

The logo for REN, consisting of the letters 'REN' in a bold, blue, sans-serif font, followed by a stylized graphic element of two overlapping triangles, one green and one blue.

PDIRT

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA REDE NACIONAL
DE TRANSPORTE

2020-29

Proposta
Julho 2019



SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

OBJETIVOS

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

A elaboração do PDIRT, com um horizonte decenal, deve ter em consideração, nomeadamente, a Caracterização da RNT, o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (RMSA-E), os *Padrões de segurança para planeamento da RNT* contidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT), as solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da Rede Nacional de Distribuição de eletricidade (RND) e as licenças de produção atribuídas.

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

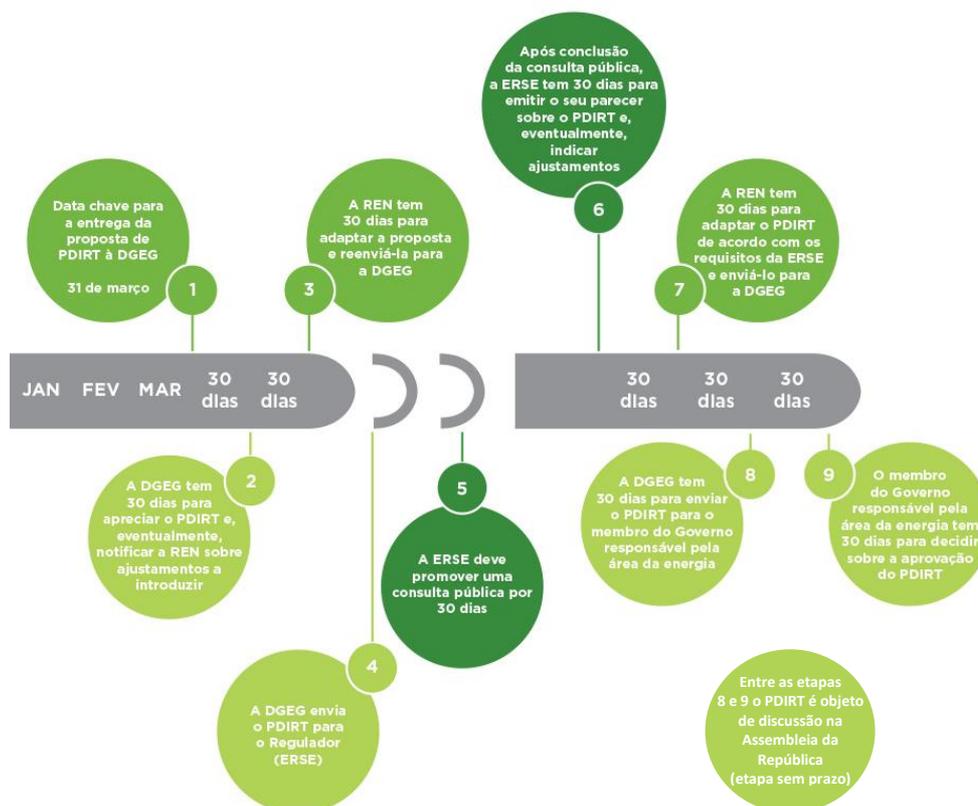
O Operador da Rede de Transporte deve incluir no PDIRT a identificação das novas infraestruturas a construir, remodelar ou modernizar e os respetivos investimentos a efetuar, bem assim como o seu calendário. Deve também conter os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para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

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

energias renováveis, encontram-se igualmente contemplados na edição mais recente do plano decenal à escala europeia (TYNDP 2018)¹.

Figura - 1

Cronograma do processo PDIRT



INVESTIMENTOS DO
PDIRT 2020-2029



EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRT

A presente proposta de PDIRT para o período 2020-2029 (PDIRT 2020-2029), mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de proposta de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua que, para além de dar corpo à participação da DGEG, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e, no âmbito da consulta pública, de outros *stakeholders*, visa também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível 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.

¹ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/>

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

- ✓ Manter a identificação de uma forma mais visível da classe de projetos constituída por aqueles que decorrem da exclusiva iniciativa do ORT, os Projetos Base, necessários para que o ORT possa continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNT, em conformidade com as obrigações decorrentes do contrato de concessão e dos critérios regulamentares em vigor, e também dar cumprimento aos compromissos acordados com o Operador da Rede de Distribuição (ORD), incluindo os relativos ao reforço de alimentação à RND, estando igualmente incluídos nesta classe projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema;
- ✓ Apresentação de projetos de expansão ou reformulação da RNT, os Projetos Complementares, mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente;
- ✓ A elevada dependência da efetiva realização dos Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar, justifica manter-se esta diferenciação;
- ✓ A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos novos projetos que visam dar resposta a compromissos e necessidades firmes e/ou bem identificadas e definidas, que na maioria dos casos já foram apresentadas em Planos anteriores e cuja decisão final de investimento foi então programada ou adiada para edições futuras;
- ✓ 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 real evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos, tendo sempre em conta a necessidade de prever o período necessário desde a tomada de decisão até à concretização no terreno, período esse que deve considerar o tempo necessário para a realização de todas as atividades para o efeito, desde os estudos, autorizações administrativas, aprovisionamento, construção e comissionamento;
- ✓ Os projetos do PDIRT 2018-2027 já aprovados não fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados à apreciação e aprovação na presente proposta de PDIRT 2020-2029. Neste, ilustram-se novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2018-2027, 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 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação;

- ✓ Para a evolução dos consumos foi tomado como base o cenário Central Ambição do RMSA-E 2018, a que corresponde uma taxa de crescimento médio anual de 0,6%, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta do Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2021-2030), submetida à Comissão Europeia em dezembro de 2018. 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 partilhadas pelo Governo no âmbito da apresentação pública do PNEC 2021-2030, que antecipa uma forte aposta no aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e perspetiva um elevado incremento na disseminação da mobilidade elétrica;
- ✓ Evolução da oferta em linha com o cenário Ambição do RMSA-E 2018, observando as mais recentes orientações de política energética, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta do PNEC 2021-2030. 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 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 e desde que tais decisões ocorram em tempo útil face ao necessário para a concretização dessas infraestruturas (naturalmente que se forem fixadas datas mais cedo das que se encontram indicadas no PDIRT, ou que não considerem os períodos mínimos para a sua concretização, o ORT desenvolverá, ainda assim, as ações necessárias e promoverá os seus melhores esforços nesse sentido);
- ✓ Relativamente à desclassificação de centros eletroprodutores, o cenário Ambição do RMSA-E 2018 considera a desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego em 2025 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029;
- ✓ No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, até 2029 o RMSA-E-2018 refere a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, mencionando ainda sobre o Fridão que o Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por 3 anos;
- ✓ Introdução de informação adicional associada aos conceitos e evolução verificada da Ponta síncrona de carga do SEN e da Ponta da RNT;
- ✓ Os valores de investimento são apresentados, quer em termos de CAPEX, quer em termos de Transferências para Exploração, a Custos Diretos Externos (CDE) e a Custos Totais, estes integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor

percepção 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 neste Plano são marginais aos montantes de investimento relativos aos do PDIRT 2018-2027 aprovados;
- ✓ Identificação dos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento (DFI) no âmbito da apreciação deste PDIRT. Neste particular, é comentado o pressuposto adotado sobre o processo de tramitação do PDIRT para efeitos de identificação e seleção de Projetos Base requerendo DFI e, para os Projetos Complementares, os prazos mínimos a acautelar entre uma tomada de decisão e a entrada em operação desses projetos²;
- ✓ A metodologia combinada multicritério/custo-benefício, desenvolvida pela REN em sintonia com as boas práticas internacionais (reconhecida pela Comissão Europeia e adotada pela ENTSO-E) e incorporando sugestões recebidas durante os processos de consulta pública dos Planos anteriores, foi aplicada a ambos os conjuntos de projetos apresentados no PDIRT, quer aos Projetos Base, quer aos Projetos Complementares;
- ✓ Aplicação do cálculo e monetização dos benefícios socio-económicos aos horizontes de 2024 e 2029, 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 (2024 e 2029);
- ✓ Aprofundou-se a fundamentação dos projetos de investimento de remodelação e modernização de ativos, com vista à densificação da demonstração do seu mérito e premência da sua realização. Neste contexto, conforme recomendado pela ERSE no seu parecer à proposta de PDIRT 2018-2027, 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;

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.

- ✓ Informação mais detalhada sobre as capacidades de rede para receção de nova geração por zona de rede, subestação e nível de tensão;
- ✓ Informação complementar sobre a estimativa do impacto tarifário. Neste particular, para efeitos de cálculo do Impacto Tarifário nos Projetos Complementares não relacionados com Sustentabilidade³ são apresentados dois cenários: (i) investimento sem qualquer participação externa; (ii) investimento participado, tendo em consideração, nomeadamente, a Diretiva n.º 5/2019 da ERSE, que aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica;
- ✓ Relativamente ao processo de Avaliação Ambiental Estratégica, foi elaborada a "*Nota Técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029)*" (Anexo 17), na qual se concluiu que as AAE realizadas nas anteriores edições do Plano se mantêm válidas para a atual proposta de PDIRT 2020-2029, pelo que se considera não ser necessário repetir o mesmo exercício nesta edição de Plano.
- ✓ No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas avançadas, o ORT tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano por parte de instituição com reconhecido prestígio e competência nas áreas técnicas e de conhecimento que sustentam a sua elaboração, no caso o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC), que se junta como anexo integrante do presente documento. De modo consequente, foi preocupação da REN procurar acomodar as sugestões de melhoria mais relevantes na abordagem dos temas identificados e, em alguns casos, explicar mais detalhadamente as opções tomadas.

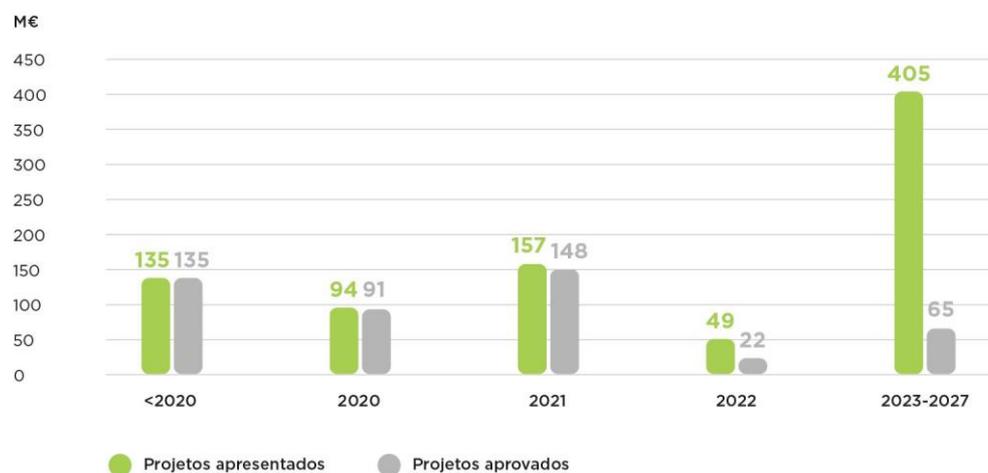
APROVAÇÃO DO PDIRT 2018-2027

A proposta final de PDIRT 2018-2027, de agosto de 2018, foi objeto de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da Energia, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 14/02/2019.

Os projetos aprovados consubstanciam um montante total de investimento de 535,1 M€ (valores a custos totais) — 462,3 M€ (valores a custos diretos externos) — contemplando, a custos totais, Projetos Base (239,9 M€) e Projetos Complementares (295,2 M€).

³ Requalificação da rede, de cariz ambiental e/ou de ordenamento territorial em zonas classificadas ou urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional. Devido ao facto de estes projetos não serem motivados para ligação de promotores ou consumidores e não criarem capacidades adicionais não foram consideradas quaisquer participações de terceiros.

Investimento dos projetos apresentados e aprovados do PDIRT 2018-2027⁴



Neste contexto, os projetos do PDIRT 2018-2027 já aprovados não fazem parte do conjunto de investimentos que são apresentados para apreciação na presente proposta de PDIRT 2020-2029. Assim, este Plano ilustra as novas necessidades de investimento que foram identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2018-2027, ou que se encontravam em horizontes temporais não abrangidos no período regulamentar dessa proposta (e que, portanto, não faziam parte da mesma), e ainda projetos apresentados na proposta de PDIRT 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

A proposta de PDIRT 2020-2029 encontra-se estruturada em 6 capítulos, conforme se segue:

- 1 – Enquadramento e Âmbito;
- 2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;
- 3 – Pressupostos do Plano;
- 4 – Projetos Base de Investimento;
- 5 – Projetos Complementares de Investimento;
- 6 – Impacto dos investimentos apresentados no PDIRT.

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

⁴ Valores a custos diretos externos.

BREVE CARACTERIZAÇÃO DA REDE EM FINAL DE 2018

ASSIMETRIA GEOGRÁFICA ENTRE O CONSUMO E A PRODUÇÃO

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

Em contrapartida, a distribuição geográfica do parque eletroprodutor tem-se alterado muito significativamente desde meados da primeira década, mobilizada pela entrada em serviço de centros eletroprodutores a partir de fontes de energias renováveis endógenas, designadamente a eólica, com maior dispersão e incidência nas zonas montanhosas do centro interior e norte de Portugal continental.

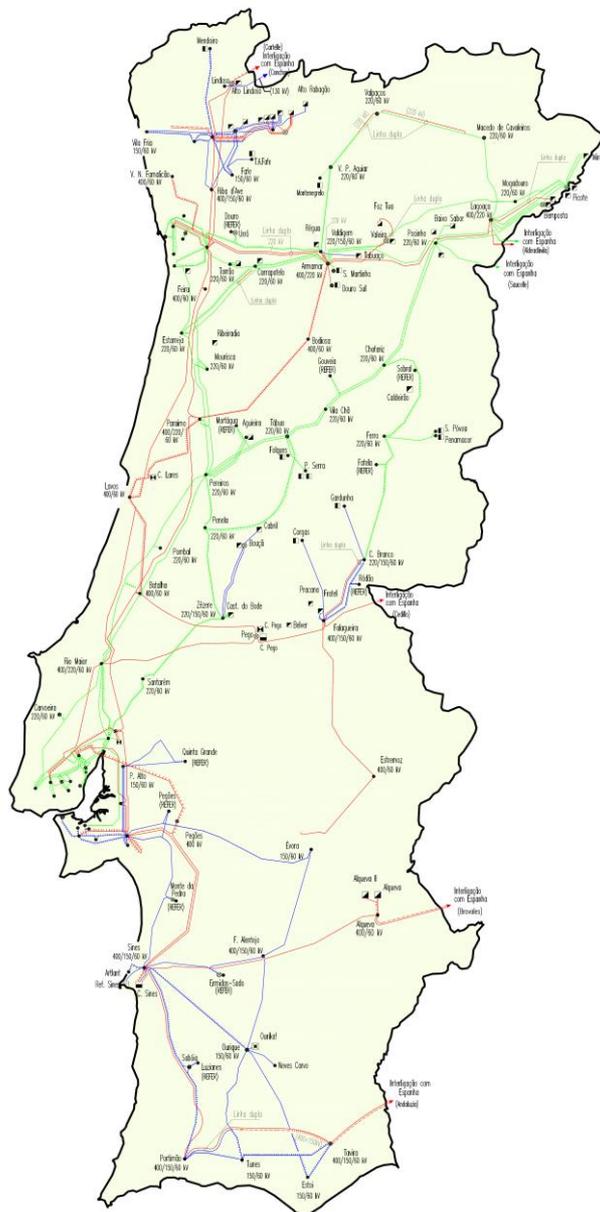
O padrão de dispersão geográfica e afastamento da produção em relação aos principais centros de consumo continuará na próxima década, mercê da esperada entrada em serviço de novos centros eletroprodutores, quer de nova produção hidroelétrica de grande potência, quer de outras renováveis, designadamente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

COMPOSIÇÃO DA RNT

A 31 de dezembro de 2018, a RNT tinha em serviço 68 subestações, 11 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV. Os comprimentos totais dos circuitos de linha nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação encontram-se resumidos no **QUADRO - 1**.

A figura seguinte mostra a estrutura da RNT a 1 de janeiro de 2019.

Figura - 2
Mapa da RNT em 1 de janeiro de 2019



Quadro - 1

Equipamentos da RNT a 31-12-2018

Equipamentos da RNT	31-12-2018
Circuitos de linha (km)	8 907
400kV	2 714
220 kV*	3 611
150 kV**	2 582
Potência de transformação (MVA)	37 638
Autotransformação (MAT/MAT)	14 470
Transformação (MAT/AT)	22 848
Transformação (MAT/MT)***	320

* Inclui 95,2 km em circuito subterrâneo.

** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas.

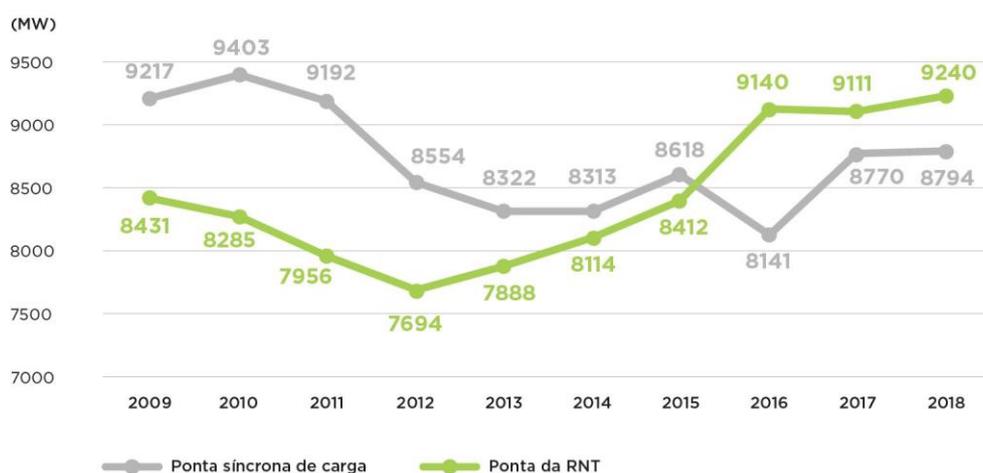
*** Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

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 tem apresentado ao longo dos anos uma evolução com valores superiores aos da Ponta da RNT, situação que se manteve até 2015. A partir de 2012, observa-se uma tendência de aumento significativo da taxa de variação anual da *Ponta da RNT*, constatando-se, a partir de 2016, um valor da *Ponta da RNT* superior ao da *Ponta síncrona do SEN*, situação que se mantém, conforme gráfico da figura seguinte.

Figura - 3

Evolução da Ponta síncrona de carga e da Ponta da RNT



LINHAS



TRANSFORMAÇÃO

CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DE PROJETOS

- ✓ Segurança de abastecimento: garantir a existência de condições para uma alimentação dos consumos em conformidade com os requisitos de continuidade e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- ✓ Modernização, fiabilidade da rede, qualidade de serviço e eficiência operacional: manter a integridade e operacionalidade dos ativos da RNT, através de um processo seletivo de remodelação, recondicionamento, substituição e reconstrução, baseado numa avaliação de estado dos equipamentos.
- ✓ Promoção da concorrência: assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, criando condições para a competitividade em ambiente de mercado.
- ✓ Sustentabilidade: prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento, nomeadamente através da realização duma Avaliação Ambiental do Plano e da procura de soluções minimizando os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.
- ✓ CrITÉrios tÉcnicos de dimensionamento das infraestruturas: adoção das melhores práticas e técnicas internacionais, observando, em simultâneo, normas para segurança de pessoas e bens, critérios de adequação tÉcnica de equipamentos, soluções eficazes e eficientes para a boa operação da rede e também com a ponderada flexibilidade para adaptação às evoluções e incertezas futuras, com um racional tÉcnico-económico de suporte às decisões selecionadas.

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

PROCURA

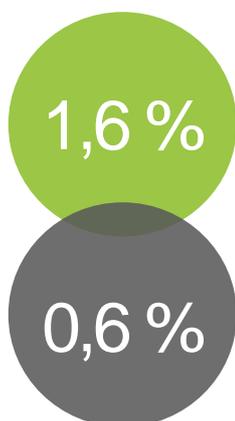
O RMSA-E define um conjunto de cenários que são tidos em conta para a monitorização da segurança do abastecimento e permitem ao decisor tomar medidas de forma a garantir os adequados níveis de cobertura da procura e outros indicadores de segurança do abastecimento relevantes para a política energética.

Na elaboração da presente proposta de PDIRT 2020-2029, foi tido em consideração o RMSA-E 2018, observando as mais recentes orientações de política energética, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta do PNEC 2021-2030. No RMSA-E 2018, aprovado por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em 07 de dezembro de 2018 e referente ao período 2019-2040, são apresentados dois cenários de

crescimento da procura para o cenário Ambição de oferta: cenário Central e cenário Superior, aos quais correspondem as taxas de crescimento médio anual de respetivamente 0,6% e 0,9%.

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 0,6%, o qual representa um crescimento de consumo abaixo do registado nos últimos dois anos (1,6%). Em comparação com o PDIRT 2018-2027, o qual estava baseado no cenário Inferior do RMSA-E 2016, perspetivam-se valores de consumo futuros ligeiramente superiores. Regista-se que este acréscimo de consumo não induz a necessidade de reforços específicos de rede adicionais a considerar neste Plano.

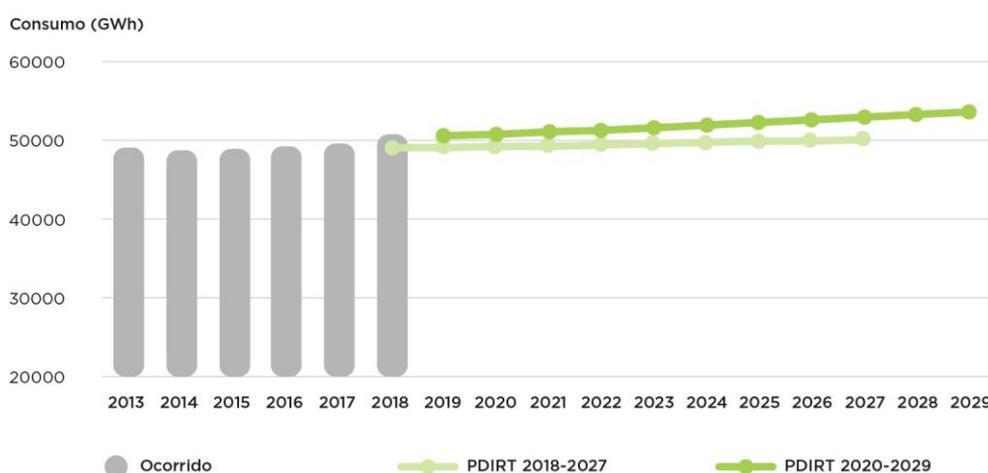
CRESCIMENTO MÉDIO
CONSUMOS OCORRIDO
ENTRE 2016 E 2018



CRESCIMENTO DOS
CONSUMOS
CONSIDERADO NESTA
PROPOSTA DE PDIRT

Figura - 4 Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental

RMSA-E 2018 (horizonte 2020-2029)



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

OFERTA

Relativamente à oferta, o Plano, tem por base o cenário Ambição do RMSA-E 2018, a que acrescem as alterações significativas de cenários de evolução da oferta em acordo com os objetivos da proposta de PNEC 2021-2030.

A concretização de um largo conjunto de projetos de produção a partir de fontes de energias renováveis (FER) endógenas, nomeadamente tendo em consideração os objetivos até 2030 que constam da proposta de

CENÁRIO EVOLUÇÃO DA
OFERTA DO RMSA-E 2018
CONSIDERADO NO PDIRT



HORIZONTE
CONSIDERADO PARA A
DECLASSIFICAÇÃO
DAS CENTRAIS A
CARVÃO DE SINES E
PEGO

PNEC 2021-2030, com mais de 16 GW de potência de produção instalada de base solar e eólica, constitui factor indutor à necessidade de aumento das capacidades de receção e transmissão da rede, a conseguir através de um conjunto de projetos de reforço da RNT, cuja confirmação de realização, bem assim como a sua data de entrada em exploração, se encontra dependente de decisão do Concedente.

Outro aspeto relevante na evolução da oferta tem que ver com o crescimento da potência embebida nas redes de distribuição, na medida em que esta vem alterar o padrão do balanço dos fluxos energéticos na fronteira transporte-distribuição. De facto, em diversas instalações da RNT tem-se vindo a assistir, em termos médios, a uma redução dos fluxos de energia no sentido da MAT para as redes de AT chegando mesmo a inverter, em virtude da produção embebida, a qual o ORT tem em devida conta nas simulações que realiza em sede de planeamento. Sem prejuízo da asserção apresentada, faz-se notar que a volatilidade e intermitência 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.

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. No ciclo de planeamento imediatamente anterior ao do presente Plano, mais concretamente o do PDIRT 2018-2027, realizou-se o procedimento de AAE desse mesmo Plano.

Dos documentos que constituem as AAE elaboradas aos ciclos de planeamento anteriores, o Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, o Relatório Ambiental, o Resumo Não Técnico e a Declaração Ambiental, encontram-se publicados na página da internet⁵ da REN em.

Neste contexto, a REN e a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), elaboraram a "Nota Técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029)". Esta Nota Técnica foi apresentada em Workshop realizado nas instalações da APA, em maio de 2019, tendo também sido colocada em consulta pública às Entidades com Responsabilidades Ambientais

⁵ <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalestrategica.aspx>

Específicas, consulta esta cujos resultados relevantes foram analisados e incorporados no referido documento.

De acordo com o exposto na referida Nota Técnica na sua versão final (Anexo 17), entende-se que as AAE realizadas nas anteriores edições do Plano se mantêm válidas para a atual proposta de PDIRT 2020-2029, pelo que se considera não ser necessário repetir o mesmo exercício nesta edição de Plano.

PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTOS – PROJETOS BASE

ENQUADRAMENTO

Na base da proposta de PDIRT 2020-2029 estão contidos aqueles projetos que o ORT considera ter necessariamente de realizar para que possa continuar a garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de pessoas e bens, do ambiente, da fiabilidade e operação da rede. Fazem também parte deste conjunto, projetos cujo objetivo é dar cumprimento aos compromissos já acordados com o ORD relativamente ao reforço de alimentação à RND, incluindo projetos considerados nos planos de desenvolvimento da rede nacional de distribuição, e ainda projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema.

