se que os gráficos apresentados através da Figura 6-18 englobam todas as instalações onde foram calculadas as correntes de defeito, e não apenas os barramentos da RNT.

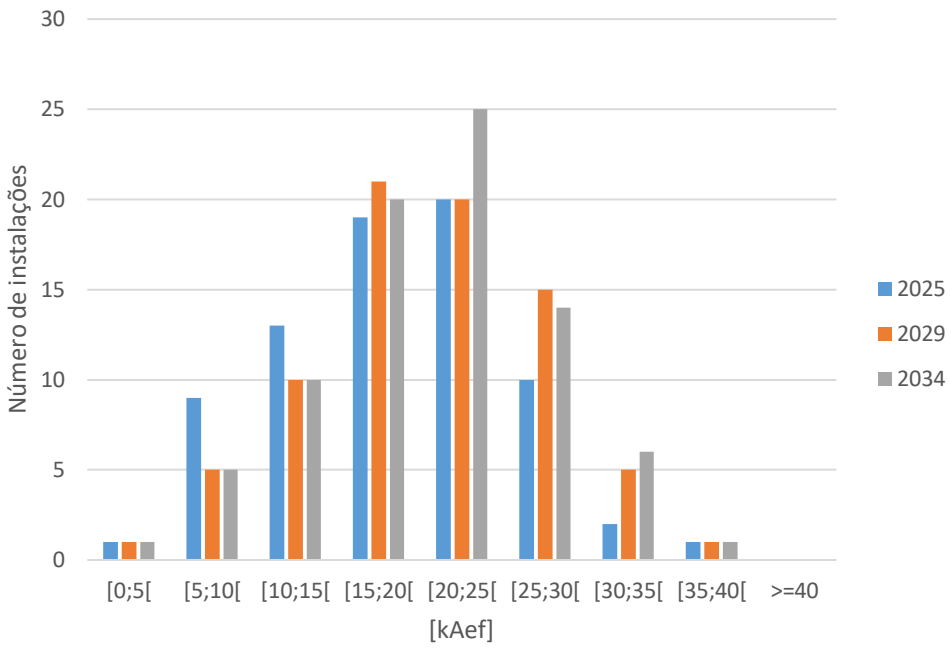
FIGURA 6-18

Classes de correntes máximas de defeito trifásico por nível de tensão estimadas para 2025, 2029 e 2034