Estes projetos, à semelhança da anterior proposta de PDIRT 2018-2027, têm aqui a designação de **Projetos Base**.

PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

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

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

preditiva do estado e integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha.

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

A utilização de uma abordagem com base no indicador de estado dos ativos e respetivos índices de criticidade visa promover uma maior seletividade e eficiência do investimento, permitindo evitar encargos de cerca de 490 M€ que de outra forma teriam que ser suportados se a decisão fosse baseada exclusivamente na idade. Esta abordagem surge naturalmente alinhada com o mecanismo de Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos do Operador da RNT (IREI)⁶, que entrou em vigor no período de regulação de 2018 a 2020 do setor elétrico, com reflexo no conteúdo do PDIRT e com benefícios claros para o consumidor.

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

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



MECANISMO DE
INCENTIVO À
RACIONALIZAÇÃO
ECONÓMICA DO
INVESTIMENTO

⁶ Ver Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (Outubro 2017) - Secção XV Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT.

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

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

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

PROJETOS RELATIVOS A COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

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

Deste lote de projetos, destacam-se: (i) instalação de articulação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima, apoiando a rede local de 150 kV a partir do nível de 400 kV; (ii) reforços de transformação na atual subestação de Ourique e na futura de Divor; (iii) instalação de meios para compensação de reativa na RNT.

PROJETOS NO ÂMBITO DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à GGS, designadamente em infraestruturas críticas para as funções de Despacho Nacional (DN) e Redes 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 Despacho Nacional. Relativamente ao investimento em GGS, para além de infraestruturas técnicas, estão também consideradas necessidades de atualização de equipamentos e sistemas associados à gestão do sistema.

INVESTIMENTO 2020-2029

Num quadro de investimento seletivo para a remodelação, modernização e garantia de segurança da rede de transporte, de cumprimento dos compromissos com o ORD e de assegurar as funções da Gestão Global do Sistema, este Plano apresenta uma perspetiva e programação de projetos com valores de investimento reduzidos face aos planos anteriores e marginais face aos valores de investimento dos projetos aprovados do PDIRT 2018-2027.

O panorama de investimento relativo aos Projetos Base é apresentado no quadro e figura seguintes, com enfoque e detalhe anual do período relativo aos cinco primeiros anos do Plano (2020-2024), assim como o valor médio anual referente a este período.

Quadro - 2

Projetos Base - Transferências para Exploração por projeto no período 2020-2024⁷

Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço	Transferências para exploração [M€]				
		2020	2021	2022	2023	2024
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	2020-2022	3,3	4,2	3,1		
Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo	2022			1,5		
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	2022			1,4		
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	2022			1,0		
Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	2023				1,7	
3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado	2023				1,7	
Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2023-2024				0,2	1,0
Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2024					3,1
Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2024					1,7
Substituição do 1º transformador de Rio Maior	2024					1,6
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Portimão	2024					2,6
Substituição de autotransformador na subestação de Fanhões	2024					3,1
Monitorização de Ativos	2021-2024		1,2	1,5	2,2	0,9
Remodelação dos Sistemas de Alimentação	2023-2024				0,4	0,4
Recondicionamento de Transformadores	2023-2024				1,2	1,2
Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2021-2024		0,5	0,5	1,7	1,5
Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2020-2024	0,1	0,1	0,8	4,0	2,6
Substituição equipamentos SCC e SPT	2023-2024				0,1	0,1
Remodelação de Linhas	2021-2024		5,7	8,5	10,2	7,6
Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT	2020-2024	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase ⁽¹⁾	2022			8,1		
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase ⁽¹⁾	2023				10,6	
Compensação de reativa pós 2020-1ª Fase ⁽¹⁾	2021		3,1			
Compensação de reativa pós 2020-2ª Fase ⁽¹⁾	2023				3,1	
Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60kV ⁽²⁾	2024					4,3
Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique ⁽¹⁾	2024					1,1
Investimento Gestão Global do Sistema ⁽³⁾	2020-2024	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

(1) Projeto Base anteriormente incluído no PDIRT 2018-2027.

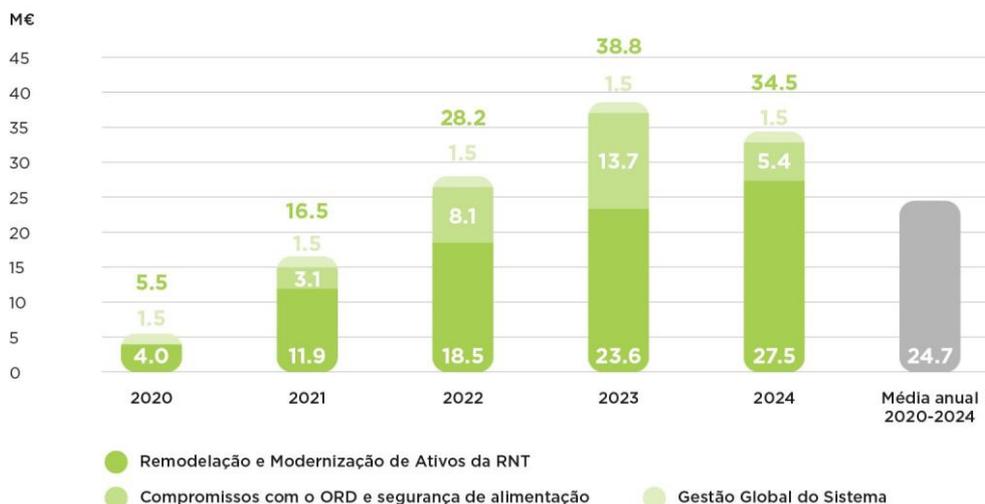
(2) Projeto Base anteriormente incluído nos Projetos Complementares do PDIRT 2018-2027.

(3) Valores médios anuais no período 2020-2024.

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

Figura - 5

Projetos Base - Transferências para Exploração no período 2020-2024⁸



INVESTIMENTO MÉDIO PREVISTO PARA OS PROJETOS BASE NO PERÍODO 2020-2024

25 M€
média anual

27 M€
média anual

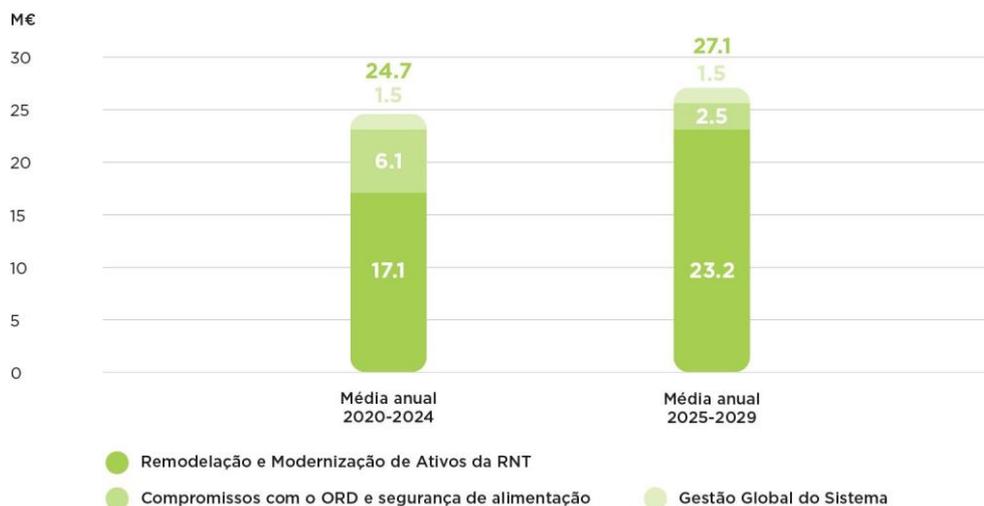
INVESTIMENTO MÉDIO PREVISTO PARA OS PROJETOS BASE NO PERÍODO 2025-2029

Os custos de investimento aqui apresentados são expressos como transferências líquidas para exploração a custos diretos externos, com base nos preços de referência da ERSE, o que permite uma maior aderência dos valores apresentados ao custo real esperado das intervenções que se prevê serem implementadas, tendo em conta as condições do mercado.

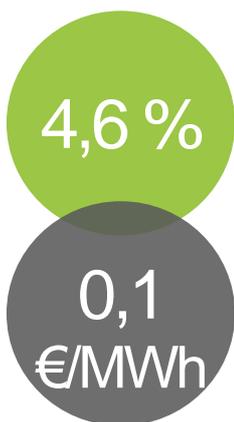
Em complemento, apresenta-se no gráfico seguinte, de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências prevista para os Projetos Base no primeiro e no segundo quinquênios do PDIRT (2020-2024 e 2025-2029).

⁸ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

Figura - 6
Projetos Base - Transferências para Exploração nos períodos 2020-2024 e 2025-2029 (valores médios anuais)⁹



PESO DO 'TRANSPORTE E GESTÃO DO SISTEMA' NA ESTRUTURA DE PREÇO MÉDIO DO SETOR ELÉTRICO EM 2019



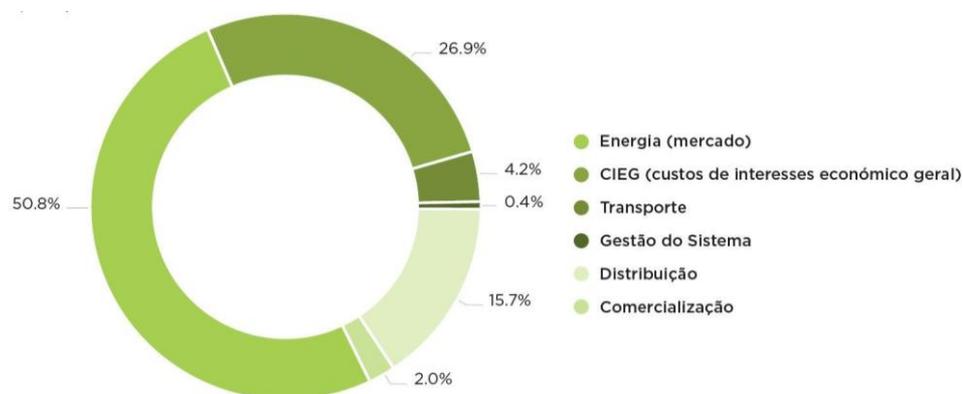
IMPACTO DOS PROJETOS APROVADOS DO PDIRT 2018-2027 E PROJETOS BASE DO PRESENTE PDIRT NOS PREÇOS MÉDIOS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES ATÉ 2024

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

IMPACTO TARIFÁRIO

As atividades desenvolvidas pelo ORT, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema, representam cerca de 4,6% da estrutura do preço médio do setor elétrico em 2019.

Figura - 7
Estrutura do preço médio do setor elétrico em 2019

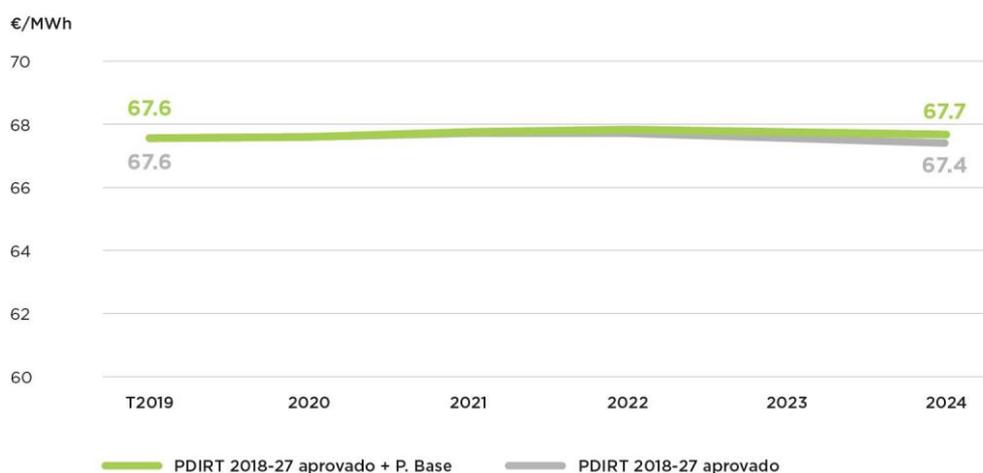


⁹ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

Ponderando os efeitos cumulativos do investimento e das amortizações, este Plano tem um impacto praticamente nulo nos preços da eletricidade, mesmo num quadro restritivo de evolução da procura. De facto, o impacto acumulado dos projetos aprovados do PDIRT 2018-2027 e dos Projetos Base previstos neste PDIRT 2020-2029 é praticamente nulo (acréscimo de 0,1 €/MWh) no preço médio da tarifa de acesso às redes¹⁰, o que corresponde a um acréscimo médio anual de 0,03% (o impacto tarifário foi calculado com os valores estimados a custos totais e considerando um consumo final constante ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2019).

Figura - 8

Impacto dos Projetos Base nos preços médios da tarifa de acesso às redes¹¹



ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

A análise multicritério/custo-benefício realizada aos Projetos Base estima que os mesmos permitem para o Sistema Elétrico Nacional, no horizonte 2024, um benefício percebido pelos consumidores na gama dos 1,4 M€/ano pela redução do risco de energia não fornecida e 10 M€ pela redução da carga em risco de interrupção ou de corte.

Além destes, estima-se um benefício adicional entre 4 a 9 M€, por se evitar um sobrecusto para o SEN devido a potenciais falhas que poderiam decorrer da opção hipotética de não realização ou adiamento dos projetos de investimento em remodelação/modernização de ativos e cuja premência está suportada na análise de risco, tendo por base o estado e a criticidade desses ativos.

¹⁰ Proveitos estimados das atividades de Transporte, Gestão do Sistema, Distribuição e os custos de interesse geral por unidade consumida.

¹¹ Este impacto considera cumulativamente os projetos aprovados do PDIRT 2018-2027.

Quadro - 3

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Base

Benefícios e Custos esperados		2024
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)		4 a 9
Redução das perdas de energia	(GWh/ano M€/ano)	-0,6 -0,04
Redução de Energia em Risco ENF	(GWh/ano M€/ano)	3,6 1,4
Redução de carga natural em risco de interrupção ¹ (*)	(GW) (M€)	0,9 5
Redução de carga sem recurso em risco de corte ¹ (*)	(GW) (M€)	0,8 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE “full-time equivalent” (n)		1 689
Avulsos de tensão: redução da duração ² (%)		4
Avulsos de tensão: redução da profundidade ² (%)		11
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)		0,4
Valorização de espécies autóctones (n)		1 800
Redução de capacidade de transporte em risco ¹ (*) (MVA)		63 562
Redução de potência de produção em risco de corte ¹ (*) (MW)		2 671
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo ¹ (O-10)		5
Investimento (líquido de participações) (M€)		123
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)		9

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

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

¹ Os projetos de modernização de ativos, para o segundo quinquênio, 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 2024.

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

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

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

- ✓ Realização da reposição em serviço nos níveis exigidos de fiabilidade e de segurança de pessoas e bens, em cenários de reação a emergência, mobilizando de forma não programada os recursos necessários para o efeito;
- ✓ Indisponibilidades mais prolongadas e não planeadas, quer dos ativos em causa, quer, eventualmente, de outros conexos aos que foram sede da falha ou do incidente;
- ✓ Indução de custos diretos e indiretos acrescidos decorrentes da falha, por não limitação dos danos, nesses ativos ou nos que venham a ser afetados pela falha;

BENEFÍCIO ANUAL PERCEBIDO PELOS CONSUMIDORES PELA REDUÇÃO DO RISCO DA ENF



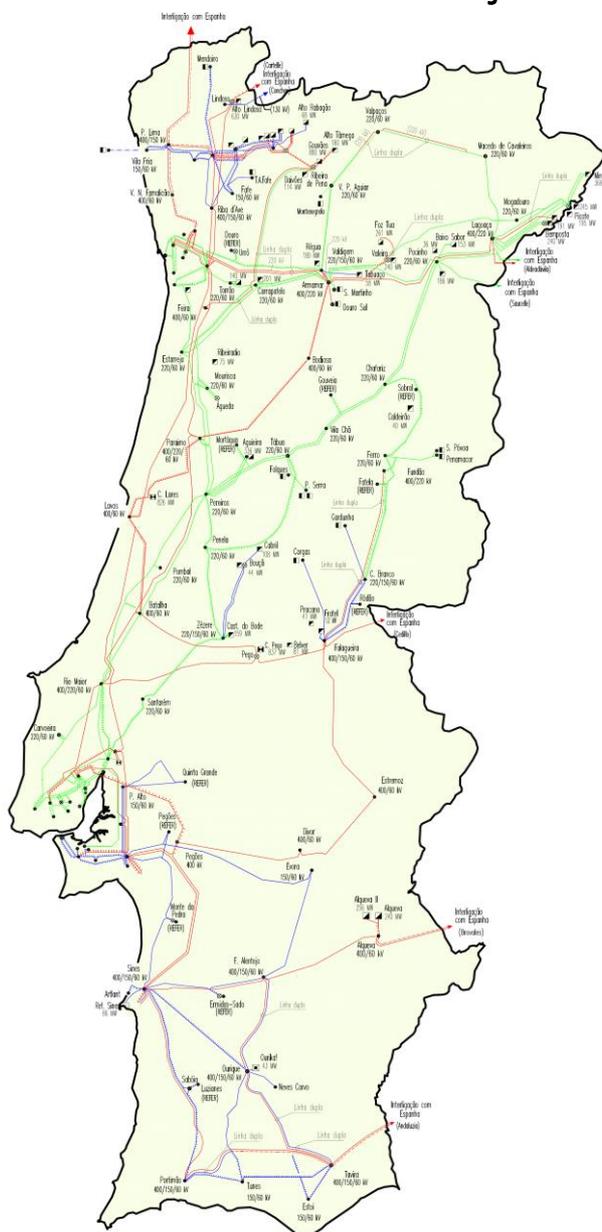
INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL EM PROJETOS BASE NO PERÍODO 2020-2024

- ✓ 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 "micro-cortes", impactam significativamente nos atuais processos industriais e dos demais do tecido económico que utilizam tecnologias muito sensíveis às flutuações das tensões da rede.

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

Figura-9
Mapa da rede em 2029 considerando os Projetos Base



PROJETOS COMPLEMENTARES

O grupo dos Projetos Complementares incorpora projetos mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, em particular os de política energética (nomeadamente ao encontro das metas definidas em sede de proposta de PNEC 2021-2030) 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 efetiva realização destes projetos está assim entendida nesta proposta de PDIRT como condicionada, caso a caso, à solicitação formal da sua concretização por parte da DGEG, ERSE e outros *stakeholders* externos, bem como à confirmação pelo Concedente quanto à sua efetiva realização e data-objetivo a ser tida em conta.

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

Relativamente ao conjunto dos Projetos Complementares, salienta-se a apresentação nesta proposta de PDIRT 2020-2029 de um lote de novos projetos, que não faziam parte da anterior proposta de PDIRT 2028-2027. Em grande parte, este lote de novos projetos decorre das mais recentes metas de FER até 2030 que estão apontadas na proposta de PNEC 2021-2030, substancialmente mais elevadas que as anteriormente previstas no RMSA-E 2016, no qual o PDIRT 2018-2027 se suportou.

Ter-se-á ainda presente, cf. referido *supra* e aqui reiterado, a necessidade de prever o período necessário desde a tomada de decisão até à concretização no terreno dessas infraestruturas, período esse que deve considerar o tempo necessário para a realização de todas as atividades para o efeito, desde os estudos, autorizações administrativas, aprovisionamento, construção e comissionamento. Note-se, por exemplo, que uma DFI de uma dessas infraestruturas adiadas para edições futuras de Plano poderá comprometer a respetiva concretização em datas desejadas anteriores a 2027.

INVESTIMENTO 2020-2029

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

QUADRO - 4

Transferências para exploração e classificação por indutores dos Projetos Complementares

Projeto Complementar	Datas indicativas	Montante de investimento [M€]	Indutor de desenvolvimento				
			Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC) 2021-2030	Sustentabilidade
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	2023-2024	20,0					X
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado ⁽¹⁾	2023-2025	26,4	X				X
Reforço da ligação Ferro - Fundão	2025-2026	2,8					X
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho	2025-2027	38,8			X		X
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1	2025-2026	2,4			X		X
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo	2025-2026	18,0					X
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões ⁽¹⁾	2026-2028	35,2			X		X
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal	2026-2028	28,8					X
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV	2027-2029	25,2			X		X
Ligação a 400 kV Divor-Pego	2028-2029	38,3					X
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2	2027-2028	3,1			X		X
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2028-2029	26,0					X
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1	2026-2028	3,1			X		X
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2		3,1			X		X
Receção de energia <i>offshore</i> ao largo de V. Castelo - Fase 2	2022-2025	*					X
Receção de energia <i>offshore</i> ao largo de V. Castelo - Fase 3							X
Criação do injector Pegões ⁽¹⁾	2028-2029	5,7	X				
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro ⁽¹⁾	2026-2028	10,3					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1 ⁽¹⁾	2027-2029	12,1					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2 ⁽¹⁾		22,3					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3 ⁽¹⁾		18,9					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1 ⁽¹⁾		16,3					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2 ⁽¹⁾		14,7					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3 ⁽¹⁾		14,7					X

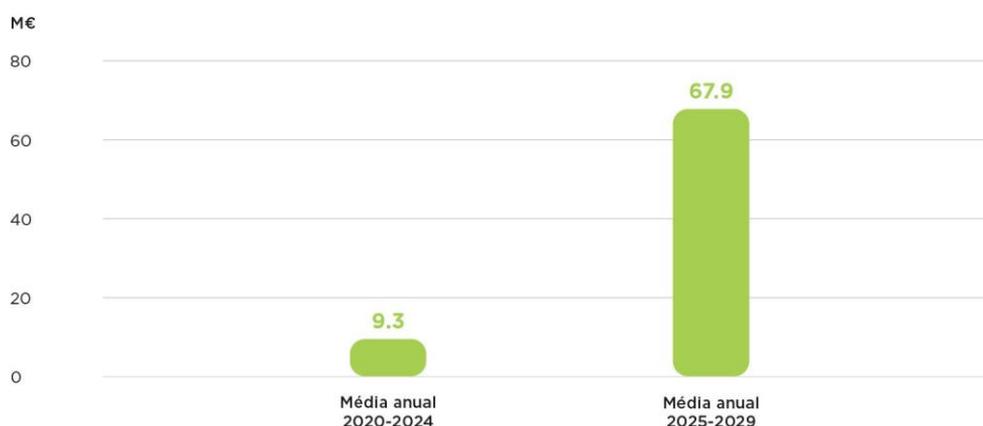
* Estudos ainda a iniciar.

⁽¹⁾ Projeto Complementar do PDIRT 2020-2029 que também fazia parte do conjunto dos Projetos Complementares do PDIRT 2018-2027.

No período 2020-2024 (primeiro quinquénio do PDIRT), o volume de Transferências para Exploração médias anuais representa um montante da ordem dos 9,3 M€. Já no período 2025-2029 (segundo quinquénio do PDIRT), os valores médios anuais de Transferências para Exploração, podem ascender a 67,9 M€.

Figura - 10

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2020-2024 e 2025-2029 (valores anuais médios)¹²



INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PREVISTO PARA OS PROJETOS COMPLEMENTARES



IMPACTO TARIFÁRIO

No quadro seguinte, encontra-se apresentada a estimativa do impacto tarifário de cada Projeto Complementar para os primeiros cinco anos em serviço.

Numa hipótese de haver lugar a comparticipações de Projetos Complementares da RNT (que não os de Sustentabilidade¹³), nomeadamente tendo em consideração a Diretiva n.º 5/2019 da ERSE¹⁴, que aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica, apresenta-se no quadro anterior a estimativa do impacto tarifário correspondente a cada Projeto Complementar para os primeiros cinco anos em serviço.

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

¹³ Requalificação da rede, de cariz ambiental e/ou de ordenamento territorial em zonas classificadas ou urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional. Devido ao facto de estes projetos não serem motivados para ligação de promotores ou consumidores e não criarem capacidades adicionais não foram consideradas quaisquer comparticipações de terceiros.

¹⁴ Para este efeito assumiu-se que a totalidade do acréscimo da capacidade de receção proporcionada por cada projeto (ou conjunto de projetos) de reforço de rede, será toda ela utilizada logo no ano de entrada em serviço desse mesmo reforço de rede.

QUADRO - 5

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

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Custo unitário por energia consumida (Impacto no preço médio do acesso às redes e no preço médio do setor elétrico) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X		0,025	0,047	0,046	0,045	0,043
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X		0,033	0,062	0,061	0,059	0,058
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X		0,004	0,007	0,006	0,006	0,006
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		0,049	0,091	0,089	0,087	0,085
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X		0,002	0,004	0,005	0,005	0,005
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X		0,023	0,042	0,041	0,041	0,040
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X		0,044	0,083	0,081	0,079	0,077
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X		0,033	0,061	0,059	0,058	0,057
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X		0,031	0,058	0,057	0,056	0,055
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X		0,043	0,079	0,077	0,076	0,074
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X		0,032	0,051	0,050	0,049	0,049
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X		0,004	0,007	0,007	0,007	0,006
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X		*	*	*	*	*
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X		*	*	*	*	*
Criação do injetor Pegões		X				0,008	0,012	0,012	0,011	0,011
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,013	0,024	0,024	0,023	0,023
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	0,015	0,029	0,028	0,027	0,027
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2					X	0,028	0,053	0,052	0,050	0,049
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	0,024	0,045	0,044	0,043	0,042
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	0,020	0,032	0,032	0,031	0,031
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028

* Estudos ainda a iniciar.

QUADRO - 6

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

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Custo unitário por energia consumida (Impacto no preço médio do acesso às redes e no preço médio do setor elétrico) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X		0,021	0,040	0,039	0,038	0,037
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X		0,025	0,047	0,046	0,045	0,044
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X		0,003	0,005	0,005	0,005	0,005
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		0,036	0,068	0,066	0,065	0,063
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X		0,002	0,003	0,004	0,003	0,003
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapateiro				X		0,015	0,027	0,027	0,026	0,026
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X		0,034	0,064	0,062	0,060	0,059
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X		0,025	0,047	0,046	0,045	0,044
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X		0,027	0,050	0,049	0,048	0,047
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X		0,036	0,067	0,066	0,064	0,063
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X		0,003	0,005	0,005	0,005	0,005
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X		0,024	0,038	0,038	0,037	0,037
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X		0,004	0,007	0,007	0,007	0,006
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X		*	*	*	*	*
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X		*	*	*	*	*
Criação do injetor Pegões		X				0,008	0,012	0,012	0,011	0,011
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,013	0,024	0,024	0,023	0,023
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	0,015	0,029	0,028	0,027	0,027
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2					X	0,028	0,053	0,052	0,050	0,049
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	0,024	0,045	0,044	0,043	0,042
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	0,020	0,032	0,032	0,031	0,031
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028

* Estudos ainda a iniciar.