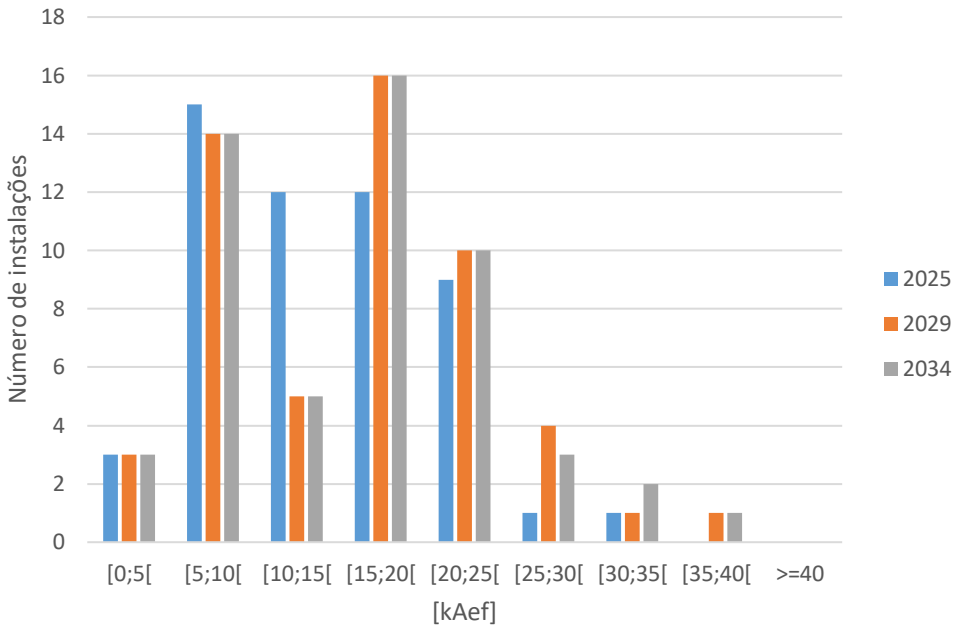
Instalações de 400 kV



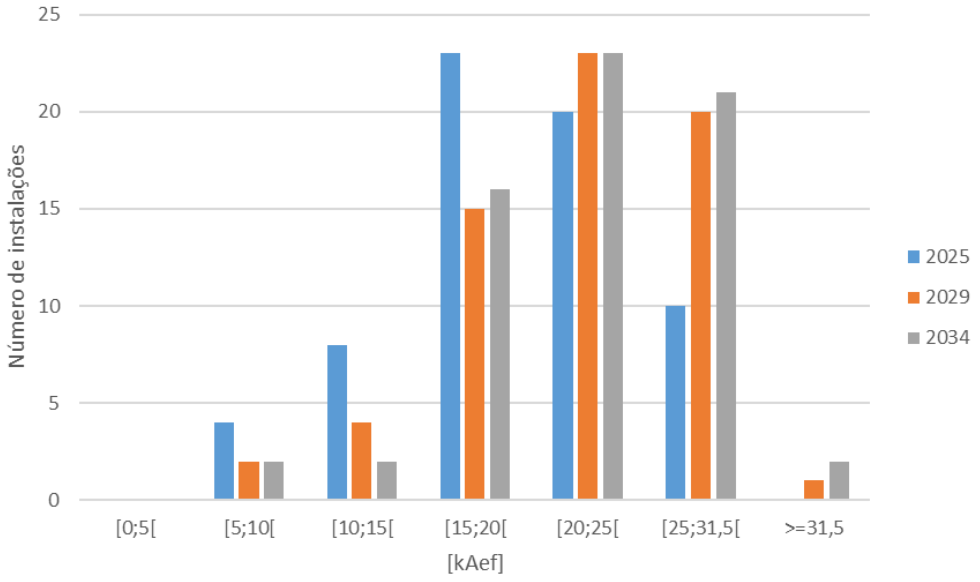
Instalações de 220 kV



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 2025 a 2034 as instalações que apresentam valores superiores a 40 kA são as subestações Lagoaça, Odivelas, Pedralva e Recarei.

A nível das correntes de defeito nos 220 e 150 kV, verifica-se que todos os valores de correntes de defeito 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. Destacando-se as subestações de Armamar, Fanhões, Recarei, Valdigem e Vermoim no nível de 220 kV e as subestações de Ferreira do Alentejo, Pedralva e Sines no nível de 150 kV com um valor mais elevado de corrente de defeito e superior a 31,5 kA.

Ao nível dos 60 kV, de um modo geral a maioria das instalações encontram-se adequadas aos valores de corrente de defeito trifásico máximas calculadas ao longo do período de 2025 a 2034, uma vez que estes valores se encontram abaixo do valor de 31,5 kA considerado ao nível do projeto destas instalações. No entanto, as subestações de Lavos e Divor deverão vir a ser alvo de um estudo específico e detalhado de forma avaliar a eventual necessidade de serem tomadas medidas mitigadoras de forma a reduzir a corrente de defeito trifásico abaixo dos 31,5 kA face ao aumento da produção em regime especial prevista a médio e longo prazo para estas zonas de rede. Salienta-se ainda que, caso venha a ser instalado um quarto transformador na subestação da Batalha, será necessário efetuar também uma limitação das correntes de defeito trifásico nesta instalação ao nível dos 60 kV.

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 2025 a 2034, num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo para além dos Projetos Base também os Projetos Complementares, assim como os que decorrem de acordos entre o ORT e requerentes para criação de capacidade de receção de nova produção na RNT, nos níveis de 400, 220 e 150 kV as instalações existentes, as 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 as subestações de Lavos e Divor deverão ser alvo de um estudo específico e detalhado de forma avaliar a eventual necessidade de serem tomadas medidas mitigadoras de forma a reduzir a corrente de defeito trifásico abaixo dos 31,5 kA.

Por fim, apesar de não ter sido contemplado no conjunto de projetos apresentados neste PDIRT, chama-se a atenção que um eventual reforço de transformação na subestação da Batalha (quarto transformador) levanta desafios sérios a nível da gestão das correntes de defeito trifásico nos 60 kV desta instalação.

6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA

6.10.1. Evolução da procura

A evolução da procura pode ser dividida em duas vertentes: (i) o normal crescimento dos consumos (que incorpora novos consumos de reduzida dimensão relativa); (ii) a ligação de novos consumos de elevada potência.

Eventuais necessidades de reforços de rede para abastecimento de novos consumos de elevada potência, cujos pedidos de ligação têm surgido em larga quantidade desde a última edição do PDIRT, terão de ser analisados caso a caso tendo em conta o montante de potência a abastecer, nível de tensão de ligação à rede, assim como a sua localização na rede.

Em resultado dos inúmeros pedidos de ligação à RNT e à RND de instalações de consumo, muito dos quais de elevada potência, o ORT tem vido a desenvolver estudos de rede no sentido de verificar as condições da RNT para esse efeito. O ORT dará continuidade aos mencionados estudos que podem implicar o desenvolvimento da RNT ou reforços de infraestruturas existentes ou planeadas sobre os quais importa avaliar da sua viabilidade e custos associados que não é possível descrever na presente proposta de PDIRT face à dimensão e cronologia dos pedidos formulados junto do ORT.

Em todo o caso e face à experiência que levou ao reconhecimento da zona de rede associada à subestação existente de Sines da RNT como Zona de Grande Procura, nos termos do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, que estabelece um procedimento excecional para atribuição de capacidade de ligação à RESP quando a procura requerida supera a capacidade da rede, antevê-se a possibilidade de deflagração de procedimentos semelhantes para as zonas de rede associadas às subestações ou postos de corte dos eixos da RNT nas áreas da Grande Lisboa e Península de Setúbal, do eixo Pego/Abrantes – Castelo Branco, Grande Porto - Minho e da zona de Aveiro/Estarreja. Com efeito, as manifestações de interesse em diversas zonas de Portugal continental, que não a zona territorial de Sines, superam já a capacidade atribuída a esta Zona de Grande Procura.

Quanto à evolução dos consumos existentes e novos consumos de menor dimensão que se possam vir a ligar na RND, foi realizada uma análise de sensibilidade à taxa local de crescimento dos consumos na RND. De referir que esta análise foca-se apenas sobre o impacto que essa sensibilidade ao consumo possa ter ao nível dos Projetos Base, em particular nas capacidades de potência de transformação MAT/AT.

Considerando um valor de crescimento nulo após 2024, isto é, assumindo a estagnação do consumo com referência a 2024, a análise irá centrar-se nos transformadores previstos para o ano

de 2029 e posteriores, na medida em que os prazos de concretização de projetos desta natureza podem levar em média cerca de 30 a 40 meses, desde que se tome a decisão de realização até à sua entrada em exploração. Desta forma, a concretização de projetos previstos no horizonte 2025 2028 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 ou a necessidade de reforço da capacidade de transformação para a integração de nova geração na RND, 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 ou da necessidade de integração de nova geração na RND.

Para o período de 2029 a 2034, e de acordo com o Quadro 4-10, excluindo as substituições de unidades existentes em final de vida útil ou o reforço da capacidade de transformação para a receção de nova geração na RND, encontra-se prevista a necessidade de quatro novos transformadores (Alto de São João, Canelas, Fafe, Oleiros, Prelada e Santarém) para continuar a garantir a alimentação dos respetivos consumos. Contudo, um cenário com uma taxa de crescimento do consumo muito reduzida ou mesmo de estagnação, em relação ao considerado nesta proposta de Plano, terá como consequência o adiamento de tais reforços de capacidade de transformação.

Na eventualidade de uma taxa de crescimento dos consumos superior à considerada neste Plano, até ao horizonte 2027/2028 não se perspetiva 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.