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO

Para os Projetos Complementares, a análise multicritério/custo-benefício realizada estima que estes projetos permitem acrescentar um benefício que pode variar entre 87 M€/ano e 498 M€/ano¹⁵ ao SEN, resultante dos seus atributos monetizados, o que excede o valor médio dos investimentos previstos (39 M€/ano para o período 2020-2029).

Constata-se que os benefícios esperados com estes projetos permitem superar os correspondentes custos incorridos num prazo máximo de cerca de quatro anos.

Quadro - 7

Síntese dos Benefícios e Custos – Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2024	2029
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[87,1; 125,3]	[280,2; 498,1]
Redução das perdas de energia (GWh/ano M€/ano)	1,6 0,1	77,6 3,4
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)		9 664
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 176	8 126
Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	857	1 538
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	6,4	33,4
Valorização de espécies autóctones (n)	28 400	148 400
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²)		568,6
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)		50,4
Investimento (líquido de participações) (M€)		385,9
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)		742

BENEFÍCIO ANUAL PARA O SEN COM A REALIZAÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES



INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL EM PROJETOS COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2020-2029

Para além dos benefícios monetizados, destaca-se os relativos à segurança do abastecimento e os de mitigação da degradação da qualidade de serviço, designadamente o da profundidade das cavas de tensão que tende a ter efeitos semelhantes aos dos cortes, ainda que de curta duração, prejudiciais aos consumos mais exigentes e sensíveis.

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

¹⁵ O benefício acrescido monetizado decorre essencialmente, para além da redução de custos com as perdas de energia, do benefício socioeconómico anual resultante do custo evitado na aquisição de combustíveis fósseis e em licenças de CO₂ e das trocas comerciais com Espanha que os projetos de investimento da RNT permitem incorporar no SEN. 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.

A RNT NO CONTEXTO EUROPEU E OS PROJETOS DE INTERESSE COMUM

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

Do conjunto de projetos apresentado nesta proposta de PDIRT 2020-2029, adquiriu o estatuto de PIC o projeto da RNT PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado.

Atentando à natureza dos investimentos no setor da energia, nomeadamente em termos do seu contributo para o reforço da segurança das redes e o aumento da competitividade do setor energético nacional e europeu, existe potencial em termos da sua qualificação para a obtenção de financiamento e apoios concedidos por entidades comunitárias, com destaque para os casos que são apresentados de seguida.

Financiamentos Banco Europeu de Investimento (BEI)

O BEI tem sido um importante financiador dos investimentos na RNT. Estes financiamentos permitem a obtenção de empréstimos a longo prazo com custos competitivos, pelo que o BEI permanece como uma fonte de financiamento para os projetos do setor da energia.

Regulamento (UE) N.º 1316/2013 (CEF – *Connecting Europe Facility*)

O Regulamento CEF – *Connecting Europe Facility* (ou “Mecanismo Interligar a Europa”) prevê a concessão de subsídios para a realização de estudos e para a construção de projetos classificados de interesse comum (PIC) ao abrigo do regulamento europeu para as infraestruturas, Regulamento (UE) N.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril. O referido projeto PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado faz parte da 3.ª lista de PIC da União (reconfirmando para aquela linha o estatuto de PIC), publicada no Jornal Oficial da União Europeia (JOUE) em 6 de abril de 2018, através do Regulamento Delegado (UE) 2018/540 da Comissão, de 23 de novembro de 2017.

Com a entrada em vigor do programa *CEF – Energy*, foi cativado um montante no Orçamento Europeu para o período entre 2014 e 2020, destinado a apoiar Projetos de Interesse Comum na área da energia, nomeadamente para os casos que reúnam as respetivas condições de elegibilidade, definidas nos referidos Regulamento (UE) N.º 347/2013 e Regulamento (UE) n.º 1316/2013, bem como na Decisão de Implementação da Comissão C(2019) 2187 e respetivo anexo, ambos de 20 de março de 2019.

Project Bonds

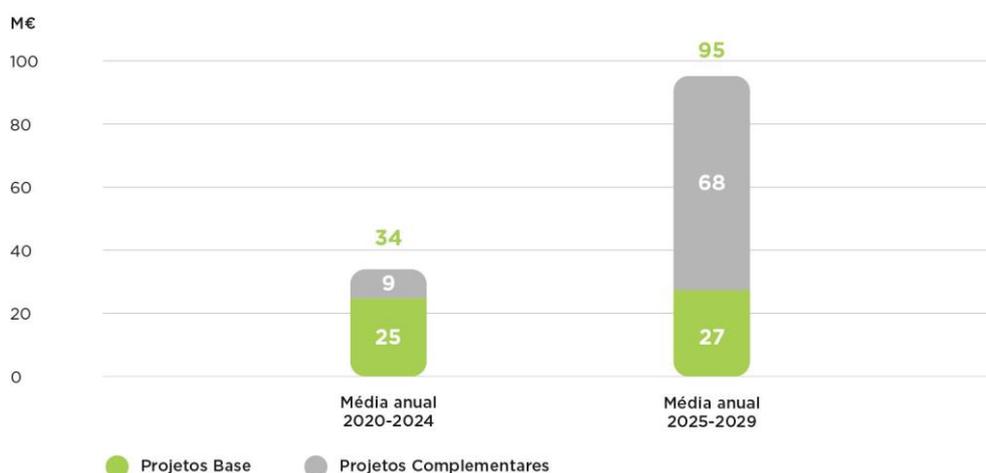
As *project bonds* são um mecanismo de financiamento de projetos baseado na constituição entidades específicas (SPV - *Special Purpose Vehicle*) com o suporte de participação do BEI, permitindo por essa via a mobilização de capital para a realização de projetos que não teriam possibilidade de ser desenvolvidos sem esse tipo de apoio. Relativamente a esta forma de financiamento, apesar de promovida pela Comissão Europeia como mecanismo de apoio à implementação dos projetos PIC, considera-se que não tem aplicação prática à realidade dos projetos apresentados no PDIRT.

INVESTIMENTO 2020-2029 CONSIDERANDO O CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E OS PROJETOS COMPLEMENTARES

Num cenário de conjugação dos Projetos Base e Projetos Complementares, verifica-se que, no período 2020-2024, o valor médio das transferências anuais para exploração pode representar um montante da ordem dos 34 M€ a CDE. No mesmo pressuposto de conjugação dos Projetos Base e Projetos Complementares, no segundo quinquénio, período 2025-2029, o valor médio das transferências anuais para exploração pode ascender a 95 M€.

Figura - 11

Projetos Base e Complementares – Transferências para Exploração no período 2020-2024 e 2025-2029 (valores anuais médios)¹⁶



Da análise da figura que se segue, pode-se concluir que com a concretização conjunta dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, perspetiva-se um

¹⁶ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PARA PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2020-2024

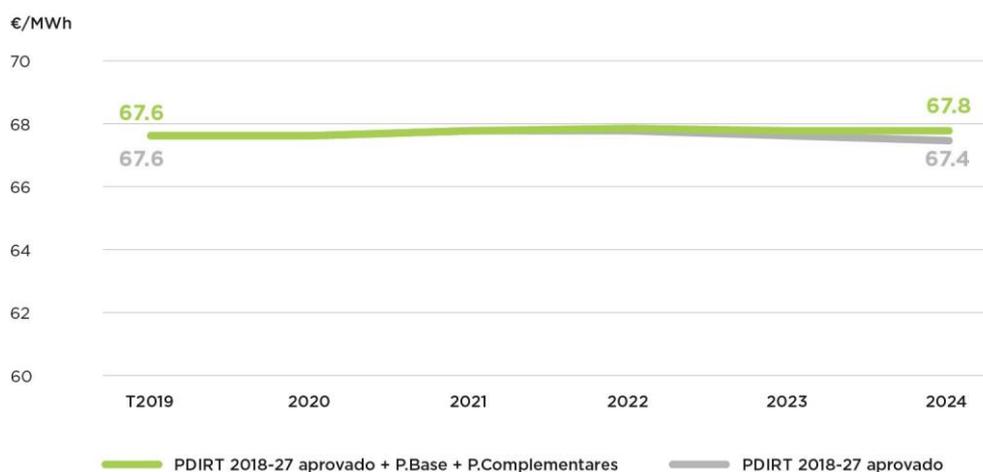


INVESTIMENTO MÉDIO ANUAL PARA PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES NO PERÍODO 2025-2029

ligeiro acréscimo do preço médio da tarifa de acesso às redes de 0,2 €/MWh (cerca de 0,2%) em 2024, relativamente ao previsto nas Tarifas 2019.

Figura - 12

Impacto dos Projetos Base e Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes¹⁷



IMPACTO NO PREÇO MÉDIO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2019 E 2024

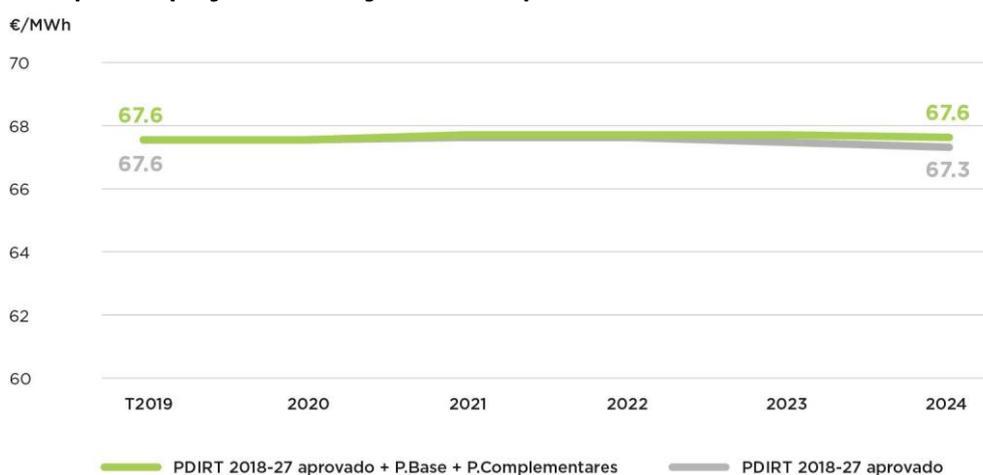


IMPACTO NO PREÇO MÉDIO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2019 E 2024

A figura seguinte ilustra o impacto dos Projetos Base e Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes, considerando participações por terceiros, de acordo com os valores publicados na Diretiva n.º 5/2019 da ERSE¹⁸, associados aos Projetos Complementares excluindo os do Indutor Sustentabilidade.

Figura - 13

Impacto dos Projetos Base e Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes considerando num cenário de participação de Projetos Complementares¹⁹



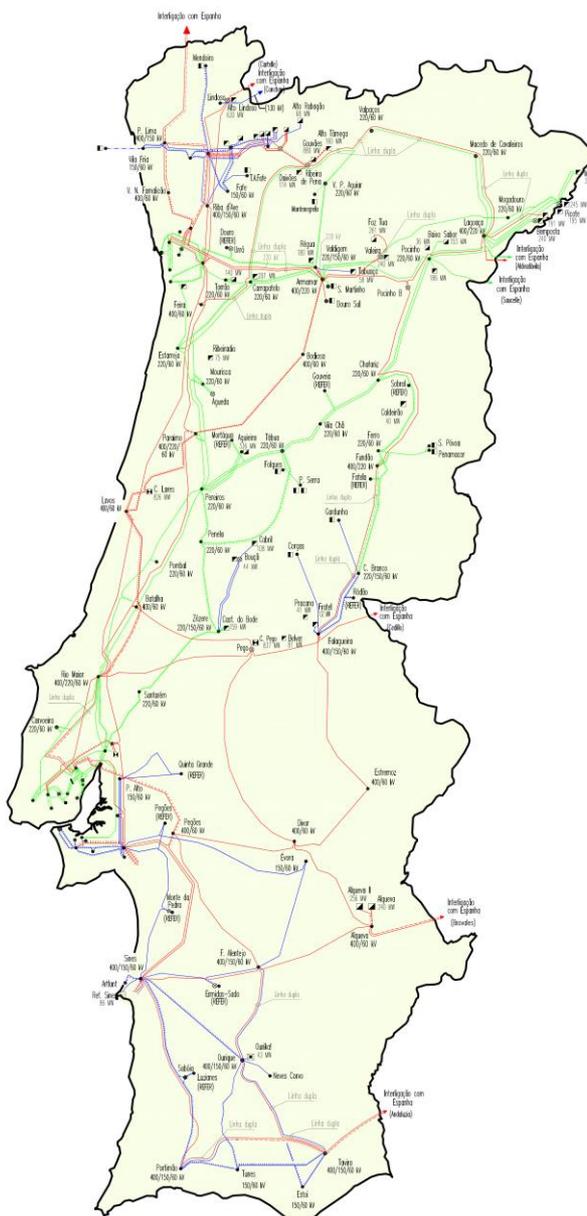
¹⁷ Este impacto considera cumulativamente os projetos aprovados do PDIRT 2018-2027.

¹⁸ Para este efeito assumiu-se que a totalidade do acréscimo da capacidade de receção proporcionada por cada projeto (ou conjunto de projetos) de reforço de rede, será toda ela utilizada logo no ano de entrada em serviço desse mesmo reforço de rede.

¹⁹ Este impacto considera cumulativamente os projetos aprovados do PDIRT 2018-2027.

Pode-se concluir que com a concretização conjunta dos Projetos Base e dos Projetos Complementares e considerando um cenário de participações por terceiros, perspectiva-se que o preço médio da tarifa de acesso às redes em 2024 seja igual ao valor implícito nas tarifas 2019.

Figura - 14
Mapa da rede em 2029 – Projetos Base e Complementares



ÍNDICE

APRESENTAÇÃO	III
SUMÁRIO EXECUTIVO	I
ÍNDICE	XXXV
SIGLAS	XXXVIII
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	16
1.5.3. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	18
1.5.4. ASSISTÊNCIA FINANCEIRA PARA PROJETOS DE INTERESSE COMUM	18
1.6. APROVAÇÃO DO PDIRT 2018-2027	20
1.7. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRT	21
1.8. CONTEÚDO DO PDIRT	25
1.9. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	28
2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DA REDE DE TRANSPORTE	31
2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES	33
2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS	35
2.2.1. CONSUMO	35
2.2.2. PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS	38
2.2.3. PONTA SÍNCRONA DE CARGA DO SEN E PONTA DA RNT	40
2.3. OFERTA E IMPACTOS NA RNT	42
2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO	44
2.5. INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO	48
2.6. EVOLUÇÃO DAS PERDAS	51
2.7. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL	52
3. PRESSUPOSTOS DO PLANO	55
3.1. ENQUADRAMENTO	57
3.2. ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT	58
3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA	60
3.3.1. ENQUADRAMENTO	60
3.3.2. METODOLOGIAS E EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DAS PONTAS	60
3.4. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA	64
3.4.1. PREVISÃO DA PONTA SÍNCRONA DE CARGA	64
3.4.2. PREVISÃO DE CARGAS POR PONTO DE ENTREGA (PDE)	68
3.5. FLEXIBILIDADE DA PROCURA	75
3.5.1. 'DEMAND SIDE RESPONSE'	75
3.5.2. INTERRUPTIBILIDADE	77
3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA	79
3.7. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT	83
4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO	87
4.1. ENQUADRAMENTO	89
4.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE	91
4.2.1. PANORÂMICA GERAL DO INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE	91
4.2.2. DETALHE DAS TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO (2020-2024)	93
4.2.3. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO	98
4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT	100
4.3.1. ENQUADRAMENTO À GESTÃO DE ATIVOS	100
4.3.2. METODOLOGIA PARA PLANEAMENTO DO INVESTIMENTO	104
4.3.3. PLANO DE REMODELAÇÃO DE ATIVOS	106
4.4. COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO	117
4.4.1. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS	117
4.4.2. TRANSFORMADORES MAT/AT E PAINÉIS AT PARA APOIO AOS CONSUMOS	118
4.4.3. COORDENAÇÃO ENTRE O ORD E O ORD	121
4.4.4. COMPENSAÇÃO DE REATIVA	121

4.5. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA	123
4.5.1. RTS	123
4.5.2. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE	126
5. PROJETOS COMPLEMENTARES DE INVESTIMENTO	127
5.1. ENQUADRAMENTO	129
5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	132
5.2.1. MONTANTES INDIVIDUAIS DOS PROJETOS	132
5.2.2. DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO	135
5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	136
5.4. ENERGIAS RENOVÁVEIS DE ORIGEM OU LOCALIZAÇÃO OCEÂNICA	145
5.5. TRANSFORMADORES MAT/AT COM APOIO A CONSUMOS	149
6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRT	151
6.1. INVESTIMENTO DO CONJUNTO DOS PROJETOS BASE E COMPLEMENTARES	153
6.2. IMPACTO TARIFÁRIO	154
6.2.1. ENQUADRAMENTO	154
6.2.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE	155
6.2.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES	157
6.2.4. IMPACTO TARIFÁRIO CONSIDERANDO OS PROJETOS BASE MAIS OS PROJETOS COMPLEMENTARES	160
6.3. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO	168
6.3.1. APLICAÇÃO AOS PROJETOS BASE	168
6.3.2. APLICAÇÃO AOS PROJETOS COMPLEMENTARES	181
6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES	189
6.4.1. PROJETOS BASE	189
6.4.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	193
6.5. PERDAS NA RNT	195
6.6. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO	197
6.7. CAPACIDADE DE RECEÇÃO A LONGO PRAZO	200
6.7.1. ENQUADRAMENTO	200
6.7.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO	201
6.7.3. CARACTERIZAÇÃO DOS PEDIDOS DE LIGAÇÃO DE NOVA PRODUÇÃO À REDE	202
6.7.4. CAPACIDADE DE RECEÇÃO PARA O CURTO PRAZO	204
CAPACIDADES DE RECEÇÃO PARA O MÉDIO/LONGO PRAZO	207
6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO	211
6.8.1. ENQUADRAMENTO	211
6.8.2. INDICADORES DE QUALIDADE DE SERVIÇO – PROJETOS BASE	211
6.9. EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO	215
6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA	222
6.10.1. EVOLUÇÃO DA PROCURA	222
6.10.2. EVOLUÇÃO DA OFERTA	223
6.11. ESTABILIDADE DO SISTEMA	224
6.11.1. PRINCÍPIOS GERAIS	224
6.11.2. NOVOS DESAFIOS PARA A SEGURANÇA E ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	225
6.11.3. NOVAS EXIGÊNCIAS REGULAMENTARES	225

ANEXOS

- ANEXO 1 – PADRÕES DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT
- ANEXO 2 – RMSA-E 2018 | CENÁRIOS E PRESSUPOSTOS; PNEC 2021-2030 | OBJETIVOS DE FER PARA 2030
- ANEXO 3 – LISTA DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO
- ANEXO 4 – APROVAÇÃO DO PDIRT 2018-2027
- ANEXO 5 – QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE 2020 A 2029 E MAPA DA RNT (PROJETOS BASE)
- ANEXO 6 – QUADROS DE ENTRADAS EM SERVIÇO DE 2020 A 2029 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 2018
- ANEXO 12 – VALORES PREVISIONAIS DA CARGA SIMULTÂNEA E DA PONTA MÁXIMA NOS HORIZONTES 2020, 2024 E 2029
- ANEXO 13 – POTÊNCIA ATRIBUÍDA/CATIVA E CAPACIDADES DE RECEÇÃO DE NOVA GERAÇÃO NA RNT
- ANEXO 14 – MAPAS DE TRÂNSITOS NA RNT NO HORIZONTE 2029
- ANEXO 15 – INDICADORES EVOLUTIVOS DOS EQUIPAMENTOS DA REDE
- ANEXO 16 – EVOLUÇÃO DAS CORRENTES DE DEFEITO
- ANEXO 17 –NOTA TÉCNICA JUSTIFICATIVA DA NÃO REALIZAÇÃO DA AAE DO PDIRT 2020-2024 (2029)
- ANEXO 18 – PARECER DE ENTIDADE EXTERNA RELATIVO À PROPOSTA DE PDIRT 2020-2029

SIGLAS

AA	Avaliação Ambiental
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CDE	Custos Diretos Externos
CE	Comissão Europeia
CEF	<i>Connecting Europe Facility</i>
CEM	Campos Eletromagnéticos
CSW RG	<i>Continental South-West Regional Group</i>
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DSR	<i>Demand Side Response</i>
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EU	União Europeia
FCD	Fatores Críticos para a Decisão
FER	Fontes de Energia Renovável
FRTC	<i>Fault Ride Through Capability</i>
GGs	Gestão Global do Sistema
ICP	Índice de Cobertura Probabilístico
IP/MPLS	<i>Internet Protocol / Multi-Protocol Label Switching</i>
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	<i>Plesiochronous Digital Hierarchy</i>
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico

PNEC	Plano Nacional de Energia e Clima
QRE	Quadro de Referência Estratégico
RA	Relatório Ambiental
REE	Red Eléctrica de España, S.A. (TSO Espanhol)
RMSA	Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento
REN	Rede Eléctrica Nacional, S.A.
REORT	Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte
Rev.	Centrais hidroelétricas reversíveis
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RRD	Regulamento da Rede de Distribuição
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
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SARI	<i>System Average Restoration Index</i>
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SEN	Sistema Elétrico Nacional
TDM	<i>Time Division Multiplexing</i>
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
TSO	<i>Transmission System Operator (Operador da Rede de Transporte)</i>
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
UE	União Europeia



1

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

1.1. A REDE DE TRANSPORTE

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

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

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

Outro fator igualmente relevante, contribuindo de forma significativa para o cumprimento do objetivo anterior, passa por assegurar a receção e a transmissão da energia produzida pelas diversas centrais do sistema (estejam estas ligadas diretamente à rede de transporte ou às redes de distribuição), contribuindo deste modo para a disponibilização aos consumos da energia por eles requerida. Esta dimensão nacional deve também ter em consideração uma evolução crescente da produção de energia baseada em fontes renováveis, de acordo com objetivos e políticas energéticas estabelecidos, designadamente no quadro nacional, as metas consagradas no mais recente Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, o RMSA-E 2018, e na proposta de Plano Nacional Energia e Clima para o horizonte 2021-2030 (PNEC 2021-2030).

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

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

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

1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

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

- ✓ As alterações legislativas de 8 de outubro de 2012 transpõem para a legislação portuguesa a Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade (integrando o designado Terceiro Pacote Energético), tendo como principais objetivos o aumento da concorrência, a existência de uma regulação eficaz e o incentivo ao investimento em benefício dos consumidores;
- ✓ O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, nas suas atuais redações – estipulam que a REN, enquanto Operador da Rede de Transporte deve assegurar o planeamento da RNT e deve, até 31 de março dos anos ímpares, enviar à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para apreciação, a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade;
- ✓ O artigo 35.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, relativo à Gestão técnica global do SEN, refere no seu n.º 2 que “a gestão técnica global do SEN é exercida com independência, de forma transparente e não discriminatória, e consiste na coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de modo a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema de eletricidade e a segurança e continuidade do abastecimento de eletricidade, no curto, médio e longo prazo, mediante o exercício” do “Planeamento da RNT, designadamente no que respeita ao planeamento das suas necessidades de renovação e expansão, tendo em vista o desenvolvimento adequado da sua capacidade e a melhoria da qualidade de serviço em atenção às principais medidas da política energética nacional, e, em particular, através da preparação do PDIRT da eletricidade” (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte);
- ✓ No n.º 5 do seu artigo 36.º, o Decreto-Lei n.º 172/2006 refere que, no processo de elaboração do PDIRT, o operador da RNT deve ter em consideração os seguintes elementos:
 - a) A caracterização da RNT;
 - b) O RMSA mais recente;
 - c) Os Padrões de segurança para planeamento da RNT (contidos no Regulamento da Rede de Transporte, V. Anexo 1) e demais exigências técnicas e regulamentares, nomeadamente as resultantes do Regulamento de Operação das Redes;
 - d) As solicitações de reforço de capacidade de entrega e de painéis de ligação formulados pelo operador da RND, o planeamento da rede de distribuição em

alta tensão (AT) e média tensão (MT) e as licenças de produção atribuídas, bem como outros pedidos de ligação à rede de centros eletroprodutores (incluindo os pedidos de ligação ao abrigo da Portaria n.º 243/2013).

Refira-se que, em complemento ao Decreto-Lei n.º 172/2006, a Portaria n.º 133/2015 estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público (RESP), bem como do licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida.