Tem-se constatado nos últimos anos um crescimento acentuado de pedidos de ligação de novos consumos com significativa potência na RND. Neste contexto, tendo em consideração que não é possível prever a localização e a potência de futuras solicitações destes novos consumos, a análise referida no parágrafo anterior não inclui uma potencial necessidade de reforço da transformação MAT/AT, para além da que consta na presente proposta de PDIRT, para criação de condições para a ligação deste tipo de novos consumos.

6.10.2. Evolução da oferta

PERSPETIVA DE CURTO PRAZO

Do ponto de vista de operação da rede, nomeadamente na zona sul, tendo presente a cessação definitiva em 2021 da produção das centrais a carvão, não estão constituídas as devidas condições de segurança de operação da RNT em situação de contingência, enquanto não se encontrarem concluídos e em operação os seguintes reforços:

- linha a 400 kV Fanhões – Rio Maior (prevista no horizonte 2027/2028);
- eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira (previsto concluído em 2024).

Os principais riscos identificados em regime de contingência decorrem de situações que provoquem sobrecargas na RNT na região a norte de Lisboa ou congestionamentos nas regiões do Alentejo e Algarve nos períodos de maior carga.

Neste contexto, para continuar a garantir a segurança de operação da RNT, foram identificadas as seguintes medidas mitigadoras:

- Mobilização de grupos geradores da central térmica do Ribatejo ligados a 400 kV;
- Mobilização da central hidroelétrica de Alqueva;
- Assegurar produção nas centrais de cogeração da zona de Sines;
- Acesso pelo Gestor do Sistema às capacidades técnicas de geração de reativa das centrais fotovoltaicas já ligadas à RNT, mesmo em horas de 'potência ativa nula';
- Redução do consumo, por corte de consumos interruptíveis e/ou de outras cargas do Algarve não prioritárias.

EVOLUÇÃO NO MÉDIO/LONGO PRAZO

Numa visão de médio/longo prazo, nos cenários Conservador e Ambição do RMSA-E 2023 (Anexo 2) está considerado a cessão da produção 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 2034, 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[62], não se identifica a necessidade de outros reforços de rede por forma a manter a segurança e a fiabilidade da operação da RNT.

No âmbito da produção renovável de origem, 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.

[62] Ao abrigo da alínea b) do n.º 2 do Artigo 18 do DL 15/2022.

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 centrais hídricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega que constituem 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 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.

O ORT tem também como prática a realização de estudos de estabilidade, não apenas a nível do sem, 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 electroprodutores 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)[63] 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 electroprodutores síncronos clássicos da Península Ibérica, os quais estiveram envolvidos em oscilações de potência mal amortecidas com a Europa Continental. Desse estudo, resultou um conjunto de recomendações de alterações de parâmetros de estabilizadores de potência em algumas centrais elétricas em Portugal,

[63] 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.

redomendações essas que foram implementadas durante os últimos anos, com a participação muito cooperante dos titulares das centrais envolvidas.

No final de 2022, foi efetuado um estudo de segurança e estabilidade do Sistema Elétrico Nacional que teve como objetivo simular defeitos em zonas de rede mais críticas ao nível do espalhamento de cavas de tensão e analisar os volumes de disparo de geração de forma a verificar o cumprimento dos critérios de estabilidade definidos no Regulamento da Rede de Transporte.

Os defeitos elétricos que são simulados nos estudos de estabilidade, e para os quais o sistema elétrico se deve manter estável sem saída de elementos, 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 (ou, para o mesmo efeito, falha das funções diferenciais de linha), que podem conduzir a tempos de eliminação de defeito 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, em particular tendo em conta as modalidades de atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP ao abrigo das alíneas a), b) e c) do n.º 2 do Artigo 18.º do DL 15/2022, verificou-se 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, sistemas 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 significância dos mesmos (potência de ligação – definida pelo Despacho n.º 7/2018 da DGEG), 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, na medida das suas responsabilidades, as contribuições do ORT para o estabelecimento dos requisitos não exaustivos do código foram incluídas e publicados pela entidade competente através da Portaria n.º 73/2020, finalizando a implementação nacional deste regulamento.

Adicionalmente, nos procedimentos de ligação à rede que incluem, do ponto de vista da segurança da rede, um procedimento de comunicação operacional e de verificação de conformidade dos respetivos requisitos técnicos, a sua operacionalização e concretização é de primordial importância para garantia da segurança do SEN.

Saliente-se que, durante o ano de 2018, foi implementado pela ORT 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 SENI presente e futuro. Este projeto vem possibilitar ao ORT continuar 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.

Assim, 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, deverá assumir um papel cada vez mais relevante 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.

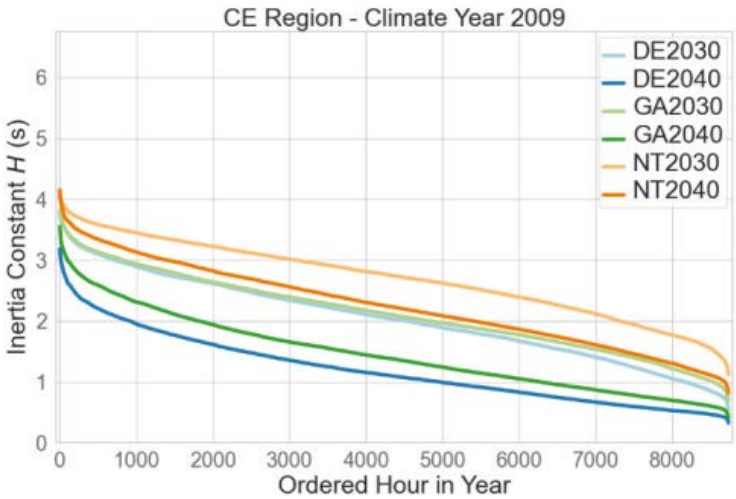
6.11.4. Redução de inércia no sistema elétrico e medidas de mitigação

Um sistema elétrico com inércia reduzida torna-se mais vulnerável a sofrer variações de frequência decorrentes dos desequilíbrios entre geração e consumo. De acordo com os estudos efetuados pela

ENTSO-E no âmbito do "Ten-Year Network Development Plan 2022" [64], conforme ilustrado na Figura 6-19, existe uma tendência crescente da diminuição da inércia no sistema interligado do Europa Continental e, em caso de eventual separação do sistema interligado, um risco também crescente de "black-out" de parte ou da totalidade desta região síncrona devido à perda de resiliência provocada pela diminuição de inércia. Sob este último ponto de vista, análise dos casos de eventual separação do sistema da área síncrona da Europa Continental, a ENTSO-E encontra-se a realizar estudos[65] para avaliar as consequências na segurança do sistema europeu e a determinar quais as medidas de solução mais adequadas para contrariar a perda de resiliência verificada.

FIGURA 6-19

"Ten-Year Network Development Plan 2022: System Needs Study – System Dynamic and Operational Challenges"



As curvas de duração apresentam a constante de inércia equivalente estimada H(s) para a Área Síncrona da Europa Continental em todos os cenários do "Ten Year Network Development Plan" da ENTSO-E. Verifica-se uma clara tendência de diminuição da inércia de 2030 para 2040 em todos os cenários, sendo esta diminuição ainda mais pronunciada nos cenários DE2040 e GA2040, os quais incorporam mais ambição na integração de fontes de energia renovável.
NT 2030, NT 2040 – National Trends 2030, 2040;
DE 2030, DE 2040 – Distributed Energy 2030, 2040;
GA 2030, GA 2040 – Global Ambition 2030, 2040).

As variações de frequência no sistema elétrico ocorrem devido a desequilíbrios entre a geração e o consumo. Nestes casos, a energia armazenada nas massas girantes dos geradores síncronos, em virtude da inércia mecânica destas unidades, pode contribuir para equilibrar instantaneamente o desequilíbrio. Esta resposta inercial imediata resulta numa variação das velocidades dos rotores e, consequentemente, na frequência do sistema. A resposta inercial das máquinas síncronas é

[64] "Ten-Year Network Development Plan 2022: System Needs Study – System Dynamic and Operational Challenges" - https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/syst-dynamic-operational-challenges.pdf

[65] "Project Inertia Phase II – Updated Frequency Stability Analysis in Long Term Scenarios, Relevant Solutions and Mitigation Measures" - https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/231108_Project_Inertia_Phase_II_First_Report_FOR_PUBLICATION_clean.pdf

essencial para suster a variação de frequência até que os fornecedores de resposta de reserva de frequência possam reagir e variar a potência ativa das suas instalações de modo a restabelecer de forma definitiva o equilíbrio entre a geração e o consumo e consequentemente o valor nominal da frequência.