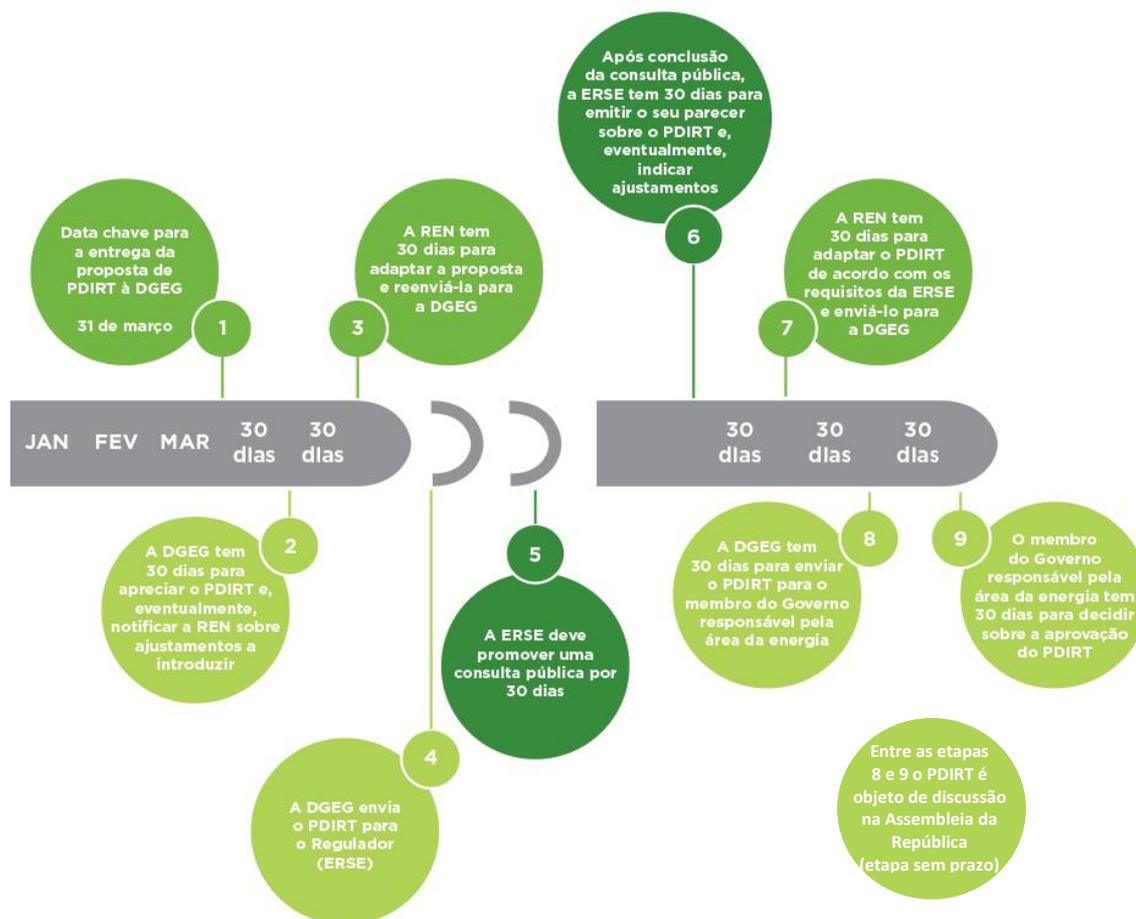
- ✓ O Decreto-Lei n.º 172/2006, prevê ainda no n.º 6 do seu artigo 36.º que o operador da RNT deve incluir no PDIRT o seguinte:
 - a) A identificação dos principais desenvolvimentos futuros de expansão da rede, especificando as infraestruturas a construir ou modernizar no período de 10 anos seguinte, os investimentos que o operador da RNT já decidiu efetuar e, dentro destes, aqueles a realizar nos três anos seguintes, indicando ainda o calendário dos projetos de investimento;
 - b) Os valores previsionais da capacidade de interligação a disponibilizar para fins comerciais;
 - c) As obrigações decorrentes do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e as medidas adequadas ao cumprimento dos objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
 - d) As medidas de articulação necessárias ao cumprimento das obrigações aplicáveis perante a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia e da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte para a eletricidade, nomeadamente no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia;
 - e) As intenções de investimento em capacidade de interligação transfronteiriça e sobre os investimentos relacionados com a instalação de linhas internas que afetem materialmente as interligações.

Ainda de acordo com a legislação em vigor (n.º 6 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006), do ponto de vista da sua tramitação, ver Figura 1-1, a proposta do PDIRT é enviada à DGEG para apreciação. A DGEG, no prazo de 30 dias, poderá solicitar alterações ao documento, que o ORT deverá incorporar numa nova versão a enviar, no prazo de 30 dias, à DGEG, a qual, por sua vez, remete essa versão do PDIRT à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que promove a respetiva consulta pública pelo prazo de 30 dias. Findo este processo, a ERSE emitirá um parecer sobre o Plano, no prazo de 30 dias, a partir do qual (e dos elementos da consulta pública) o ORT elabora a versão final do PDIRT e envia-a à DGEG, no prazo de 30 dias; a DGEG submete a proposta final de PDIRT, no prazo de 30 dias após a sua receção, para aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo de 30 dias para a respetiva decisão.

Complementarmente, o n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, Lei do Orçamento do Estado para 2017, refere que “o membro do Governo responsável pela área da energia aprova o PDIRT, após parecer da ERSE, submissão a consulta pública e discussão na Assembleia da República, nos termos definidos em legislação complementar”.

FIGURA 1-1

Procedimento de elaboração do PDIRT



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

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DOS CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS

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

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

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

A implementação nacional 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. Os representantes dos Estados-Membros, entidades reguladoras, operadores de redes de distribuição e operadores de redes de transporte, juntamente com os principais *stakeholders*, têm estado envolvidos em todo o trabalho de implementação. A REN tem participado e irá continuar a colaborar com a DGEG e a ERSE, para apoio aos referidos processos, até à plena conclusão dos mesmos.

No que em particular respeita ao conjunto dos três códigos de ligação, espera-se que a sua implementação nacional esteja concluída até ao final de 2019.

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 que serão introduzidos pelo “Código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede”, para facilitar o nível de integração de FER em Portugal e para assegurar a manutenção da segurança e resiliência do sistema elétrico.

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

1.3. ARTICULAÇÃO E COORDENAÇÃO DO PDIRT

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

A estratégia de desenvolvimento da RNT encontra-se coordenada com a concessionária da rede de distribuição, bem como com os operadores das redes elétricas de sistemas vizinhos, pelo que a presente proposta de PDIRT 2020-2029 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 decisoriais.

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

Neste contexto, tendo em consideração o atrás exposto, na elaboração da anterior 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 2020-2029.

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

Um segundo conjunto de projetos, os designados **Projetos Complementares**, integra os de expansão ou reformulação da RNT, que são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

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

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

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

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

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

1.5. O PLANEAMENTO DA RNT NO CONTEXTO EUROPEU

1.5.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 714/2009, de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de eletricidade a nível europeu, passou a ser assegurada pela “European Network of Transmission System Operators for Electricity”²⁰ (ENTSO-E), da qual a REN é associada. Ainda de acordo com o mesmo regulamento, esta associação é responsável por elaborar, a cada dois anos, o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede de transporte de eletricidade à escala Europeia, o “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP). A última edição deste plano foi publicada pela ENTSO-E em novembro de 2018, o “TYNDP 2018”²¹, tendo o mesmo sido enviado pela ENTSO-E à “Agency for the Cooperation of Energy Regulators” (ACER), a qual emitiu o seu parecer no dia 25 de março, seguindo-se-lhe a revisão do documento para posterior publicação da versão final. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas e que suportaram a sua elaboração, em particular a de “Cost Benefit Analysis” dos projetos nele contidos, foram sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais *stakeholders*, fatores estes que permitiram a introdução de um conjunto alargado de melhorias relativamente a anteriores edições do TYNDP.

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

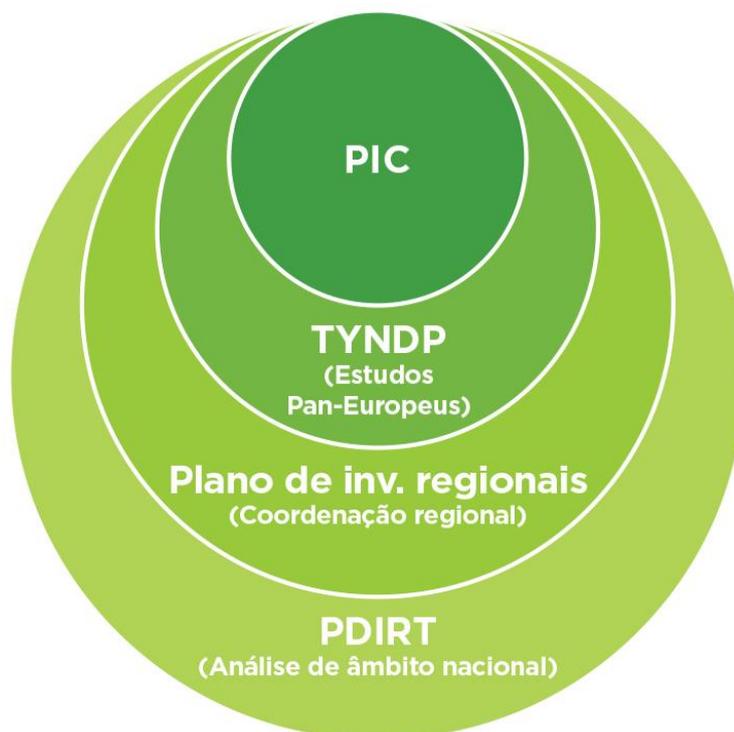
Do ponto de vista operacional e organizativo, no seu comité de planeamento e desenvolvimento das redes, a ENTSO-E encontra-se dividida em seis grupos regionais, os quais realizam os estudos técnicos que suportam as conclusões e a elaboração do TYNDP, identificando as necessidades de rede em cada região e nas ligações das diversas regiões entre si, e validando os projetos a incluir neste plano. A inclusão de projetos no TYNDP está condicionada ao cumprimento do estatuto de projeto pan-europeu, classificação que pressupõe o cumprimento de pelo menos um dos seguintes requisitos: (i) induzir um aumento da capacidade de interligação entre dois Estados Membros de pelo menos 500 MW; (ii) viabilizar a ligação à rede de, no mínimo, 1 GW/1 000 km² de nova produção ou assegurar o escoamento de produção existente; ou (iii) assegurar o abastecimento do crescimento dos consumos por um período superior a 10 anos numa área com um consumo mínimo de 3 TWh/ano.

²⁰ Designada na legislação portuguesa por “rede europeia dos operadores das redes de transporte”.

²¹ <http://tyndp.entsoe.eu/>

FIGURA 1-2

O PDIRT no contexto europeu



Os projetos que não respeitem pelo menos uma destas condições não poderão ser incluídos no TYNDP, podendo, no entanto, ser classificados com interesse de carácter nacional ou regional (caso sejam assim reconhecidos no seio dos grupos regionais) e, neste último caso (interesse regional), são publicados nos "Regional Investment Plans"²² que fazem parte do 'pacote' TYNDP. A REN está integrada no grupo regional *Continental South West* (RG CSW), juntamente com as suas congéneres espanhola, a Red Eléctrica de España (REE) e francesa, a *Reseaux de transport d'électricité* (RTE). Os principais resultados dos estudos técnicos desenvolvidos neste grupo regional, no âmbito do TYNDP 2018, encontram-se publicados no "Regional Investment Plan 2017 - Continental South West"²³.

Nas figuras seguintes, pode-se visualizar os resultados dos estudos de rede efetuados no âmbito do "Regional Investment Plan 2017 - Continental South West", considerando diferentes cenários de oferta e procura para o horizonte de 2040 e a topologia de rede prevista para 2030.

Com esta análise, foi possível identificar, na região, congestionamentos de rede internos e nas linhas de interligação, motivados pelo elevado crescimento na Península Ibérica e sul de França da potência instalada com base em fontes de energia renovável (principalmente solar).

A nova geração solar irá provavelmente localizar-se maioritariamente nas regiões mais a sul. Desta forma, com valores elevados de produção solar, são esperados trânsitos elevados de sul para norte

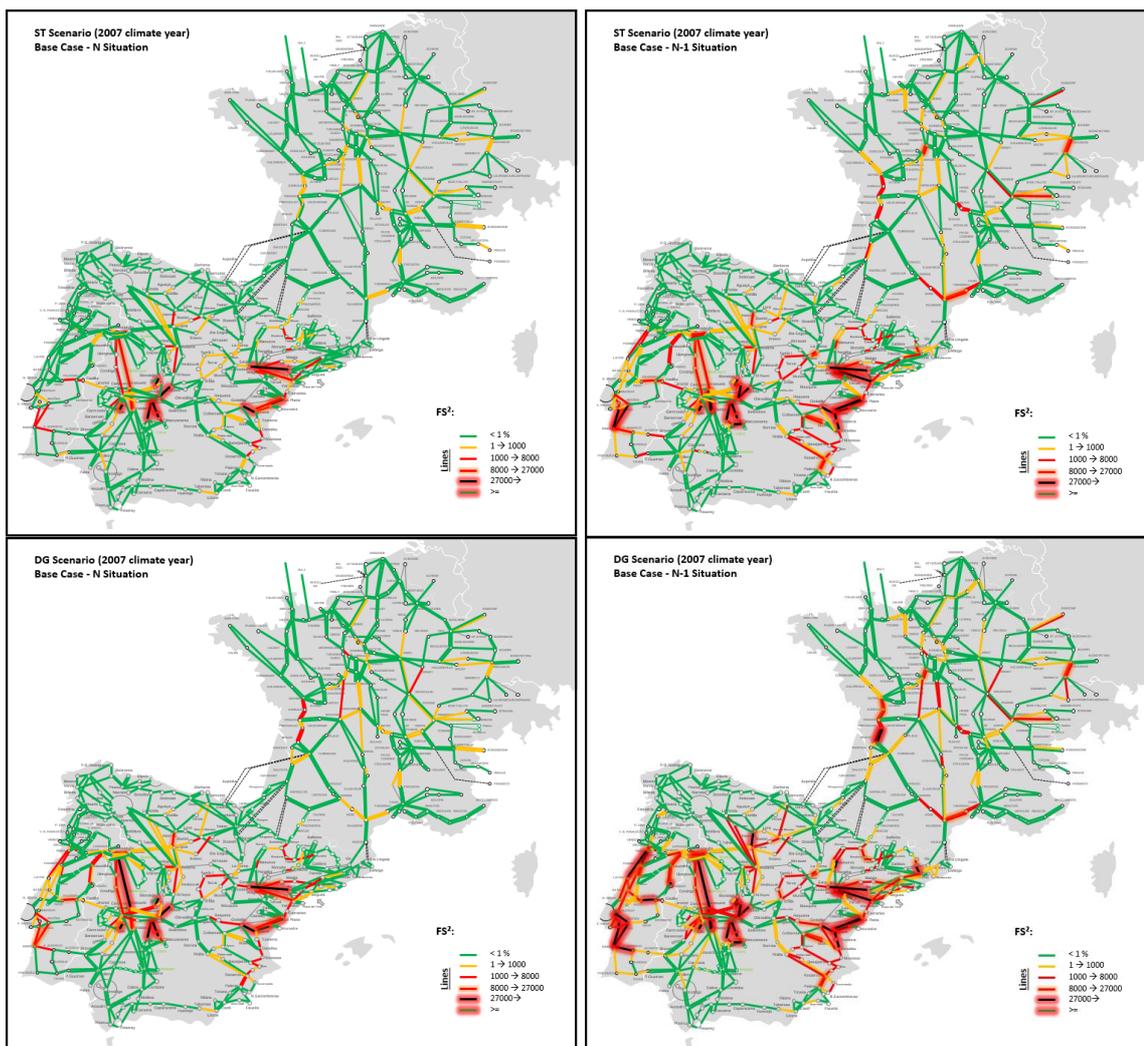
²² <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/power-system-2040/>

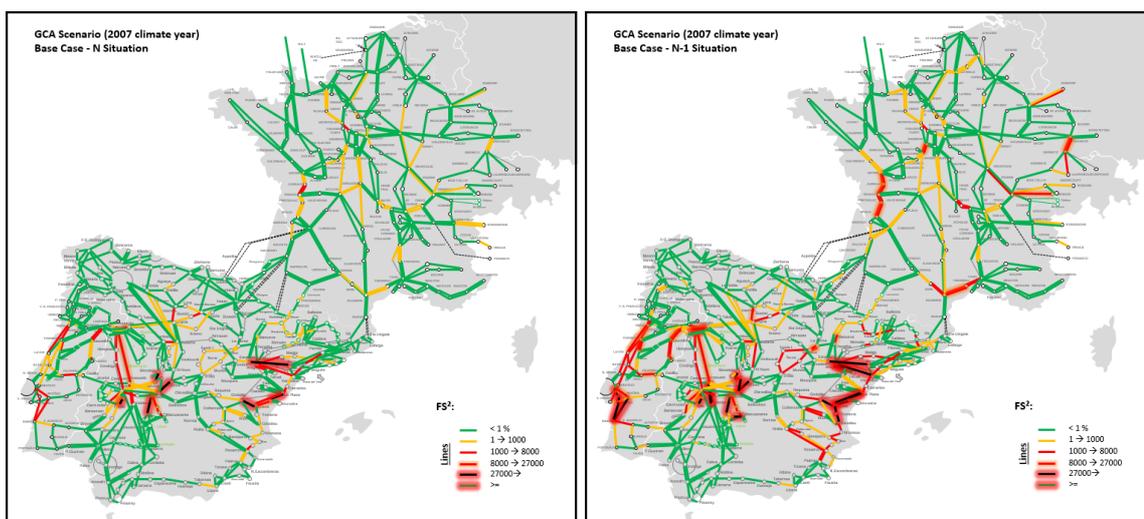
²³ https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_CSU_Full.pdf

na Península Ibérica, bem assim como para o exterior da região *Continental South West*, em direção à Alemanha e Suíça.

FIGURA 1-3

Índice de Severidade nos elementos de rede (Fonte: "Regional Investment Plan 2017 - Continental South West")





ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRT 2020-2029 E O TYNDP 2018

A proposta de PDIRT 2020-2029, nomeadamente por imperativo na alínea d) do ponto 6 do artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, deve contemplar as medidas de articulação necessárias ao cumprimento dos compromissos assumidos “no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia” (TYNDP).

Conforme referido, o TYNDP 2018 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 2018. Para além dos cenários nacionais, fornecidos pelos ORT, foram também utilizados outros, baseados em cenários da Comissão Europeia e em cenários desenvolvidos centralmente pela ENTSO-E.

Os projetos da RNT incluídos no TYNDP 2018 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 2018, disponível no site da ENTSO-E²⁴.

Do conjunto de projetos apresentado na presente proposta de PDIRT 2020-2029, faz parte do TYNDP 2018 a linha a 400 kV Pedralva - Sobrado, incluída neste TYNDP sob a ref^a. 1 - “RES in north of Portugal”.

Sobre o TYNDP 2018 e com particular enfoque os projetos da RNT incluídos no TYNDP, está disponível informação mais detalhada no Anexo 11 desta proposta de PDIRT.

²⁴ <http://tyndp.entsoe.eu/>

1.5.2. Projetos de Interesse Comum

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

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

O processo de seleção dos PIC, de acordo com o mencionado regulamento, usa como suporte os resultados da análise custo-benefício incluída no TYNDP, pelo que, a candidatura de qualquer projeto ao estatuto de PIC pressupõe, aliás tal como requerido pelo Regulamento (UE) n.º 347/2013, a inclusão do mesmo no TYNDP em vigor à data de seleção destes projetos. Em 2015 e 2017 foram aprovadas, respetivamente, a segunda e terceira listas, suportadas, a primeira destas no TYNDP 2014 e a segunda no TYNDP 2016. Durante o ano de 2019, decorre o processo de análise das candidaturas à quarta lista de PCI, a qual espera-se conhecida até final de 2019.

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

PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRT 2020-2029

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 e terceira listas, a REN recandidatou três desses projetos, visto que um dos projetos aceites na primeira lista ficou, entretanto, concluído. Estas três candidaturas foram aprovadas como PIC e esses projetos figuram na terceira lista da CE, aprovada em novembro de 2017 e publicada em abril de 2018 (Regulamento Delegado (UE) 2018/540). Este facto confirma,

não só o interesse destes projetos numa lógica nacional, que já estava adquirida, como também o seu valor acrescentado também numa perspetiva pan-europeia.

Durante o mês de novembro de 2018, decorreu a fase de candidaturas para a nova lista, a quarta, tendo a REN recandidatado ao estatuto de PIC os mesmos três projetos da terceira lista, entre os quais se encontra a linha a 400 kV Pedralva – Sobrado, que consta desta proposta de PDIRT. A decisão sobre estas candidaturas deve ser conhecida até ao final do ano de 2019.

Como referido, a classificação de PIC confere a esses projetos a possibilidade da sua candidatura para efeitos de acesso à elegibilidade para assistência financeira da UE, vertida no artigo 14.º, número 2, alíneas a), b) e c) do Regulamento (UE) n.º 347/2013, de 17 de abril.

Durante a *call* que decorreu entre 30 de junho de 2015 e 29 de abril de 2015 a REN candidatou a linha a 400 kV Pedralva - Sobrado a apoio para estudos. Esta candidatura foi aceite e o projeto desta linha contemplado com apoio financeiro de 50% dos custos previstos.

Estas candidaturas têm como principal objetivo maximizar as possibilidades que o ORT tem ao seu dispor para captação deste tipo de apoios, os quais contribuem para desonerar os sistemas elétricos dos Estados Membros, nomeadamente no desenvolvimento das infraestruturas consideradas necessárias ao bom funcionamento do Mercado Interno de Energia, cumprindo, não obstante, com os requisitos do Regulamento (UE) n.º 1316/2013, conforme aplicável.

1.5.3. Desenvolvimentos futuros

Com base nos resultados dos estudos conjuntos realizados no seio do RG CSW da ENTSO-E, a REN recandidatou ao estatuto de PIC os projetos que eram passíveis de candidatura, ou seja, os que tinham data de conclusão prevista posterior a 2019, estimando-se que haja uma decisão sobre a respetiva inclusão na quarta lista de PIC ainda em 2019. Com base nos instrumentos que tiver ao seu dispor, a REN irá continuar a envidar esforços para que estes projetos tenham acesso aos apoios comunitários (CEF ou outros), tendo em consideração os respetivos regulamentos de acesso, na perspetiva da sua desoneração para o SEN.

1.5.4. Assistência financeira para Projetos de Interesse Comum

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

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

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

- a) uma análise de custo-benefício ("*Cost-benefit Analysis – CBA*") específica do projeto que tenha em consideração os benefícios obtidos fora das fronteiras do Estado-Membro em causa;
- b) um plano de atividades ("*Business Plan*") que avalie a viabilidade financeira do projeto, incluindo a solução de financiamento escolhida; e
- c) se os promotores do projeto estiverem de acordo, uma proposta fundamentada para uma repartição dos custos transfronteiriços ("*Cross-border Cost Allocation – CBCA*").

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

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

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

Relativamente ao PIC 2.16.1 - Linha interna entre Pedralva e Sobrado, com data de comissionamento estimada no presente PDIRT para o horizonte 2023-2025, verifica-se que este projeto ainda não apresenta o grau de maturidade suficiente para a submissão do respetivo pedido de investimento, não estando, desta forma, já estabelecido um cronograma para a respetiva candidatura a fundos para obra ("*grant for works*") ao abrigo do programa CEF.

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

1.6. APROVAÇÃO DO PDIRT 2018-2027

A proposta final de PDIRT 2018-2027, de agosto de 2018, foi apresentada após revisão na sequência do parecer da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos emitido em 29 de junho de 2018. Essa revisão teve em conta, no aplicável, o referido parecer e os elementos disponibilizados da consulta pública do PDIRT 2018-2027, a qual decorrerá de 15 de fevereiro a 29 de março de 2018. A proposta final de PDIRT 2018-2027 foi submetida para discussão na Assembleia da República e objeto de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da Energia, por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 14/02/2019.

Os projetos aprovados consubstanciam um montante total de investimento de 535,1 M€ (valores a custos totais) — 462,3 M€ (valores a custos diretos externos) — contemplando Projetos Base (239,9 M€) e Projetos Complementares (295,2 M€) da referida proposta final de PDIRT 2018-2027.

Tendo em consideração estes desenvolvimentos, os projetos do PDIRT 2018-2027 já aprovados não fazem parte do conjunto de investimentos que se submete à aprovação através da proposta de PDIRT 2020-2029.

Assim, este Plano ilustra as novas necessidades de investimento que foram identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2018-2027, ou que se encontravam em horizontes temporais não abrangidos no período regulamentar dessa proposta (e que, portanto, não faziam parte da mesma), e ainda projetos apresentados na proposta de PDIRT 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação.

Informação adicional sobre os projetos do PDIRT 2018-2027 aprovados pode ser consultada no Anexo 4.

1.7. EVOLUÇÃO EM RELAÇÃO A ANTERIORES PROPOSTAS DE PDIRT

A proposta de PDIRT 2020-2029, mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais 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 perceptível 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 destaca os seguintes pontos:

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

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

- No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, estão contidos projetos de carácter indicativo, pelo que a sua efetiva concretização, no formato e datas indicados, depende fortemente do acompanhamento da efetiva evolução futura do SEN e das suas necessidades, com os eventuais ajustes decorrentes a serem traduzidos nas futuras edições do PDIRT, que é revisto a cada dois anos, tendo sempre em conta a necessidade de prever o período necessário desde a tomada de decisão até à concretização no terreno, período esse que deve considerar o tempo necessário para a realização de todas as atividades para o efeito, desde os estudos, autorizações administrativas, aprovisionamento, construção e comissionamento;
- ✓ Para a evolução dos consumos, foi tomado como base o cenário Central Ambição de Procura do RMSA-E 2018, considerando as medidas de eficiência energética e incorporação de veículos elétricos, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta de Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2021-2030);
- ✓ Evolução da oferta em linha com o RMSA-E 2018, observando as mais recentes orientações de política energética, com as alterações significativas de acordo com as metas consagradas na proposta do PNEC 2021-2030. 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 2018 considera a desclassificação das centrais a carvão de Sines e do Pego em 2025 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029;
- ✓ No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica, até 2029 o RMSA-E-2018 refere a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, mencionando ainda sobre o Fridão que o Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por 3 anos;
- ✓ Introdução de informação adicional associada aos conceitos e evolução verificada da Ponta síncrona de carga do SEN e Ponta da RNT;
- ✓ Incorporação de informação adicional para melhor 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;

- ✓ Os 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 do PDIRT 2018-2027 aprovados;
- ✓ 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 selecção de Projetos Base requerendo DFI;
- ✓ O investimento relativo aos projetos apresentados na proposta de PDIRT 2018-2027 que foram objeto de aprovação, cf. despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 14/02/2019, 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 2024 e 2029, 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 (2024 e 2029);
- ✓ Aprofundou-se a fundamentação dos projetos de investimento de remodelação e modernização de ativos, com vista à densificação da demonstração do seu mérito e premência da sua realização. Neste contexto, conforme recomendado pela ERSE no seu parecer à proposta de PDIRT 2018-2027, 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;

- ✓ Para efeitos de cálculo do Impacto Tarifário, nos Projetos Complementares não relacionados com Sustentabilidade²⁵ são apresentados dois cenários: (i) ausência de comparticipação por terceiros; (ii) consideração de uma parcela de comparticipação por terceiros, tendo em consideração, nomeadamente, a Diretiva n.º 5/2019 da ERSE, que aprova os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica;
- ✓ Informação detalhada sobre as capacidades de receção de nova geração por zona de rede, subestação e nível de tensão;
- ✓ Relativamente ao processo de Avaliação Ambiental Estratégica, foi elaborada a “*Nota Técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029)*” (Anexo 17), na qual se concluiu que as AAE realizadas nas anteriores edições do Plano se mantêm válidas para a atual proposta de PDIRT 2020-2029, pelo que se considera não ser necessário repetir o mesmo exercício nesta edição de Plano
- ✓ No sentido de enriquecer as perspetivas de avaliação das propostas de PDIRT, a REN tomou a iniciativa de solicitar a análise crítica do Plano por parte de instituição universitária com reconhecido prestígio e competência nas áreas técnicas e de conhecimento que sustentam a sua elaboração, no caso o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC), que se junta como anexo integrante do presente documento. De modo consequente, foi preocupação da REN procurar acomodar as sugestões de melhoria mais relevantes na abordagem dos temas identificados e, em alguns casos, explicar mais detalhadamente as opções tomadas.