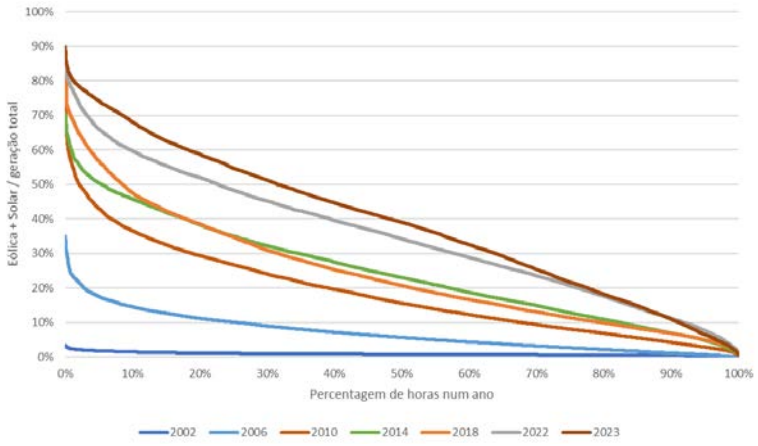
A taxa inicial da variação de frequência (RoCoF - Rate of Change of Frequency) no momento em que ocorre o desequilíbrio é uma medida da severidade da perturbação e depende de dois fatores principais: a inércia e o valor do desequilíbrio entre a geração e o consumo. Quanto menor a inércia e maior o desequilíbrio entre a geração e o consumo, maior o RoCoF. Tendo em conta o tempo necessário para as ações de resposta de reserva de frequência, RoCoFs altos originam maiores desvios de frequência o que poderá levar à atuação de proteções de mínimo/máximo de frequência de consumos e geração, e levar, em último caso, a um "black-out".

Um sistema terá tanto menos inércia conforme menor o número de Módulos Geradores Síncronos (MGS) e maior o número de Módulos de Parque Gerador (MPG) despachados no seu *mix* de geração em cada instante. No entanto, embora os Módulos de Parque Gerador não contribuam para a inércia do sistema devem contribuir, conforme estabelecido no Regulamento (EU) 2016/631 e Portaria 73/2020, para limitar as variações de frequência através dos requisitos de Modo Limitadamente Sensível à Frequência em sobrefrequência ou subfrequência e Modo Sensível à Frequência. Do ponto de vista da resiliência a variações de frequência, todos os módulos geradores, tanto os MGS como os MPG, devem também possuir a capacidade de suportar uma gama mínima de desvios de frequência e um valor mínimo de RoCoF.

Na Figura 6-20, é ilustrada a estimativa da evolução da percentagem de geração proveniente de Módulos Geradores sem inércia (Módulos de Parque Gerador com fonte primária eólica e solar) na totalidade da geração em Portugal para todas as horas dos anos entre 2002 e 2023. As curvas de duração ilustram o número de horas em que essa percentagem está acima de determinado valor.

FIGURA 6-20

Curva de duração da percentagem de produção proveniente de módulos geradores sem inércia no mix de produção



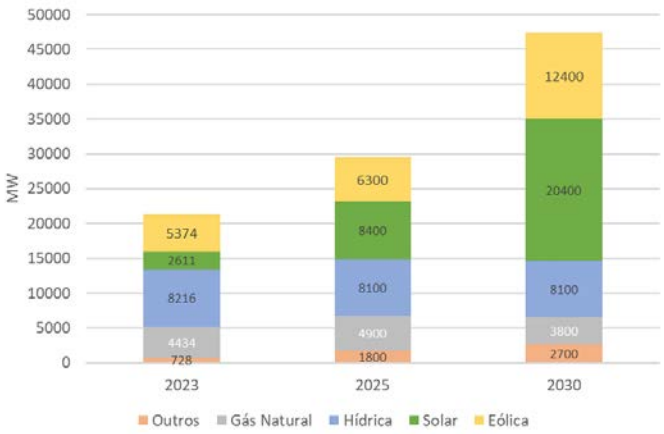
A Figura 6-21 ilustra a evolução da situação em Portugal, fornecendo uma perspetiva do crescimento acentuado da geração que não possui inércia no mix de produção. Se há vinte anos

praticamente toda a geração colocada para abastecer o consumo possuía intrinsecamente inércia (Módulos Geradores Síncronos), verifica-se desde então um número crescente de horas no ano em que, por exemplo, mais de 50% da geração presente no *mix* não possui inércia. Mais recentemente, mesmo no curto espaço de um ano, entre 2022 e 2023, o crescimento desta tendência é claramente observável. Atualmente existem algumas horas de operação em que a percentagem de produção proveniente de Módulos de Parque Gerador sem inércia atinge ou ultrapassa os 85%. No futuro, devido à maior integração de geração solar e eólica, prevê-se que esta tendência seja ainda mais acentuada.

A Figura 6-21 permite observar, de acordo com os dados da Caracterização da RNT, situação a 31 de dezembro de 2023, e de acordo com as metas do Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030, para 2025 e 2030, a evolução da potência instalada por tipo de tecnologia. Neste período, antevê-se que a potência instalada de eólica e solar passe de cerca de 37% do total da potência instalada em 2023 para cerca de 69% do total da potência instalada em 2030.

FIGURA 6-21

Perspetiva da capacidade instalada em Portugal agregada por tipo de tecnologia para os anos de 2023, 2025 e 2030



Com o crescimento da potência instalada de eólica e solar, e previsível incorporação da mesma no *mix* de geração em cada instante, o número de horas no ano com geração sem inércia irá aumentar substancialmente. Deste modo, a sensibilidade da frequência aos desequilíbrios entre a geração e o consumo tenderá também a aumentar.

<u>Soluções de mitigação</u>

Os compensadores síncronos com volante de inércia contribuem para aumentar a inércia total do sistema, atenuando a diminuição de inércia que se tem verificado com a alteração do *mix* de produção. Deste modo, é reforçada a resiliência do sistema sob o ponto de vista da estabilidade de frequência, o que contribui para limitar a taxa de variação (RoCoF) e a amplitude dos desvios de frequência que se verificam na sequência de desequilíbrios entre a geração e o consumo.

Um compensador síncrono fornece ainda a capacidade de regulação automática de tensão, gerando ou absorvendo continuamente potência reativa. Devido à sua capacidade de fornecer potência de

curto-circuito, um compensador síncrono permite também apoiar o sistema durante defeitos e na subsequente recuperação de tensão contribuindo para uma melhoria da qualidade de serviço.

Neste contexto, a presente proposta de PDIRT considera a oportunidade da instalação de duas unidades deste tipo (compensadores síncronos) na zona sul de Portugal continental, com as seguintes características técnicas: 4000 MWs e 250 MVAr.

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 3.º 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[66]), 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 bem como à consequente necessidade de dotar a RNT de condições adequadas para responder às solicitações de alimentação a novos grandes consumos industriais, 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, dotar a rede das condições necessárias à alimentação dos novos consumos de valor elevado de potência e ultrapassar 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;

[66] Partidário, M. R. (2012). *Guia de melhores práticas para Avaliação Ambiental Estratégica - orientações metodológicas para um pensamento estratégico em AAE.* IST-UTL. Lisboa: Agência Portuguesa do Ambiente com o apoio de Redes Energéticas Nacionais (REN), SA.

- ✓ 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;
- ✓ a criação de novas instalações na RNT, para aumentar a possibilidade de ligação de novos reforços de rede, de nova produção ou instalações de consumo, na estrutura malhada da rede, aumentando a segurança e eficiência do SEN.

Os 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*, *Energia e Alterações Climáticas* e *Capital Natural e Patrimonial*.

O âmbito e o alcance da AAE é objeto de consulta institucional, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho.