²⁵ Requalificação de cariz ambiental e/ou de ordenamento territorial em zonas classificadas ou urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional. Devido ao facto de estes projetos não serem motivados para ligação de promotores ou consumidores e não criarem capacidades adicionais não foram consideradas quaisquer comparticipações de terceiros.

1.8. CONTEÚDO DO PDIRT

A proposta de PDIRT 2020-2029 encontra-se documentada com uma estrutura dividida em 6 capítulos, que se dão a conhecer:

Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;

Capítulo 2 – Caracterização Atual da Rede de Transporte;

Capítulo 3 – Pressupostos do Plano;

Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;

Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;

Capítulo 6 – Impacto dos Investimentos Apresentados no PDIRT.

Neste capítulo 1., para além de um enquadramento geral ao exercício de planeamento de uma rede de transporte de energia elétrica, com menção ao conjunto de fatores base que motivam o desenvolvimento deste tipo de infraestruturas, é apresentada uma breve síntese das obrigações decorrentes das Bases da concessão da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, em conjunto com um resumo de outros deveres e incumbências consagrados em legislação e regulamentação específica aplicável ao operador da RNT, fazendo-se também referência ao desenvolvimento e implementação dos novos códigos de rede europeus. Neste capítulo, é igualmente enquadrado o planeamento da RNT no contexto europeu, “no âmbito do plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala da União Europeia”, com uma referência aos critérios gerais estabelecidos a nível da Comissão Europeia para identificação dos Projetos de Interesse Comum e a indicação dos que, com este estatuto, constam da presente proposta de PDIRT. Faz-se ainda referência à aprovação da anterior proposta de PDIRT 2018-2027.

No capítulo 2., procede-se à caracterização da rede de transporte com referência a final de 2018. Numa primeira parte, faz-se uma descrição dos elementos constituintes da rede, seguida de uma caracterização do histórico de evolução dos consumos e das pontas sazonais síncronas nos últimos anos. Encontra-se igualmente destacado neste capítulo, a oferta, com uma síntese da potência instalada no parque eletroprodutor nacional. Numa segunda parte deste capítulo, é apresentado um histórico da evolução da capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha, em ambos os sentidos, a verificação da adequação da transformação MAT/AT nas subestações ao longo dos últimos anos, 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*. Apresentam-se também os cenários de evolução da procura considerados para o horizonte temporal do PDIRT bem como princípios e metodologias inerentes à verificação da adequação da RNT à procura. Neste último são apresentados, entre

outros conteúdos, valores previsionais de carga (para efeitos de simulação do comportamento da RNT), com referência à contribuição da produção embebida na satisfação do consumo e ao potencial impacto futuro da “Demand Side Response”. Este capítulo refere igualmente a evolução do parque eletroprodutor. Já na sua parte final, são apresentados os critérios de segurança para planeamento da RNT.

No capítulo 4., são apresentados os Projetos Base de investimento relativos à atividade de Transporte de Energia Elétrica e os afetos à Gestão Global do Sistema para o período 2020-2029. Apresentam-se os valores estimados para as entradas em exploração anuais no primeiro quinquénio e médias anuais no segundo quinquénio da presente proposta de PDIRT. Faz também parte do presente capítulo a descrição e justificação desse bloco de projetos, com informação relativamente aos projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento.

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

No capítulo 6., é efetuada uma análise do impacto dos investimentos apresentados. Na parte inicial deste capítulo, apresenta-se a análise multicritério/custo-benefício dos projetos e o impacto tarifário associado aos mesmos. São analisados os principais indicadores de qualidade de serviço, assim como se realiza uma apreciação sobre a estabilidade do sistema, também à luz das novas exigências regulamentares decorrentes dos novos códigos europeus. Apresenta-se igualmente os valores mínimos previstos de capacidade comercial de interligação entre Portugal e Espanha para o horizonte 2020-2029, os valores previsíveis de capacidade do sistema para ligação de novos centros eletroprodutores, bem assim como a evolução dos principais indicadores relativos à composição da RNT, à estimativa de perdas na RNT e às correntes de defeito, bem como o impacto esperado na qualidade de serviço. Já na parte final, faz-se uma breve análise de sensibilidade à evolução da oferta e ao parque de transformação MAT/AT face a uma eventual estagnação do consumo, apresentando-se o respetivo impacto ao nível dos investimentos.

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

Anexo 1 – Padrões de segurança para planeamento da RNT

Anexo 2 – RMSA-E 2018 | Cenários e Pressupostos; PNEC 2021-2030 | Objetivos de FER para 2030

Anexo 3 – Lista dos projetos de investimento

Anexo 4 – Aprovação do PDIRT 2018-2027

Anexo 5 – Quadros de entradas em serviço de 2020 a 2029 e Mapa da RNT (Projetos Base)

Anexo 6 – Quadros de entradas em serviço de 2020 a 2029 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 2018

Anexo 12 – Valores previsionais da carga simultânea e da ponta máxima nos Horizontes 2020, 2024 e 2029

Anexo 13 – Potência atribuída/cativa e capacidades de receção de nova geração na RNT

Anexo 14 – Mapas de trânsitos na RNT para o horizonte de 2029

Anexo 15 – Indicadores evolutivos dos equipamentos da rede

Anexo 16 – Evolução das correntes de defeito

Anexo 17 - Nota Técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029)

Anexo 18 – Parecer de entidade externa relativo à proposta de PDIRT 2020-2029

1.9. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

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

De acordo com a legislação, o responsável pela 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 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.

No ciclo de planeamento imediatamente anterior, mais concretamente no âmbito do PDIRT 2018-2027, foi efetuada uma AAE.

Dos documentos que constituem as AAE elaboradas aos ciclos de planeamento anteriores, o Relatório dos Factores Críticos para a Decisão, o Relatório Ambiental, o Resumo Não Técnico e a Declaração Ambiental encontram-se publicados na página da internet²⁶ da REN, tendo sido também disponibilizados à APA.

A proposta de PDIRT 2020-2029 tem no seu conjunto de elementos de base o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018) e a Caracterização da RNT a 31 de dezembro de 2018.

Esta proposta de Plano, apesar de ter um horizonte decenal, apresenta um conjunto de investimentos que se repartem por dois quinquénios: o primeiro quinquénio (2020-2024), no qual se englobam os projetos que contêm em si um maior grau de confiança quanto à sua concretização no formato e timing indicados, e um segundo quinquénio (2025-2029), que reúne projetos com um nível de incerteza mais acentuado sobre a melhor oportunidade para a sua efetiva implementação.

Salienta-se, no entanto, que o conjunto de projetos proposto no âmbito do PDIRT 2020-2029 permitirá, até 2030, dar resposta às metas de Fontes de Energia Renovável (FER) contidas na proposta de Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2021-2030). Estas metas, numa rota de crescente descarbonização da sociedade, projetam até 2030 montantes significativos de nova potência instalada de centros eletroprodutores a partir de FER, nomeadamente por reforço do aproveitamento dos potenciais solar e eólico.

²⁶ <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/Paginas/AvaliacaoAmbientalEstrategica.aspx>

Assinala-se que, em termos de grandes desenvolvimentos, o primeiro quinquénio da proposta de PDIRT 2020-2029, contempla projetos que:

- ✓ ou foram alvo de anteriores AAE (nomeadamente as AAE efetuadas com os PDIRT 2009-2014 (2019), PDIRT 2012-2017 (2022) e PDIRT 2018-2027);
- ✓ e/ou foram já objeto ou se encontram em processo de elaboração de estudos ambientais.

Neste contexto, a REN e a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), elaboraram a "*Nota Técnica justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029)*". Esta Nota Técnica assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos projetos propostos, em particular os do primeiro quinquénio, já foi concretizado no anterior PDIRT 2018-2027, ou em edições anteriores deste Plano.

Apesar de se perspetivarem ligeiras alterações ao nível do Quadro de Referência Estratégico (QRE), constata-se que o Quadro de Governação (QG), as Questões Estratégicas (QE) ou ainda as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) são, no essencial, comuns à anterior edição do PDIRT e à que é objeto da Nota Técnica, tendo apenas ocorrido algum desfasamento temporal na sua efetiva implementação. Mesmo no que respeita a eventuais ajustes no QRE, a expectativa é de que não constituam um elemento dissonante nas estratégias que têm vindo a ser seguidas no setor da energia, uma vez que não alteram os pressupostos subjacentes a esta infraestrutura nem invalidam a Avaliação Ambiental anteriormente realizada.

Assim, considera-se que a realização de um novo exercício de Avaliação Ambiental para a presente edição do Plano será prematura, impossibilitando até que se vertam as necessárias reflexões associadas ao novo QRE que se avizinha.

É importante referir que, em relação a potenciais investimentos elencados neste PDIRT para o segundo quinquénio do período a que reporta, ainda haverão mais duas edições do Plano (que é revisto a cada dois anos) nas quais a efetiva necessidade e oportunidade de realização destes investimentos será reavaliada. A aprovação dos referidos investimentos será suportada pela devida avaliação ambiental, no contexto do QRE, QG e QE que se avizinha, pelo que se pode admitir que fazê-lo no âmbito da presente edição do Plano é prematuro e desajustado.

Em 16 de maio de 2019, a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. promoveu, na sede da Agência Portuguesa do Ambiente, um *workshop* com o objetivo de auscultar as Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas (ERAE) relativamente à análise diferencial efetuada pela REN/ FEUP sobre o enquadramento do PDIRT 2020-2029 com os exercícios de Avaliação Ambiental já realizados.

De acordo com os procedimentos previstos no quadro legal em vigor, e seguindo orientações da Agência Portuguesa do Ambiente, a "*Nota Técnica Justificativa da não realização da AAE do PDIRT 2020-2024 (2029)*" foi submetida à consulta das ERAE com competências ou interesse nas áreas geográficas onde se enquadram os projetos objeto do presente Plano, cujos resultados relevantes foram analisados e incorporados na referida Nota Técnica.

Face ao exposto na referida Nota Técnica na sua versão final (Anexo 17), conclui-se que, como os projetos que fazem parte do primeiro quinquénio da proposta de PDIRT 2020-2029 já foram alvo de Avaliação Ambiental na edição do PDIRT 2018-2027 ou em edições anteriores, ou ainda já se

encontram mesmo em processo de elaboração de estudos ambientais, esta AAE mantém-se válida para a atual proposta do PDIRT 2020-2029, pelo que se considera não ser necessário repetir o mesmo exercício nesta edição de Plano.



2

**CARACTERIZAÇÃO
ATUAL DA REDE
TRANSPORTE**

REN 

2.1. ELEMENTOS CONSTITUINTES

Em 31 de dezembro de 2018, a RNT tinha em serviço 68 subestações, 11 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte de 150, 220 e 400 kV. Os valores dos comprimentos totais de circuitos de linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas de transformação e autotransformação encontram-se resumidos no quadro seguinte.

QUADRO 2-1

Síntese dos principais equipamentos da RNT

Equipamentos da RNT	31-12-2018
Circuitos de linha (km)	8 907
400kV	2 714
220 kV*	3 611
150 kV**	2 582
Potência de transformação (MVA)	37 638
Autotransformação (MAT/MAT)	14 470
Transformação (MAT/AT)	22 848
Transformação (MAT/MT)***	320

* Inclui 95,2 km em circuito subterrâneo.

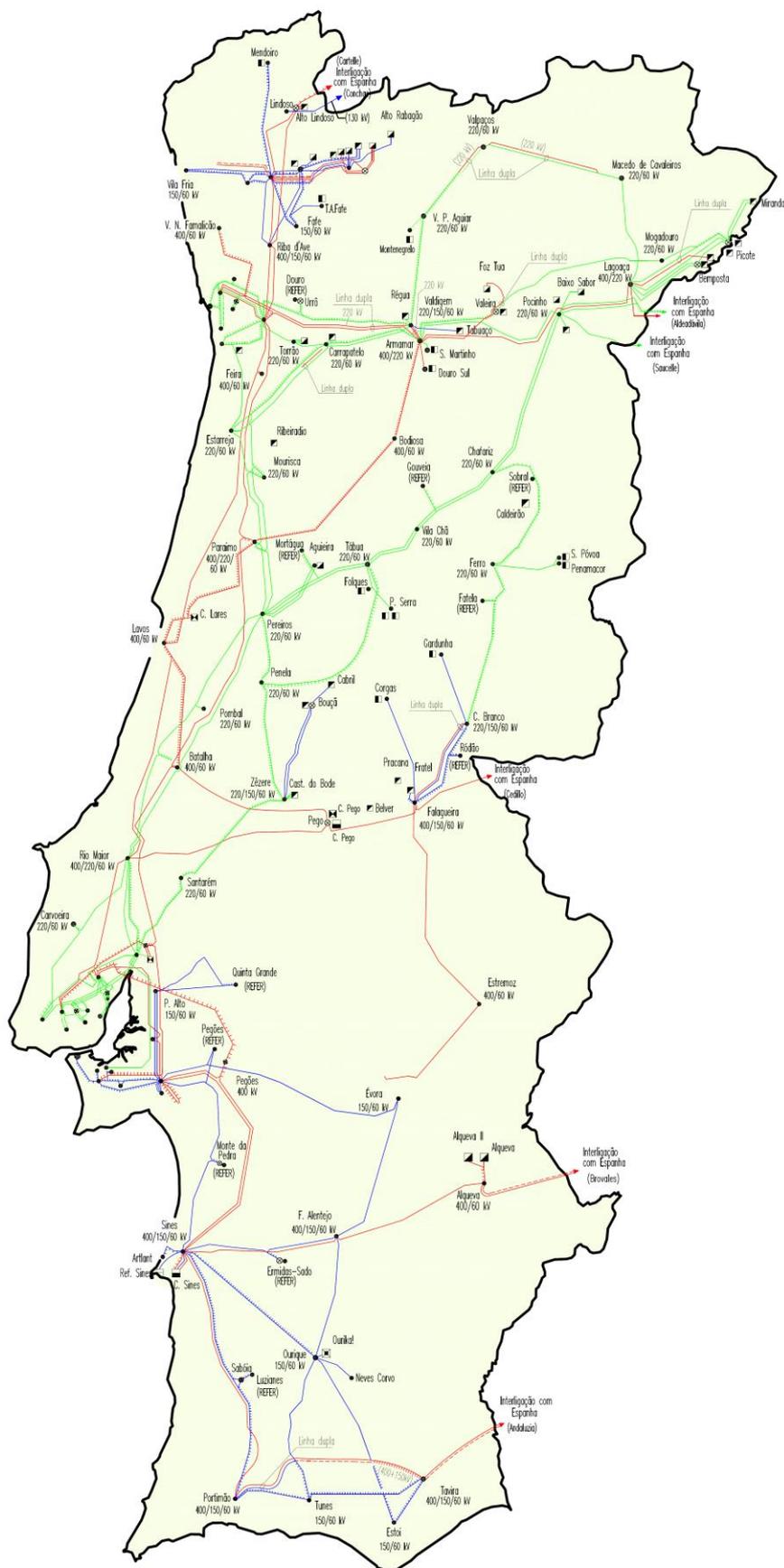
** Inclui 9,0 km do troço português da linha de interligação internacional a 132 kV Lindoso-Conchas.

*** Transformação instalada na Siderurgia Nacional da Maia.

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

Na figura seguinte apresenta-se o mapa da RNT com a situação da rede MAT em 1 de janeiro de 2019.

FIGURA 2-1
Mapa da RNT a 1 de janeiro de 2019



2.2. CONSUMO E PONTAS SÍNCRONAS SAZONAIS

2.2.1. Consumo

Em 2018, o consumo de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional (SEN) totalizou 50,9 TWh. Este valor traduz o agregado da produção líquida injetada na rede pública pelos centros produtores, de origem renovável e não renovável, e do saldo de trocas internacionais, subtraído do consumo para bombagem hidroelétrica.

Em 2018 face a 2017, o consumo de energia elétrica registou um crescimento de 2,5%, ou 1,7% considerando a correção do efeito da temperatura e do número de dias úteis.

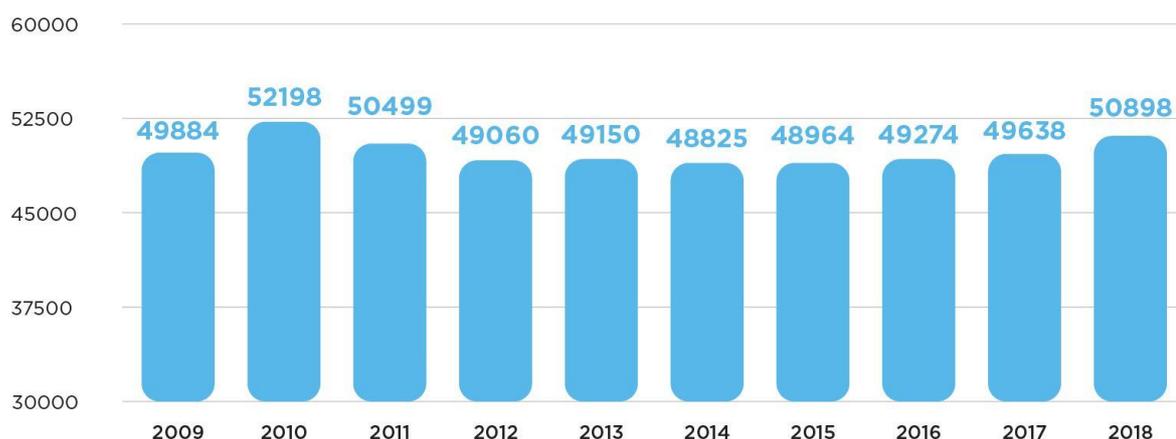
No que respeita à evolução dos consumos, verificou-se nos últimos anos uma tendência de estagnação (Figura 2-2), que começou a ser contrariada em 2016, com maior acentuação em 2018, continuando os maiores centros de consumo a localizar-se na faixa litoral, em particular nas áreas urbanas do Porto e de Lisboa.

FIGURA 2-2

Evolução do consumo nos últimos anos

Portugal continental (SEN)

Consumo (GWh)

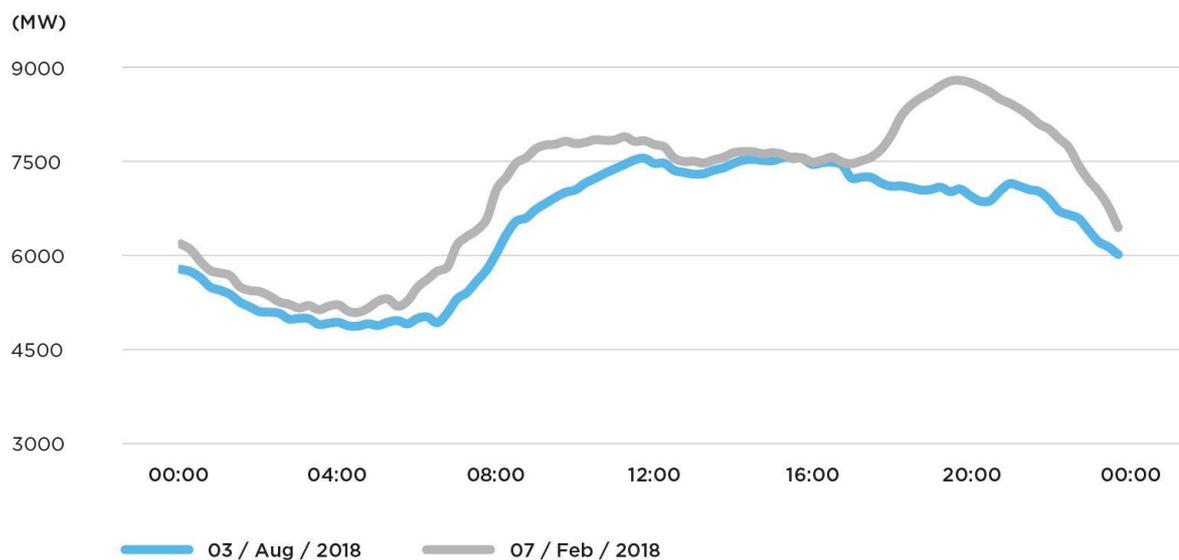


Na Figura 2-3 e Figura 2-4, apresenta-se, para o ano de 2018, a evolução da carga nos dias de maior ponta nas épocas sazonais de inverno e de verão, para Portugal continental e, dada a sua importância a nível de valores agregados de consumo, também para as zonas do Grande Porto, da Grande Lisboa, da Península de Setúbal e do Algarve.

FIGURA 2-3

Carga* nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2018

Portugal continental

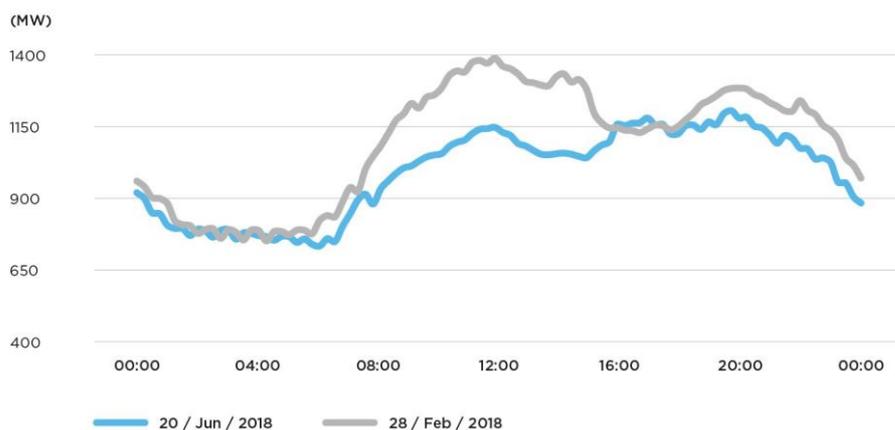


* A carga ilustrada é referida à emissão

FIGURA 2-4

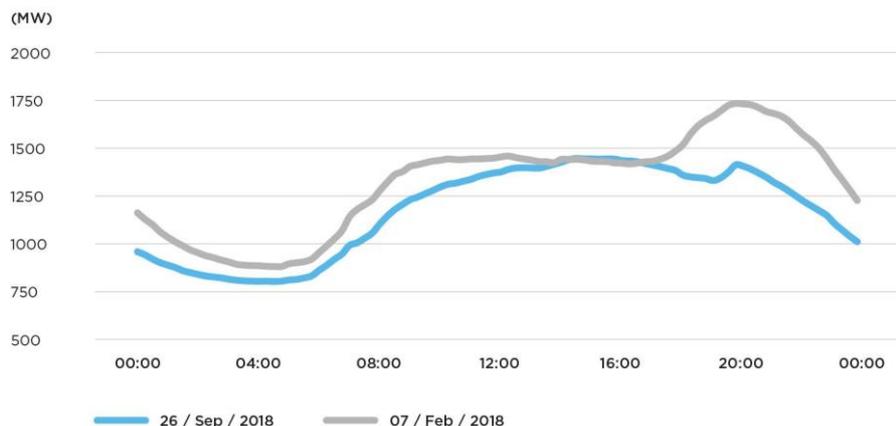
Carga nos dias de pontas sazonais mais elevadas em 2018

Grande Porto ^{a)}



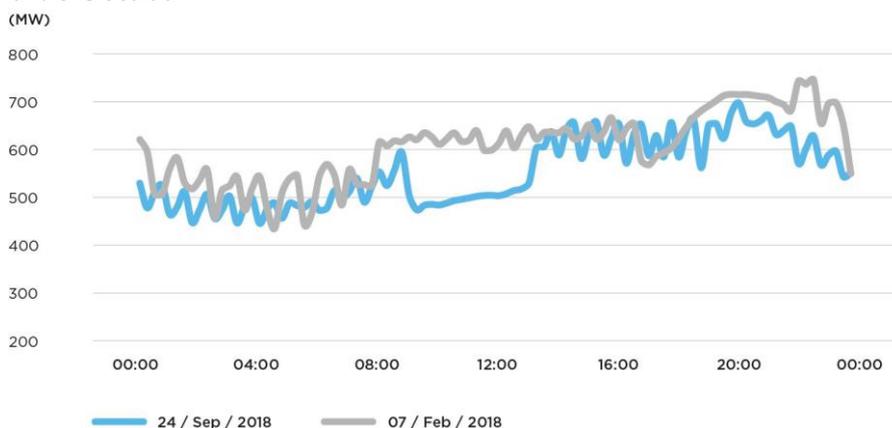
a) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Canelas, Custóias, Ermesinde, Prelada, Recarei e Vermoim, à Siderurgia Nacional da Maia, e a produção embebida na área de influência destas subestações;

Grande Lisboa ^{b)}



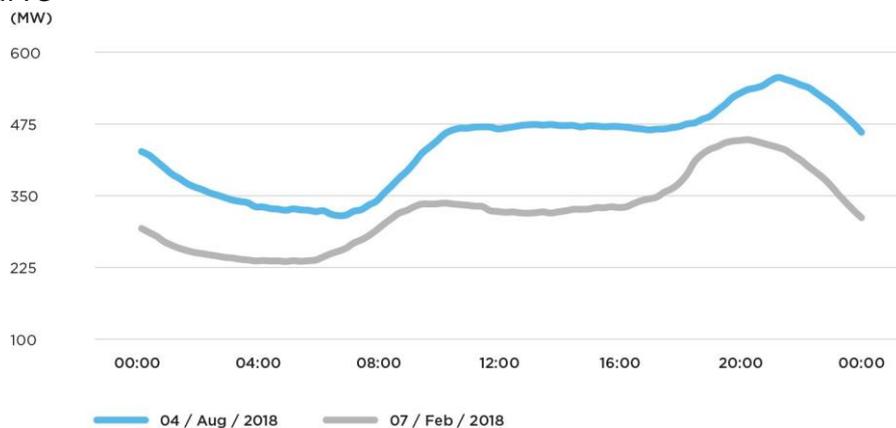
- b) Engloba as entregas à rede de distribuição nas subestações de Alto de Mira, Alto de São João, Carriche, parte de Carvoeira, Carregado, Fanhões, Trajouce, Sete Rios, Sacavém e Zambujal, e a produção embebida injetada na área de influência destas subestações.

Península de Setúbal ^{c)}



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

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 2018, foi de 8 794 MW, valor que continua a ser cerca de 6% inferior à ponta máxima em Portugal registada em 2010 (9 403 MW), mas começando a inverter, muito ligeiramente, a tendência global de estagnação face ao passado mais recente.

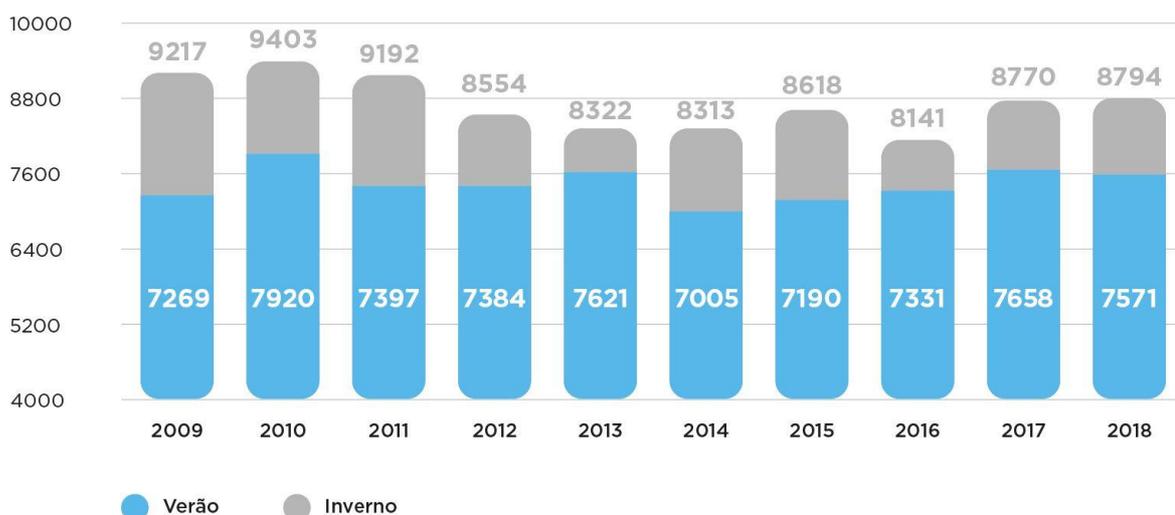
Na Figura 2-5, apresenta-se, para os últimos anos, os registos das pontas de carga síncronas sazonais, do total para Portugal continental e por grandes regiões: Grande Porto, Grande Lisboa, Península de Setúbal e Algarve.

FIGURA 2-5

Pontas de carga síncronas sazonais nos últimos anos

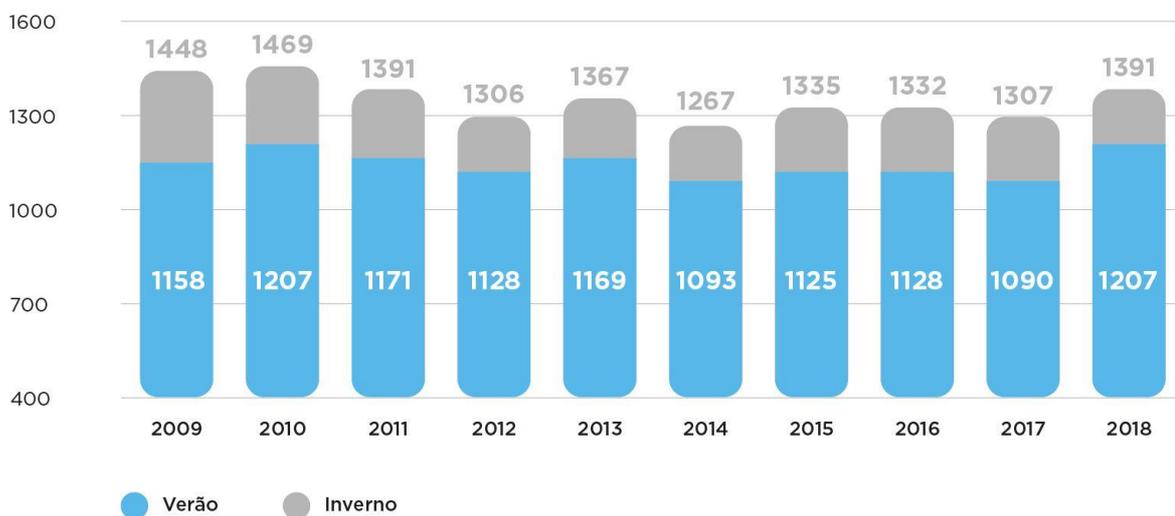
Portugal continental

Ponta (MW)



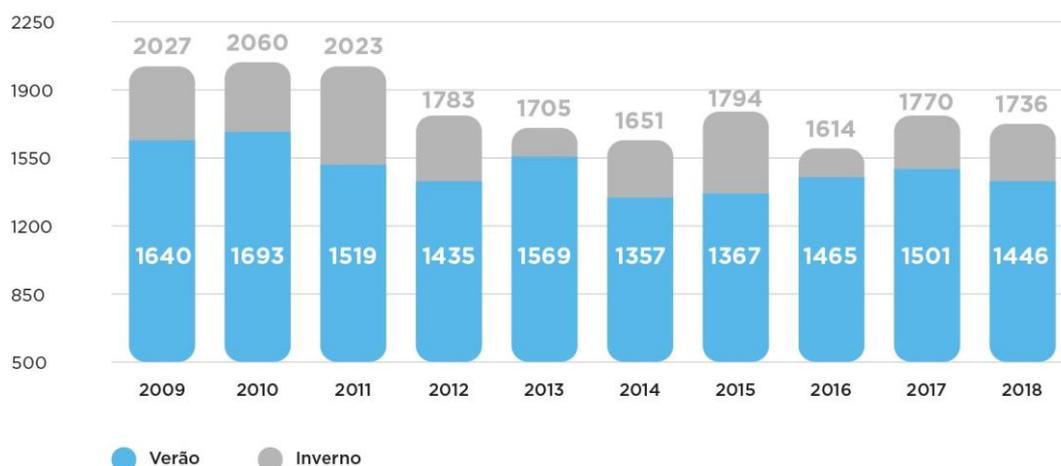
Grande Porto

Ponta (MW)



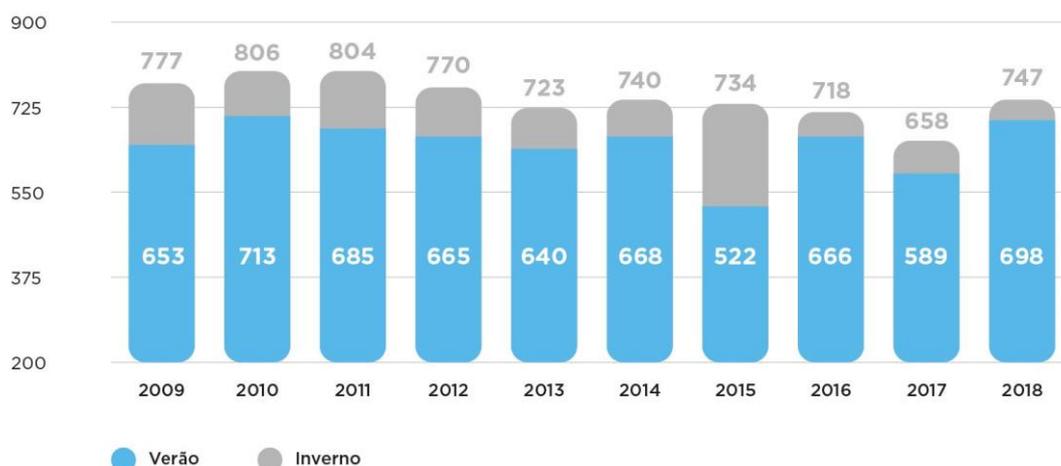
Grande Lisboa

Ponta (MW)



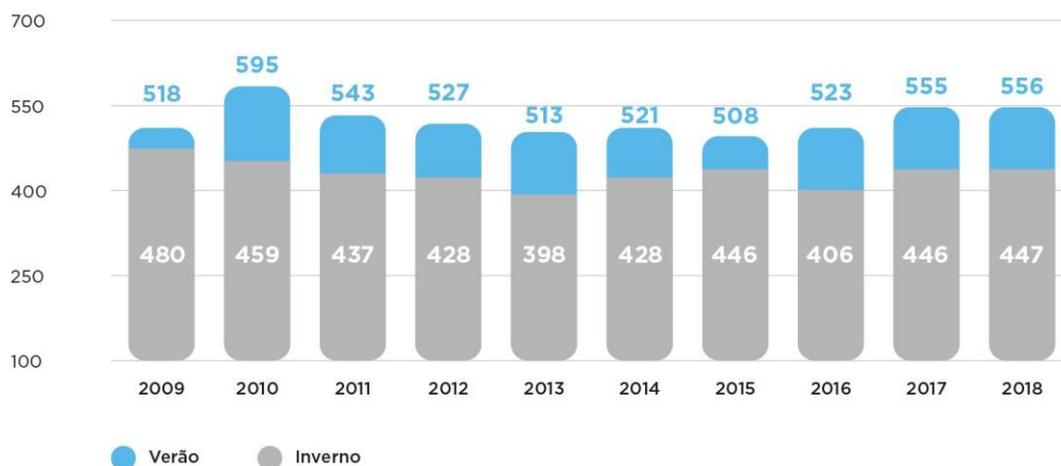
Península de Setúbal

Ponta (MW)



Algarve

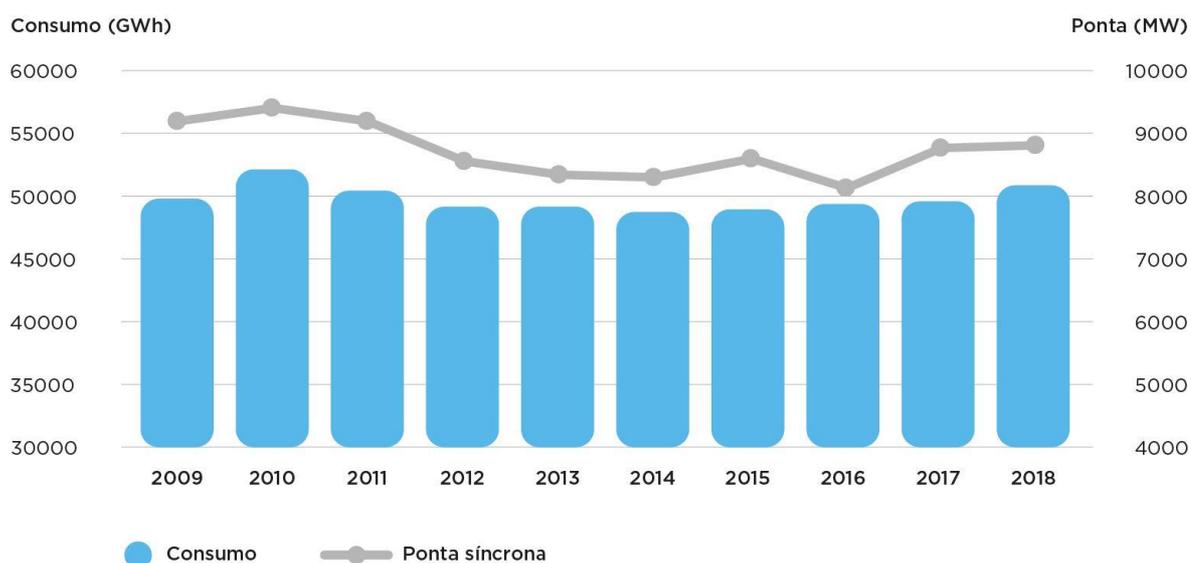
Ponta (MW)



A Figura 2-2 e a Figura 2-5 apresentadas *supra* confirmam que a situação de crise económica, levando a novos hábitos de consumo, e a implementação de medidas de política energética resultaram, a partir de 2012, numa quase estagnação do consumo (energia) e numa redução da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental, nomeadamente em comparação com o máximo histórico registado em 2010, situação que apenas recentemente, em 2018, se afigura começar a inverter.

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 (com exceção do último ano de 2018), 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 (reportada nos pontos de entrega da RNT)*, como a potência simultânea máxima da carga natural nos pontos de entrega da RNT a clientes em MAT e de apoio à distribuição de energia elétrica;
- *Ponta da 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 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 taxa de variação anual da *Ponta da RNT*, constatando-se, em 2016, um valor da *Ponta da RNT* superior ao da *Ponta síncrona do SEN*, situação que se mantém, 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 2018, o valor total da potência de produção instalada era de 19 953 MW, dos quais 13 552 MW de origem renovável e 6 401 MW de origem não renovável. Relativamente a 2017, a potência instalada total registou um aumento de 148 MW, sendo que nas eólicas registou-se um aumento de 50 MW, enquanto na solar o crescimento foi de 66 MW, destacando-se nestas a nova central de OURIKA em Ourique, com 40,5 MW, que passou a ser a maior instalação fotovoltaica em Portugal. No Quadro 2-2 apresenta-se uma síntese da potência instalada em Portugal em 31 de dezembro de 2018.

QUADRO 2-2

Síntese da potência instalada em Portugal Continental

Potência Instalada em Portugal Continental a 31-12-2018		[MW]
Total		19 953
Renovável		13 552
Hídrica		7 215
Eólica		5 150
Biomassa		628
Cogeração		356
Solar		559
Não Renovável		6 401
Carvão		1 756
Gás Natural		4 609
Cogeração		779
Outros		36
Cogeração		23

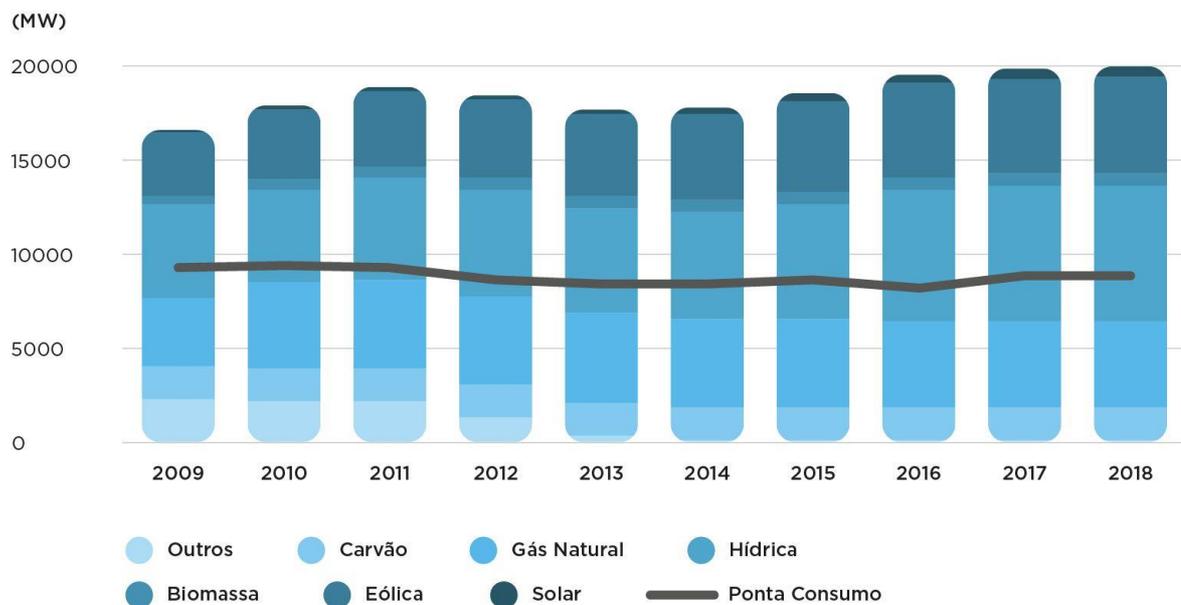
O crescimento verificado desde meados da primeira década deste século da componente de produção renovável no *mix* energético nacional, tem exigido uma conveniente expansão da rede para integrar esta nova produção que se encontra localizada, por norma, bastante afastada das áreas de maior consumo. De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

Este crescente afastamento geográfico entre produção e consumo contribuiu em grande parte para o crescimento da RNT ao longo dos últimos anos. Efetivamente, a integração de nova produção, em particular de renovável no interior norte e centro do de Portugal continental, tem sido um dos principais mobilizadores de investimento na expansão e reforço da RNT nos últimos anos, uma vez que só com uma adequada capacidade de transporte de energia elétrica é possível a transmissão segura e eficiente de toda esta nova geração entre os centros eletroprodutores, estejam estes ligados diretamente à RNT ou embebidos nas redes de distribuição, as subestações de ligação com a RNT e os centros de consumo, evitando desta forma o desperdício de energia renovável e assegurando a segurança global do sistema. A figura seguinte representa a evolução da potência

instalada na última década e a ponta máxima anual, onde se pode verificar um aumento significativo da produção renovável, em particular de origem hídrica e eólica.

FIGURA 2-8

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



2.4. CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO

A capacidade de interligação assume uma particular importância no sentido de permitir trocas internacionais, quer de carácter comercial, quer para socorro mútuo entre a rede de Portugal e do resto da Europa, em particular com a rede de Espanha. Neste sentido e fruto do trabalho desenvolvido pelos dois operadores das redes de transporte Ibéricas no âmbito do MIBEL, o valor da capacidade de interligação disponível para fins comerciais entre as redes de transporte de energia eléctrica de Portugal e de Espanha tem apresentado um crescimento 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 2009, 2014 e 2018

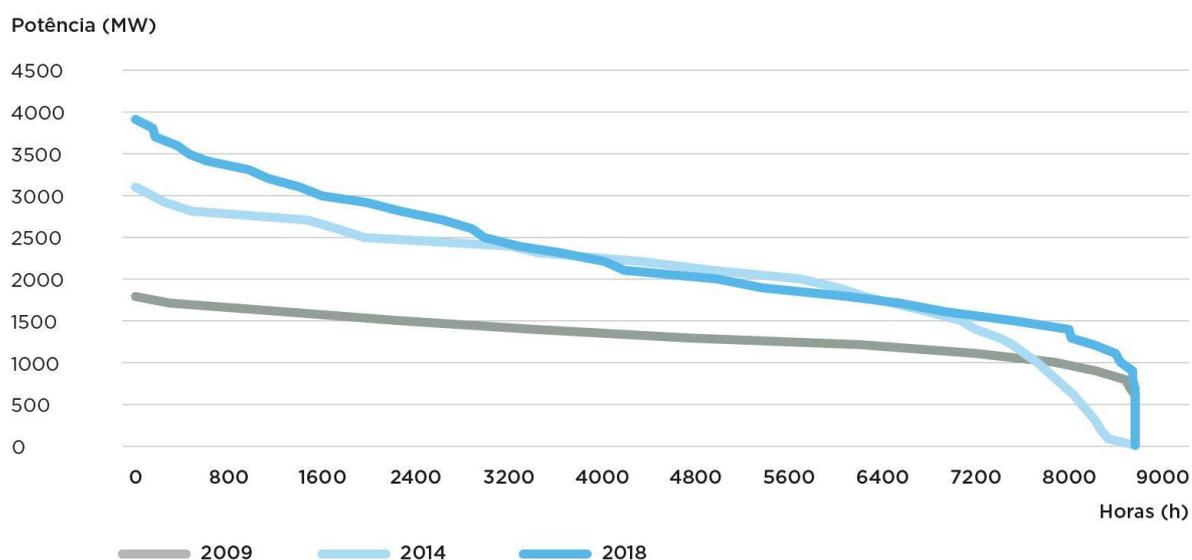
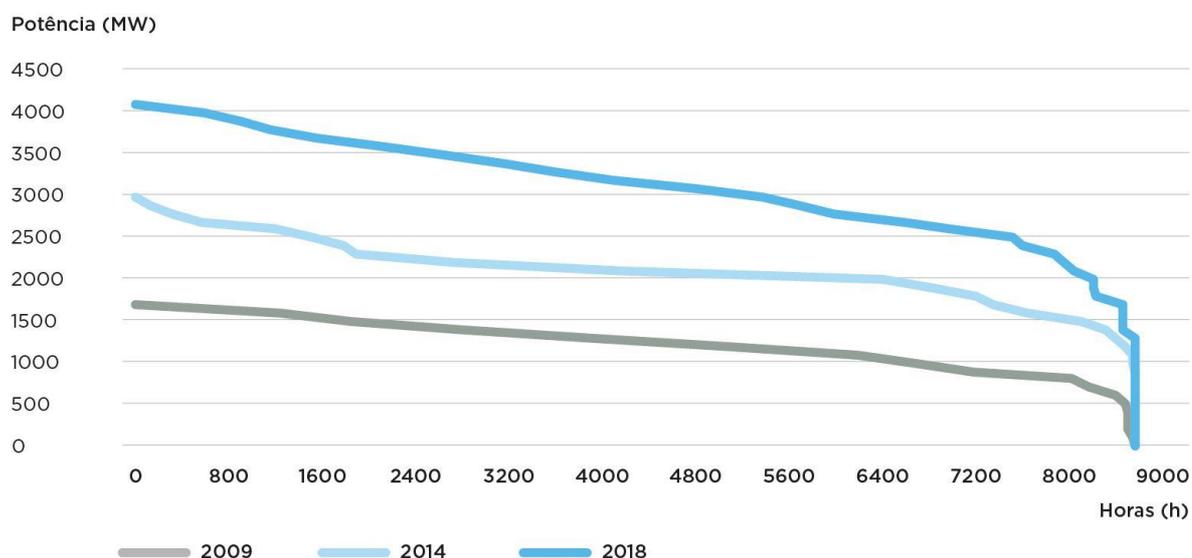


FIGURA 2-10

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

Distribuição acumulada para 2009, 2014 e 2018



O crescimento da capacidade de interligação verificado nos últimos dez anos é o resultado de um programa coordenado de implementação de um vasto conjunto de reforços nas redes de transporte de Portugal e de Espanha, os quais se revelaram indispensáveis à implementação e ao desenvolvimento do MIBEL, destacando-se, na presente década, as seguintes ações realizadas em Portugal:

- ✓ Nova linha de interligação a 400 kV Lagoaça – Aldeadávila, em 2010;
- ✓ Reconfiguração topológica da RNT na região de Trás-os-Montes e criação do eixo da RNT a 400 kV ao longo do rio Douro, em 2010/2011;
- ✓ Nova linha de interligação a 400 kV Tavira – Puebla de Guzmán, em operação total desde maio de 2014.

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 splitting* 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, as regras de alocação dos centros eletroprodutores, nomeadamente a prioridade de algumas centrais renováveis, são fatores que influenciam fortemente o valor de capacidades de interligação a disponibilizar para efeitos comerciais e, por conseguinte, o período de tempo de ocorrência de *market splitting*.

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

FIGURA 2-11

Percentagem do tempo em que ocorreu *market splitting*

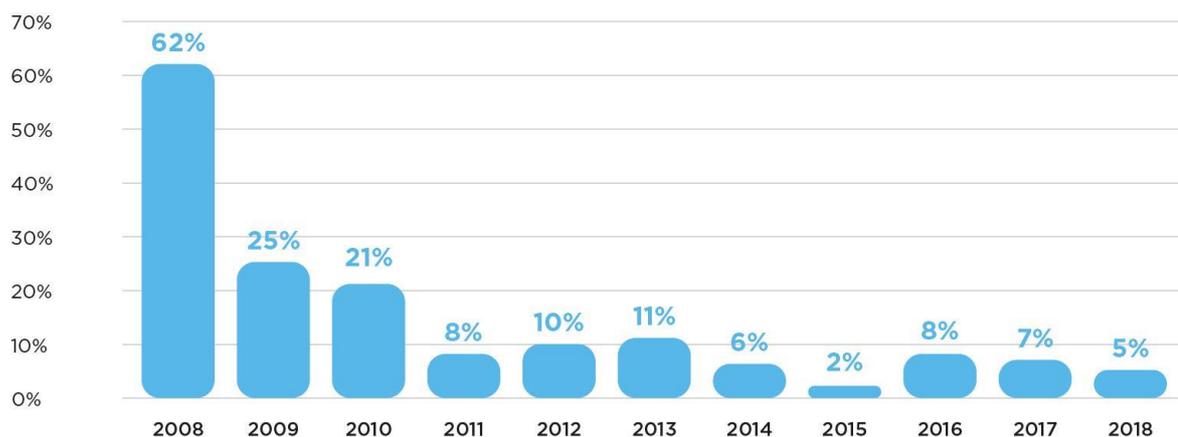
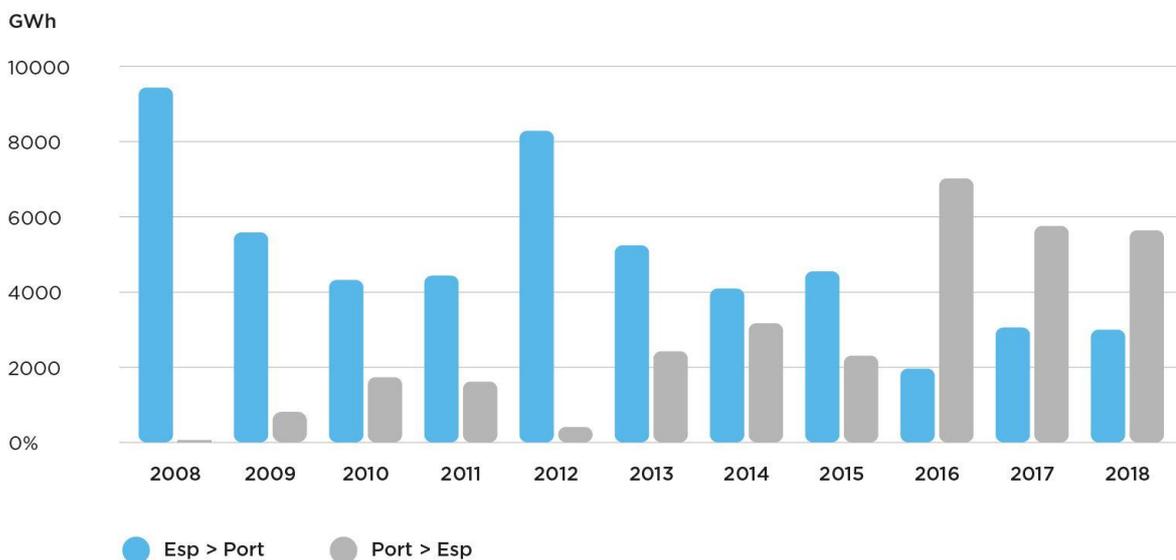


FIGURA 2-12

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



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

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

Desde o ano de 2016, tem-se vindo a registar, pela primeira vez desde a criação do MIBEL em 2007, um balanço anual de trocas positivo no sentido de Portugal para Espanha.