A definição dos FCD da AAE do PDIRT 2025-2034 teve em consideração de forma integrada:

- ✓ o objeto de avaliação, ou seja, a proposta do PDIRT;
- ✓ o Quadro de Referência Estratégico;
- ✓ as Questões Estratégicas associadas à estratégia de expansão d;
- ✓ 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 e, ainda, a alimentação a novos consumos de elevada potência, nomeadamente localizados na Zona de Grande procura de Sines.

Não deixa, contudo, de se relevar, que a opção por eixos estratégicos materializados com novas linhas duplas e modificação de linhas simples para 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.

O culminar deste exercício de avaliação dos eixos estratégicos da proposta de PDIRT 2025-2034, inclui a realização de uma consulta pública e institucional sobre a versão preliminar do RA.

Os comentários e sugestões efetuados pelas entidades são considerados na versão final do RA. Na sequência da publicação da versão final da AAE e da respetiva Declaração Ambiental, será estabelecido um protocolo de seguimento que assentará em Diretrizes de Planeamento e Gestão

(DPG) e Diretrizes de Monitorização (DM) correspondendo, neste caso, ao apuramento anual dos principais indicadores que serão objeto de publicação nos Relatórios de Avaliação e Controlo Ambiental dos anos subsequentes.

6.13. PROGRAMA SECTORIAL

O desenvolvimento do PDIRT 2025-2034 e correspondente AAE confronta-se, por comparação com as anteriores edições, com as alterações do quadro legal que o regulamenta (nomeadamente, ao nível do regime jurídico do SEN). Em face desta nova realidade, o presente ciclo de planeamento (2025-2034) também terá de assegurar o cumprimento do regime jurídico dos Instrumentos de Gestão Territorial (IGT), uma vez que o Plano deverá revestir a natureza de Programa Setorial.

Assim, com o objetivo de dar resposta aos correspondentes requisitos legais, este programa abrange as infraestruturas da RNT desenvolvida no âmbito da respetiva concessão de serviço público. As referidas infraestruturas são categorizadas conforme o seu estado de implementação territorial:

- ✓ **Infraestruturas existentes:** no caso das subestações, postos de corte e outras instalações similares, correspondem a instalações elétricas licenciadas e construídas em imóveis pertencentes à concessão. No caso das linhas de MAT, correspondem a instalações elétricas licenciadas, às quais está associado um regime de servidão sobre os imóveis sobrepassados, que implica o direito de passagem e a obrigação de gestão de uma zona de proteção envolvente e centrada no eixo da linha;

- ✓ **Infraestruturas incluídas em anteriores edições do PDIRT**: infraestruturas aprovadas pelo Concedente e em relação às quais já se iniciaram os projetos ou até os processos de licenciamento que, em alguns casos e dependendo da aplicabilidade do Regime Jurídico de AIA, poderão incluir avaliações ambientais, mas que ainda não entraram em serviço;

- ✓ **Infraestruturas que resultam dos projetos em apreciação neste PDIRT**: em relação às quais se conhecem apenas as necessidades e calendarizações para o estabelecimento das infraestruturas. O conhecimento sobre as áreas geográficas, onde serão implementadas as infraestruturas, na presente fase de elaboração do PDIRT, é indicativo, não permitindo que sejam retratadas com maior detalhe em IGT. Como ponto de partida, para os estudos e projetos das novas infraestruturas, definem-se áreas com cerca de 20 km de largura e extensão geográfica necessária à interligação requerida.

Os elementos territoriais são, a semelhança da AAE, apresentado no Volume II deste Plano.

6.14. PROJECTOS ELÉTRICOS ESTRATÉGICOS DE GRANDE IMPACTO

O Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, cria um mecanismo de compensação aos municípios pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto geradores de significativas externalidades locais negativas.

Assim, para efeitos da aplicação das pertinentes disposições do Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, são indicados como **projetos elétricos estratégicos de grande impacto** os projetos listados no Volume II deste Plano, integrando os que se encontram em apreciação neste Plano, os apreciados em sede de edições anteriores de PDIRT ou em procedimentos de aprovação autónomos e que fazem parte da rede de referência deste Plano, complementando, assim, o conjunto de projetos previstos no Artigo 7.º daquele diploma legal.

***

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

REN