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

2.5.

INDICADOR DE ADEQUAÇÃO DA TRANSFORMAÇÃO E SUA EVOLUÇÃO

O indicador de adequação da transformação, $(Ad_{TR})_{RNT}$, pretende representar, em cada período (ano), uma taxa de adaptação média da capacidade de transformação em serviço nas subestações da RNT às condições de exploração, para que, nos termos do Regulamento da Rede de Transporte (RRT), do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) e do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação (decorrente do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro e da Lei n.º 114/2017, de 29 de dezembro) 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 2018 a quatro casos num total de 64 subestações de ligação com a rede de distribuição. A esmagadora maioria das subestações possui dois ou mais transformadores em serviço.

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

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

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

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

Em que:

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

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

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

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

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

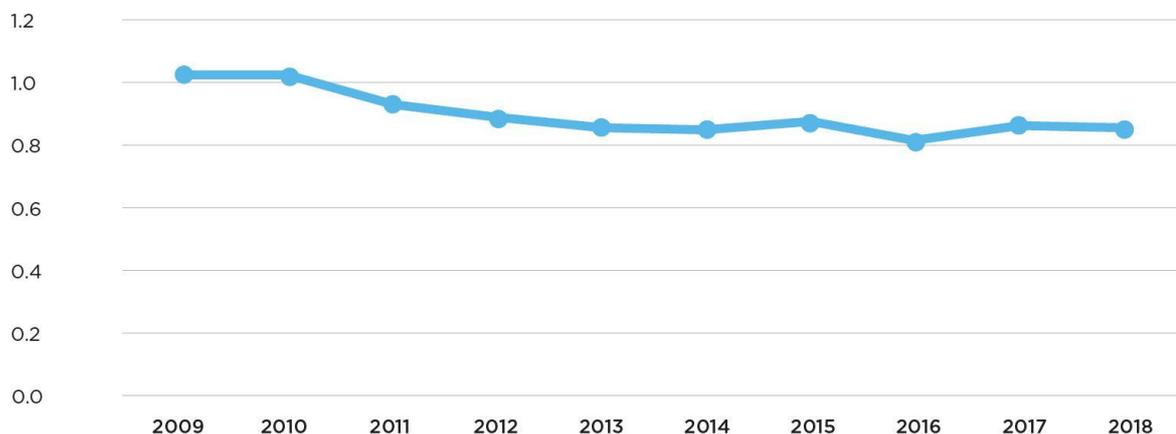
Em que:

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

Ilustra-se de seguida o valor assumido pelo indicador global (AdTR) para a RNT desde 2009.

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 0,95, para que seja possível acomodar taxas de crescimento locais das cargas e outras incertezas, no sentido de assegurar atempadamente adequação da transformação. A metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício (ver subcapítulo 6.3.) tem também por base, no cálculo da energia em risco, a não adequação atempada da transformação local.

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

Os valores obtidos são resultado de uma adequada e atempada decisão de investimento em transformação. No entanto, são também reflexo da redução mais recente da carga natural por PdE, demonstrando que, com exceção dos reforços de transformação identificados neste Plano, mesmo que a carga por PdE aumente com as taxas de crescimento locais consideradas nesta proposta de PDIRT, existirá capacidade para acomodar esse acréscimo, sem necessidade de investimento em capacidade de transformação adicional.

2.6. EVOLUÇÃO DAS PERDAS

Na Figura 2-14, ilustra-se a evolução das perdas na RNT verificada desde o ano de 2009, quer em valores absolutos, quer em valores percentuais relativamente à energia entrada na RNT.

FIGURA 2-14

Evolução das perdas na RNT ocorridas no período 2009-2018



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 2010 e que se repetiu em 2013, 2014, 2016 e 2018, com índices de hidraulicidade e eolicidade superiores a 1,0, ao contrário do ocorrido em 2015 e em 2017, com regimes muito secos em que o índice de hidraulicidade não ultrapassou os 0,74 e 0,47, respetivamente.

2.7. QUALIDADE DE SERVIÇO E EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Como resultado das opções de investimento efetuado na RNT para acomodar e dar seguimento às orientações de política energética, do planeamento articulado com o ORD e da política de gestão de ativos, a RNT tem conseguido manter os níveis de qualidade de serviço, ao mesmo tempo que se tem otimizado os custos operacionais. Na Figura 2-15, 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.

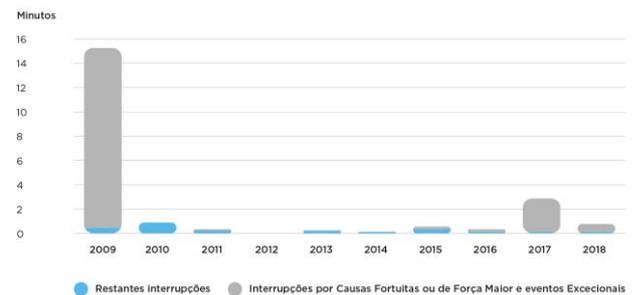
FIGURA 2-15

Evolução dos Indicadores de Qualidade de Serviço da RNT no período 2009-2018

SAIFI – System Average Interruption Frequency Index



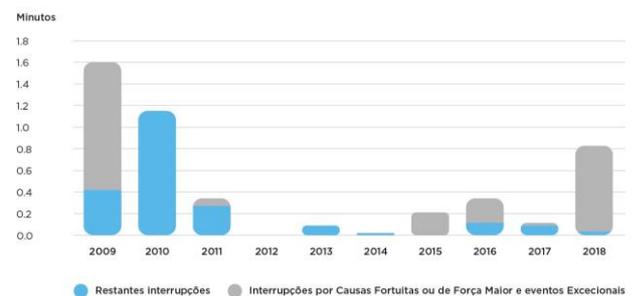
SAIDI – System Average Interruption Duration Index



SARI – System Average Restoration Index



TIE – Tempo de Interrupção Equivalente



Da análise das figuras apresentadas, constata-se que, embora a tendência no período em análise seja de melhoria da qualidade de serviço da RNT, nos anos mais recentes tem-se assistido a uma estabilização destes indicadores.

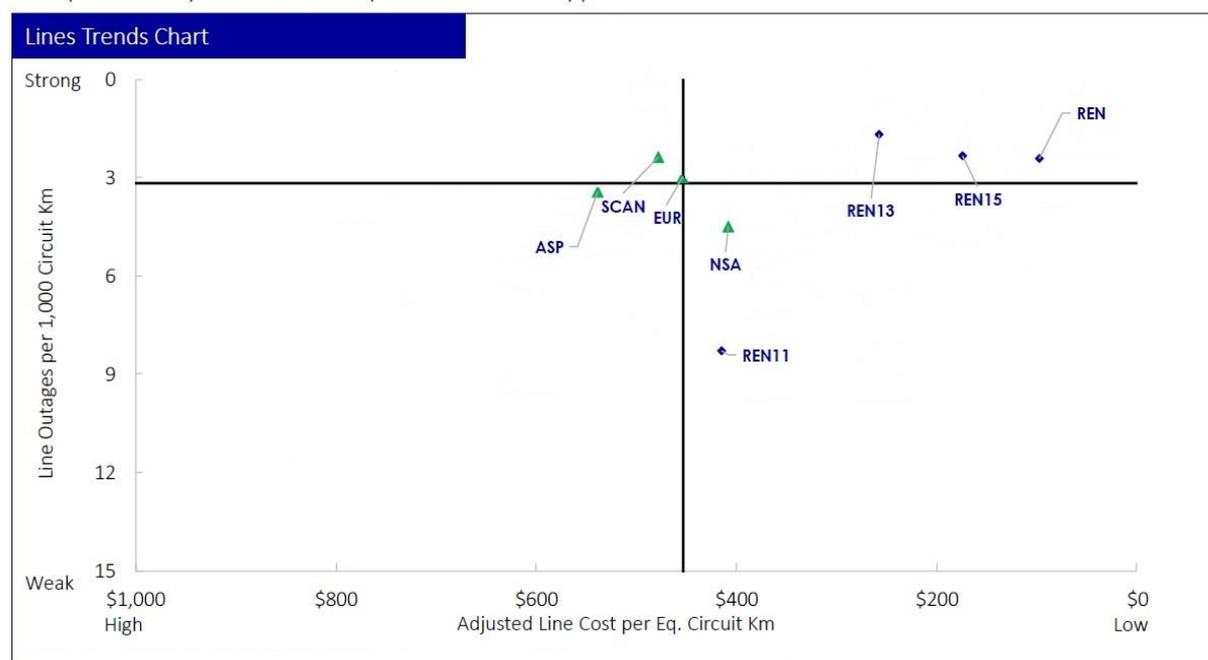
No que em particular se refere ao Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) — indicador de desempenho global usualmente utilizado pelas *utilities* elétricas — foi de 0,83 minutos, correspondendo a uma energia não fornecida de 79,1 MWh (incluindo os eventos excepcionais responsáveis por 0,80 dos 0,83 minutos do TIE global).

Na Figura 2-16, 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 2-16

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

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







3

PRESSUPOSTOS DO PLANO

REN 

3.1. ENQUADRAMENTO

O final do mês de março dos anos ímpares marca a data que a legislação determina como correspondente ao prazo dentro do qual o ORT deve enviar à DGEG a proposta de PDIRT para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRT inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega na DGEG, isto é, no caso da presente proposta de PDIRT 2020-2029, o seu início material teve lugar ainda durante o segundo semestre de 2018.

Sendo certo que existem elementos que podem ser acomodados numa fase mais avançada da elaboração do documento, outros há que, envolvendo estudos e simulações com maior exigência de 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 2019.

Sem prejuízo da importância de outros projetos, destacam-se pelos seus impactos estruturantes nas condições de segurança da RNT e do abastecimento dentro dos padrões regulamentares, os casos da linha a 400 kV Ponte de Lima – Vila Nova de Famalicão, da separação de ternos no eixo a 220 kV Penela – Zêzere – Santarém – Carregado e da linha a 150 kV Fernão Ferro – Trafaria 2. Refira-se que as simulações e cálculos elaborados para a elaboração do presente PDIRT incorporam os impactos destes projectos nos mais diversos temas estudados e nos próprios resultados que são apresentados, nomeadamente na aferição da conformidade das redes aos padrões regulamentares, capacidade de interligação, correntes de defeito e impacto tarifário.

3.2.

ORGANIZAÇÃO E APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DO PDIRT

À semelhança do efetuado no último Plano apresentado, o PDIRT 2018-2027, também na presente proposta de PDIRT 2020-2029 os projetos de investimento encontram-se organizados segundo dois grandes grupos: o dos **Projetos Base** e o dos **Projetos Complementares**.

PROJETOS BASE DO PDIRT

O grupo dos Projetos Base (ver capítulo 4.) incorpora aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos esses cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

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

Incorpora ainda projetos associados à Gestão Global do Sistema, em particular nas suas componentes Operação do Sistema, Operação de Mercados e Rede de Telecomunicações de Segurança.

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

PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRT

O grupo dos Projetos Complementares (ver capítulo 5.) incorpora os projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNT e que simultaneamente não representam compromissos já assumidos com o ORD e traduzidos no PDIRD.

Estes projetos são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

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

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

3.3. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

3.3.1. Enquadramento

Nos dados recolhidos ao longo dos anos mais recentes, com exceção do ano de 2018 observa-se uma relativa estagnação²⁷ do consumo de eletricidade (energia elétrica), bem como do valor da ponta síncrona de carga (potência) em Portugal continental.

Assim, esta proposta de PDIRT incorpora esta observação na previsão de cargas e de consumos para o período 2020-2029, bem como na avaliação da adequação da RNT à procura prevista e nos investimentos necessários, com a devida consideração da produção ligada à RNT em AT ou às redes do operador da RND (produção embebida).

3.3.2. Metodologias e evolução do consumo e das pontas

Os estudos previsionais mais recentes e cujos resultados constam do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SEN 2019-2040 (RMSA-E 2018), referentes ao período 2019-2040, estabelecem as estimativas para a evolução do consumo de eletricidade, a nível global de Portugal continental, e apresentam dois cenários de crescimento da procura: (i) o *cenário Continuidade*, no qual se estabelece uma evolução Inferior e uma outra Central; (ii) o *cenário Ambição* (Figura 3-1), suportado numa expectativa de maior sustentabilidade no desenvolvimento económico e disseminação de unidades de produção UPAC²⁸ e UPP²⁹, no qual se define uma evolução Superior (incluindo uma sensibilidade à estagnação do auto-consumo – teste de *stress*), para além de uma evolução Central.

Estes dois cenários — *Continuidade* e *Ambição* — apresentam taxas de crescimento médio anual no período deste PDIRT, de 2020 a 2029, entre um mínimo de 0,2 % para o Inferior Continuidade e máximo de 0,9 % para o Superior Ambição. Esta banda foi obtida no pressuposto de ‘temperatura média’, tendo por base a metodologia descrita no Anexo 2.II, ‘Cenários de Previsão da Procura de Electricidade’ do RMSA-E 2018 aprovado por despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia em dezembro de 2018, cujos pressupostos se anexam como Anexo 2 a esta proposta de PDIRT.

Salienta-se, contudo, que, para efeitos de verificação da adequação da rede à procura e previsão de eventuais investimentos necessários, de entre os cenários de evolução da procura que constam do RMSA-E 2018, foi adotado, como referência para os estudos centrais do PDIRT, o cenário

²⁷ Não obstante, de entre os cenários de evolução da procura avançados pelo RMSA-E 2018, ao qual o PDIRT 2020-2029 está vinculado, a opção pelo cenário Central Ambição, que pressupõe uma acentuada eletrificação da economia, implicará um aumento sustentado dos consumos de eletricidade no médio/longo prazo

²⁸ Unidades de produção para autoconsumo.

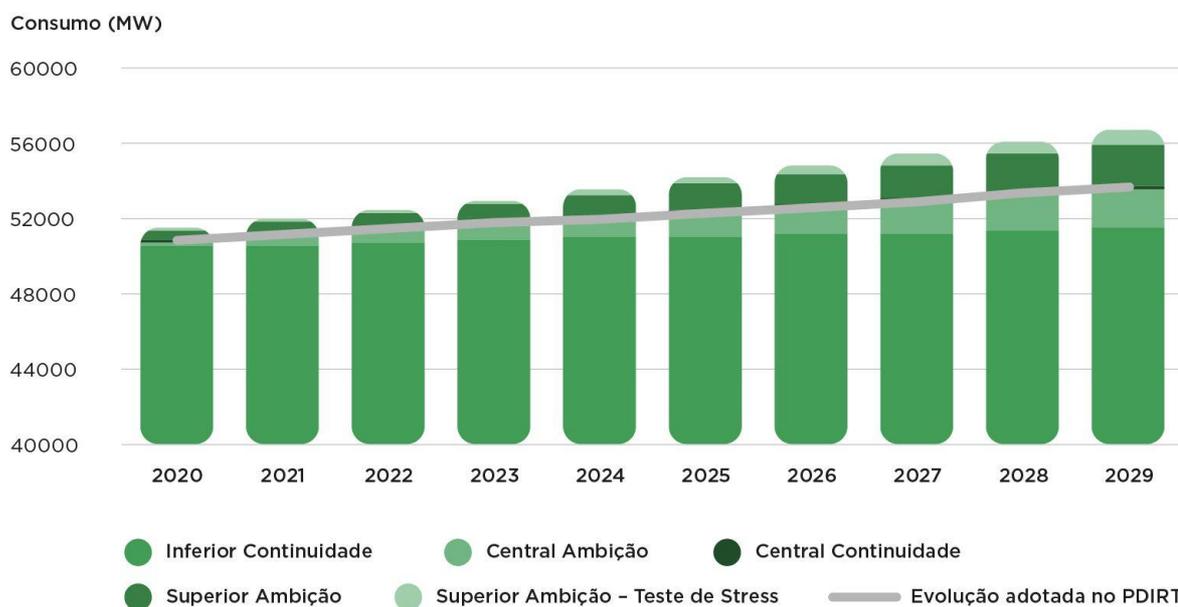
²⁹ Unidades de pequena produção.

Central Ambição considerando que este será o cenário que melhor se adapta às perspetivas e metas para a transição energética partilhadas pelo Governo, na primeira apresentação pública do Plano Nacional de Energia e Clima para o horizonte 2021-2030 (PNEC 2021-2030), ocorrida em Lisboa a 28 de janeiro de 2019, que antecipa uma forte aposta no aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis e perspetiva um elevado incremento na disseminação da mobilidade elétrica. Nesta proposta de PDIRT é também efetuada uma análise de sensibilidade ao limite máximo de evolução da procura, de forma a salvaguardar o cumprimento das obrigações atribuídas ao operador da RNT relativas à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço técnica.

FIGURA 3-1

Previsão da evolução do consumo de energia elétrica em Portugal continental³⁰

RMSA-E 2018 (horizonte 2020-2029)



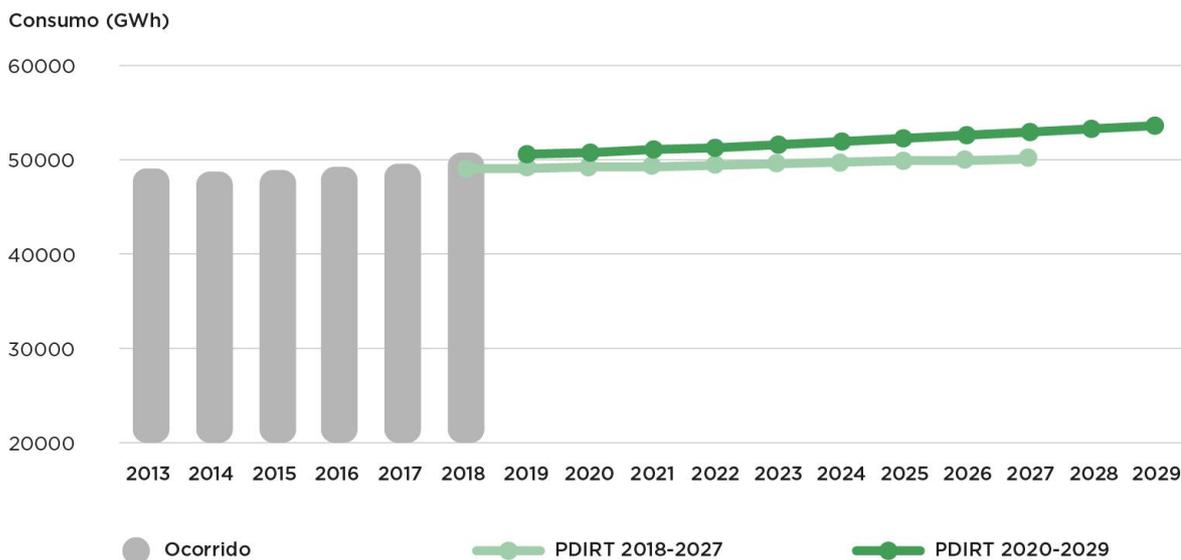
Em complemento, na Figura 3-2 compara-se a previsão da evolução do consumo incluída no Plano anterior, PDIRT 2018-2027, com a prevista na presente proposta de PDIRT 2020-2029 (cenário Central Ambição), mostrando-se também os valores efetivamente verificados entre 2013 e 2018.

³⁰ As taxas de crescimento médio anual para os cenários de evolução do consumo apresentados nesta figura, respeitantes ao período 2020-2029, são, para os cenários Inferior Continuidade, Central Continuidade, Central Ambição, Superior Ambição e Superior Ambição para Teste de *Stress*, respetivamente de 0,2 %, 0,6%, 0,6 %, 0,9 % e 1,0 %.

FIGURA 3-2

Evolução ocorrida e estimada do consumo em Portugal continental

Ocorrido e PDIRT 2018-2027 vs PDIRT 2020-2029

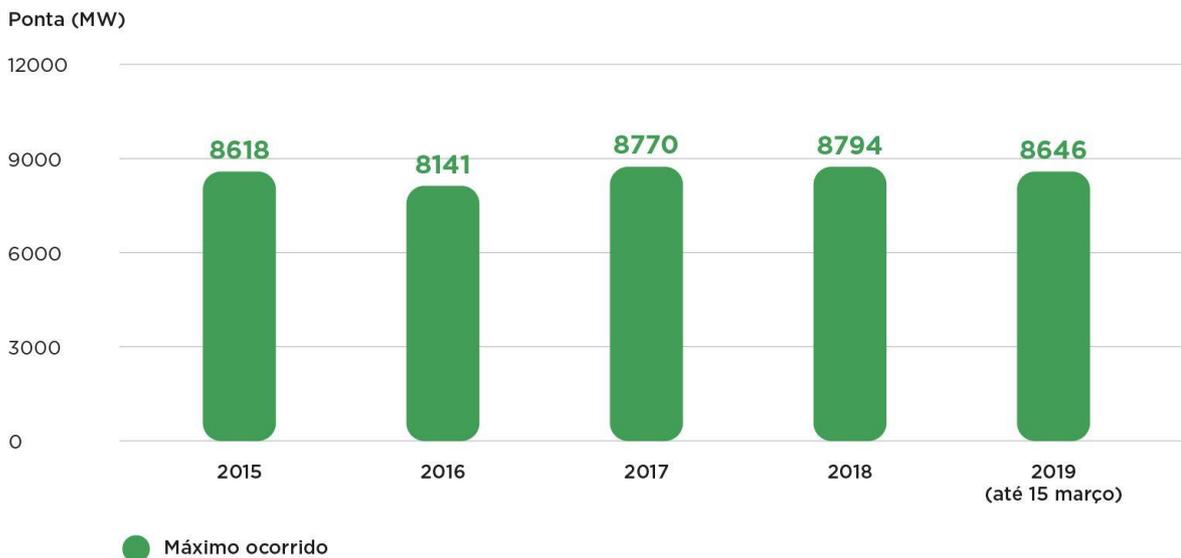


Tendo por base a metodologia 'Previsão das Pontas Síncronas de Carga do SEN' descrita no Anexo 2.III do RMSA-E 2018, e que se anexa a esta proposta de PDIRT no Anexo 10.2, obtiveram-se os valores anuais previstos para as pontas síncronas sazonais, entre 2020 e 2029, incluídas também no Anexo 10.2. Na Figura 3-3, apresenta-se esta evolução prevista para as pontas síncronas sazonais em Portugal continental no cenário Central Ambição e para o horizonte temporal deste PDIRT, incluindo-se ainda os valores da ponta síncrona máxima registados entre 2015 e 2019 (até 15 de março).

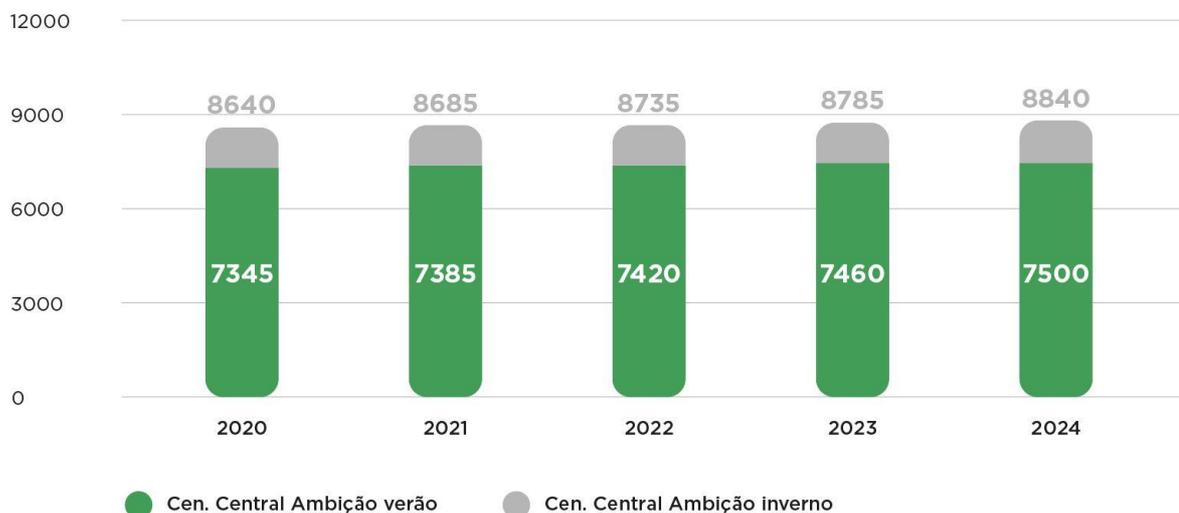
FIGURA 3-3

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

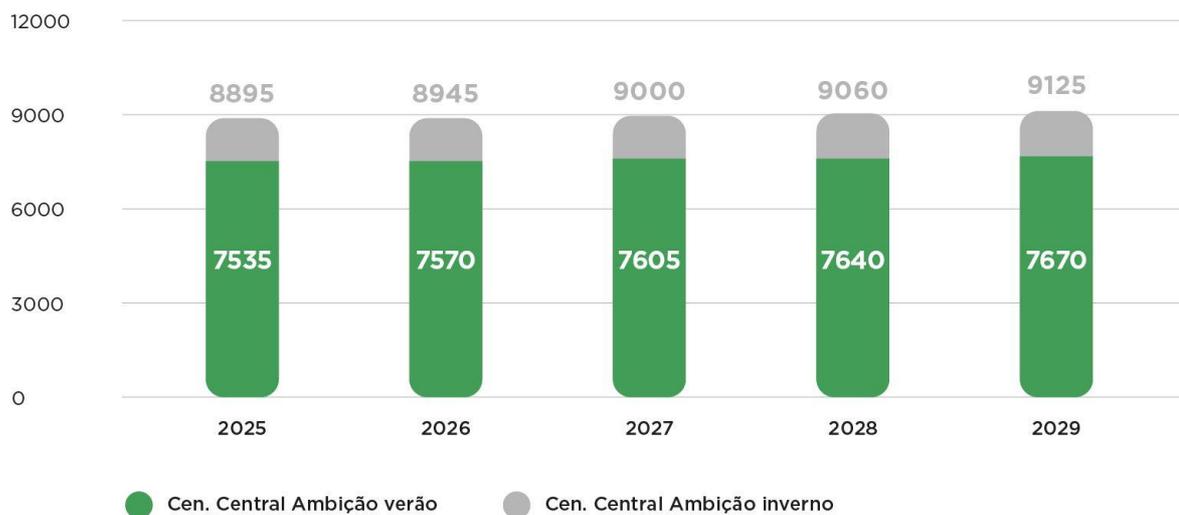
Ocorrido e valores deduzidos da evolução da carga segundo metodologia e resultados apresentados no Anexo 10.2 (horizonte 2020-2029)



Ponta (MW)



Ponta (MW)



3.4. ADEQUAÇÃO DA RNT À PROCURA

3.4.1. Previsão da ponta síncrona de carga

A previsão de cargas a alimentar pela RNT, para efeitos de simulação e adequação da rede, deve ser elaborada para condições de carga máxima e de carga mínima e ainda para situações de carga intermédia, tendo em conta o registo histórico dos últimos anos. Quando relevante, deverão ser tratados os meses típicos de cada uma das épocas sazonais. O valor global da estimativa daqui resultante deve corresponder à situação de simultaneidade de carga e deverá estar associado ao cenário de consumo mais provável disponível no Relatório da Monitorização da Segurança do Abastecimento, neste caso o RMSA-E 2018, (com as devidas alterações decorrentes do PNEC 2021-2030), cuja aprovação é da responsabilidade do membro do Governo responsável pela área da energia, conforme previsto no Capítulo 9.5.1. (Previsão de Cargas) do Anexo I (Regulamento da Rede de Transporte, "RRT") da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho.

CENÁRIO DE REFERÊNCIA CONSIDERADO

Em consequência do referido no ponto anterior, a verificação da adequação da rede à procura foi efetuada, nesta proposta de PDIRT, para a situação de simultaneidade de carga e com a previsão de cargas obtida tendo por base a metodologia incluída no Anexo 10.2. Dos valores anuais obtidos tomaram-se como base da preparação da presente proposta de PDIRT os associados ao cenário Central Ambição por se considerar que este cenário de evolução da procura é o mais alinhado com a primeira apresentação pública, em 28 de janeiro de 2019, do PNEC 2021-2030, ao incorporar, nomeadamente, o contributo do incremento na disseminação da mobilidade elétrica.

Com base na previsão para as pontas síncronas de carga correspondentes ao cenário *Central Ambição*, e no registo histórico dos últimos anos das cargas em cada Ponto de Entrega (PdE), bem como na informação fornecida pelo operador da RND e constante no PDIRD 2019-2023, obtiveram-se os valores de carga natural³¹ 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 — $\text{tg}(\phi)$ — característicos de cada PdE. Recentemente, estes fatores foram alvo de revisão, realizada a partir de registos da potência ativa e reativa por ponto de entrega situando-se atualmente estes valores da $\text{tg}(\phi)$, em termos globais, em cerca de 0,24 e 0,17, respetivamente em ponta de verão e em ponta de inverno.

³¹ Valor da potência ativa de carga a ser abastecida pela respetiva subestação MAT/AT na ausência de produção das centrais ligadas a essa subestação em AT ou níveis de tensão inferiores.

Os valores globais da previsão para a carga ativa nos períodos sazonais de verão e de inverno, correspondem a situações de carga simultânea máxima e mínima, com uma probabilidade superior a 95 % de não ser ultrapassada.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE A CENÁRIOS COMPLEMENTARES

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

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

CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA

No território continental, do montante global de potência de produção instalada em final de 2018, mais de metade, quase 70%, diz respeito a centros eletroprodutores baseados em fontes de energia renovável, e, destes últimos, uma parte considerável, cerca de 5 500 MW, encontra-se ligada à RNT em AT ou às redes de distribuição (o conjunto de toda a produção ligada à RNT em AT ou às redes do operador da RND, neste contexto designado por "produção embebida", ascendia a 6 183 MW no final de 2018). 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 foi 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 2018 na Figura 3-4 e na Figura 3-5, são igualmente tidas em conta na 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, o nível de investimento na RNT deve ser também adequado às solicitações dirigidas à RNT. Nesse sentido, este plano de investimentos pretende dar resposta a ambas estas exigências, quer através da avaliação da adequação da transformação em cada ponto de entrega, quer através da simulação de uma multiplicidade de cenários futuros de operação da rede, que englobam diferentes níveis de solicitação da RNT, como sejam diferentes situações de

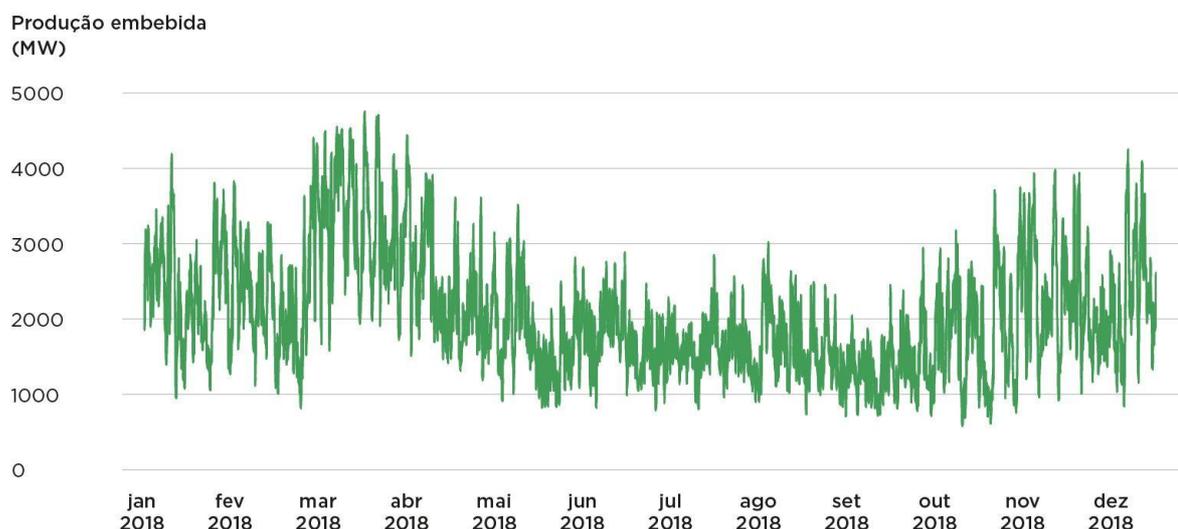
carga, de sazonalidade, de condições de hidraulicidade, eolicidade e de trocas comerciais com Espanha.

A previsão da ponta de carga do SEN é um exercício complexo, uma vez que depende de fatores diversos não controláveis e dificilmente antecipáveis, sendo também 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 pois 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 RNT³², a qual atingiu cerca de 9 500 MW em janeiro de 2019, valor este superior à da ponta síncrona de carga máxima de sempre do SEN, verificada em 2010 (9 403 MW).

FIGURA 3-4

Produção embebida medida em Portugal continental em 2018

(A) Diagrama cronológico



³² Corresponde ao somatório de toda a potência que é injetada na RNT em MAT, incluindo, para além da produção das centrais ligadas à RNT em MAT, o trânsito nas subestações no sentido AT→MAT, bem como o trânsito nas linhas de interligação no sentido de Espanha para Portugal.

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

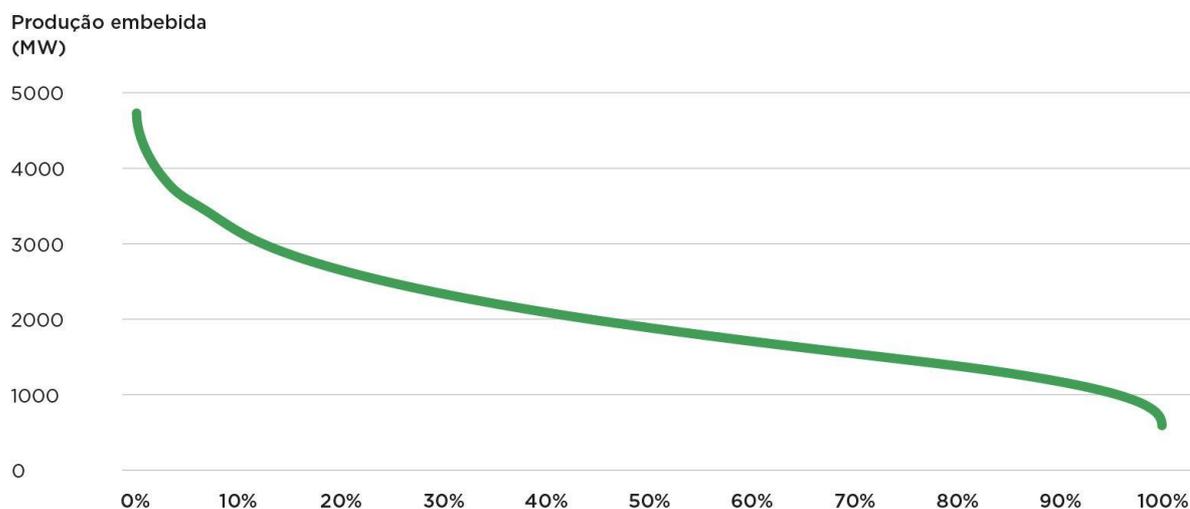
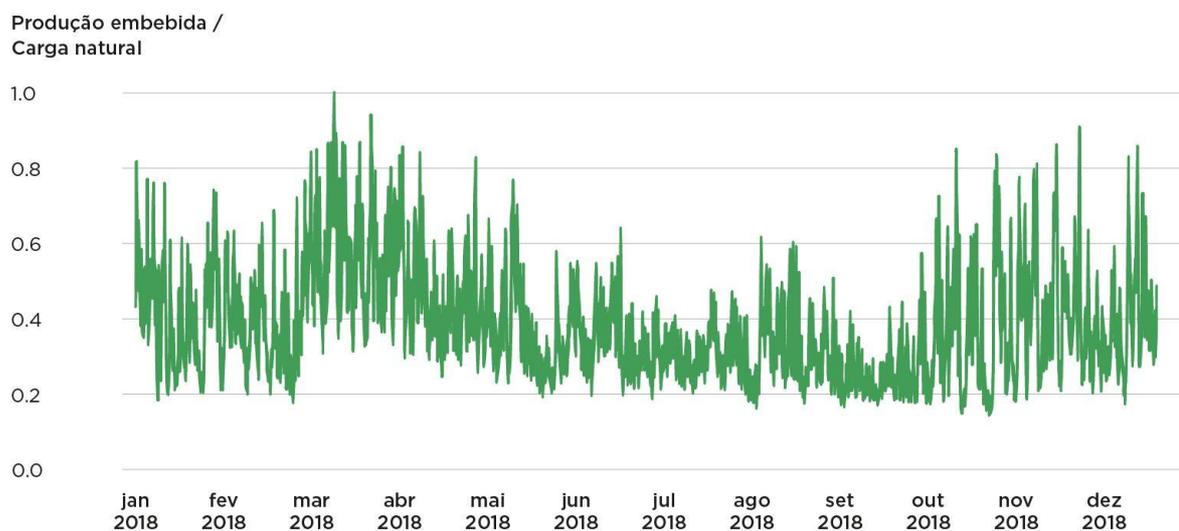


FIGURA 3-5

Contributo da produção embebida em Portugal continental na satisfação da carga natural nas subestações da RNT em 2018

Diagrama cronológico



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

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

PREVISÃO DE CARGA MÁXIMA POR PdE

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

Resultante do trabalho de planeamento coordenado levado a cabo pelos ORD e ORT, este ponto de partida foi depois extrapolado, tendo em conta taxas de crescimento previsionais locais obtidas com base em informação disponibilizada pela concessionária da RND relativamente às taxas de evolução do consumo em baixa tensão (BT) e em média tensão (MT) nos 278 concelhos de Portugal continental entre 2018 e 2024, e por aplicação da atual matriz de incidência das subestações da RNT nesses 278 concelhos. A extrapolação é depois ajustada de acordo com as datas previsíveis de entrada/saída de serviço de instalações e alterações topológicas na RND.

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

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

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE ÀS TAXAS DE CRESCIMENTO LOCAIS

Reconhecendo, não obstante, o dinamismo da evolução da procura, procedeu-se a uma análise de sensibilidade à procura por PdE, considerando taxas de crescimento previsionais locais mais conservadoras do que as obtidas no ponto anterior, no limite, num cenário de estagnação de pontas locais após 2020, procurando desta forma testar o efeito que um possível cenário macroeconómico desfavorável ou um desenvolvimento mais célere na aplicação de medidas de eficiência energética, autoconsumo e de flexibilidade da procura teriam no investimento na RNT.

Não obstante, deve recordar-se que os prazos de concretização de projetos de investimento em transformação podem levar em média cerca de 2 a 3 anos, desde a tomada de decisão até à entrada em exploração dos equipamentos, pelo que, para o horizonte 2020-2023, não se considera, decorrente desta análise de sensibilidade, qualquer alteração ao desenvolvimento previsto para a RNT nesta componente.

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

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

CONTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO EMBEBIDA POR PdE

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

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

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

Acresce que, presentemente, 38% da potência eólica e a maior parte da fotovoltaica ligada às redes de distribuição não se encontra adequada com requisitos de resiliência a cavas de tensão, pelo que perante estas mesmo de pequena duração, e.g., originadas por curto-circuitos nas redes eliminados dentro dos padrões constantes dos regulamentos, aquela produção poderá desligar-se automaticamente da rede, estabelecendo um efeito de súbita ausência de energia disponível para o abastecimento, a qual tem que ser imediatamente compensada por alteração dos fluxos entre a MAT e a AT, i.e., recorrendo à potência e energia a disponibilizar pela RNT nos respetivos PdE.

A título de exemplo, a Figura 3-6 e Figura 3-7 ilustram a evolução cronológica da produção embebida, o seu acumulado e a contribuição para a satisfação da carga natural das zonas de influência, respetivamente, da subestação de Pereiros e da subestação do Zêzere, ambas durante o ano 2018.

À subestação de Pereiros estava associado, em 2018, um valor de potência instalada de produção embebida de 162 MW, constituída em cerca de 70% por produção de origem eólica. Ainda em 2018, a carga natural nesta subestação apresentou uma ponta de cerca de 220 MW.

Por sua vez, a produção embebida associada à subestação do Zêzere, em 2018 com uma potência instalada de 147 MW, repartia-se por 49 MW de produção hídrica, 39 MW de produção eólica e 55 MW de produção térmica. A carga natural nesta subestação apresentou, ainda em 2018, uma ponta de cerca de 255 MW.

FIGURA 3-6

Produção embebida medida na zona de influência da subestação de Pereiros em 2018

Diagrama cronológico

Produção embebida
(MW)

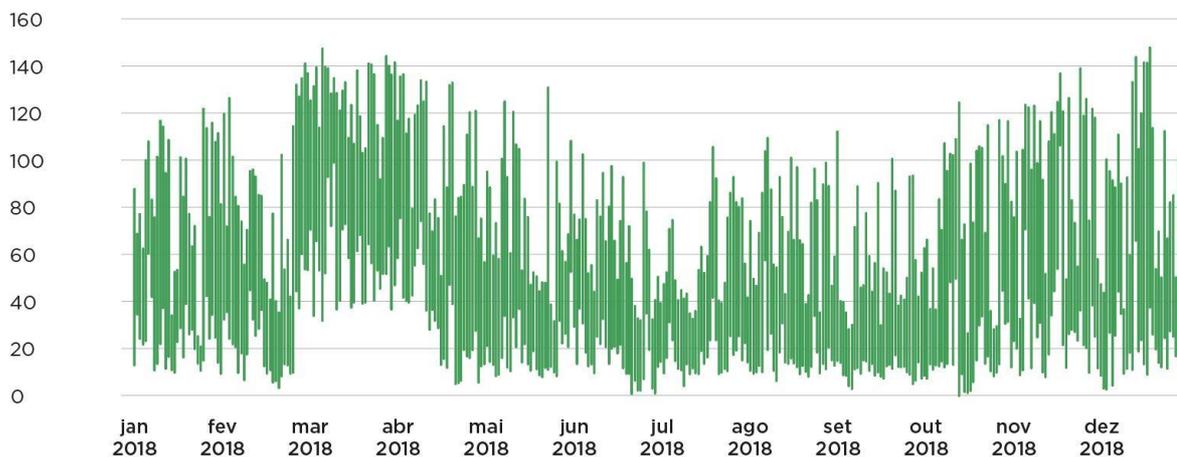


Diagrama dos valores ordenados (acumulado)

Produção embebida
(MW)

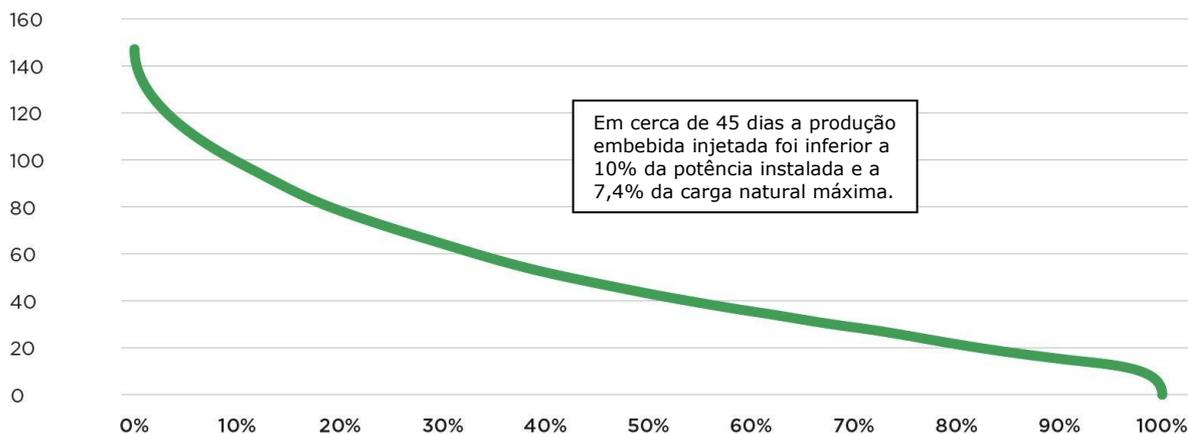


Diagrama cronológico do contributo na satisfação da carga natural

Produção embebida /
Carga natural

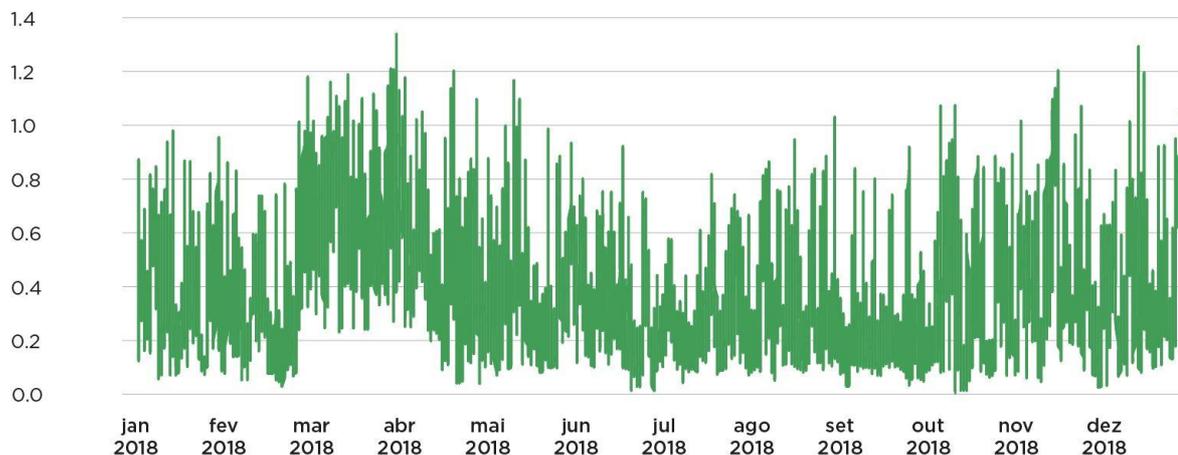


FIGURA 3-7

Produção embebida medida na zona de influência da subestação do Zêzere em 2018

Diagrama cronológico

Produção embebida
(MW)

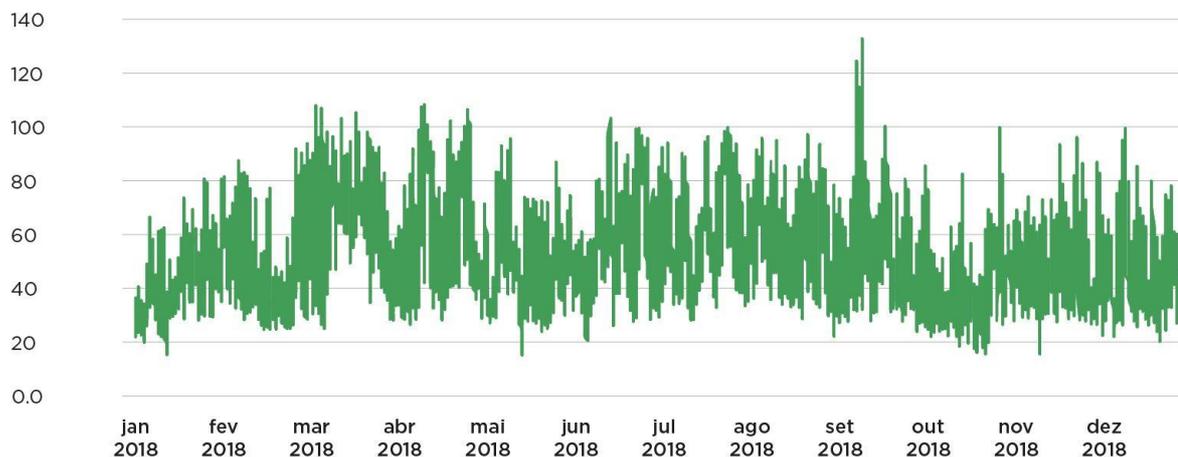


Diagrama dos valores ordenados (acumulado)

Produção embebida
(MW)

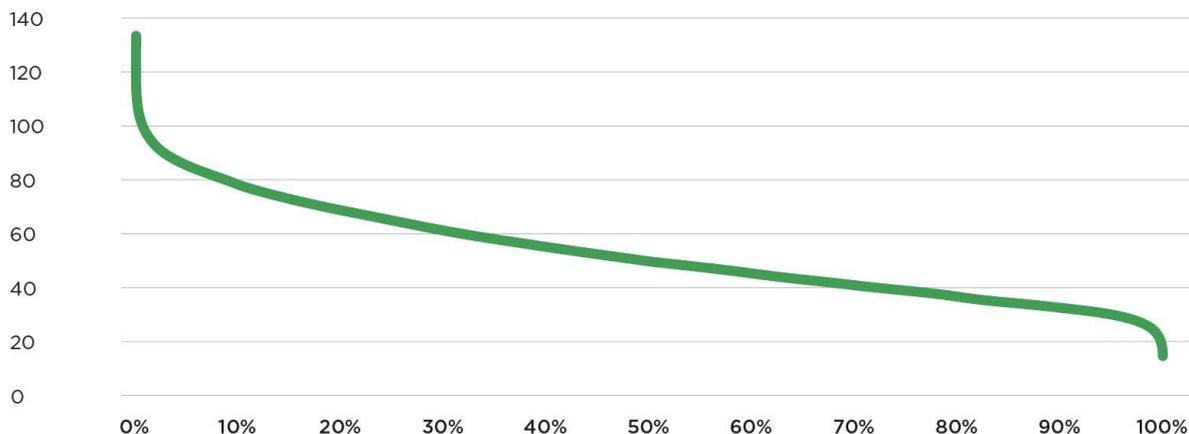
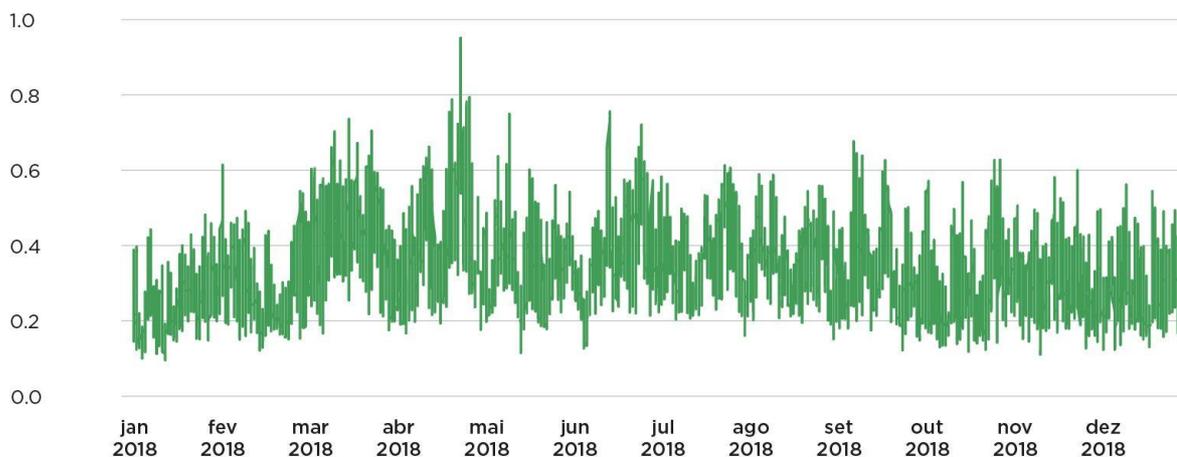


Diagrama cronológico do contributo na satisfação da carga natural

Produção embebida /
Carga natural



Complementarmente, a Figura 3-8 e a Figura 3-9 ilustram um zoom efetuado na contribuição da produção embebida para a satisfação da carga natural, respetivamente nas subestações de Pereiros e do Zêzere, em dias de elevada carga local. É possível observar que o contributo da produção embebida para a satisfação da carga local foi reduzido durante uma parte significativa desses dias.

FIGURA 3-8

Contributo da produção embebida recolhida na zona de influência da subestação de Pereiros

24 de outubro de 2018

Produção embebida /
Carga natural

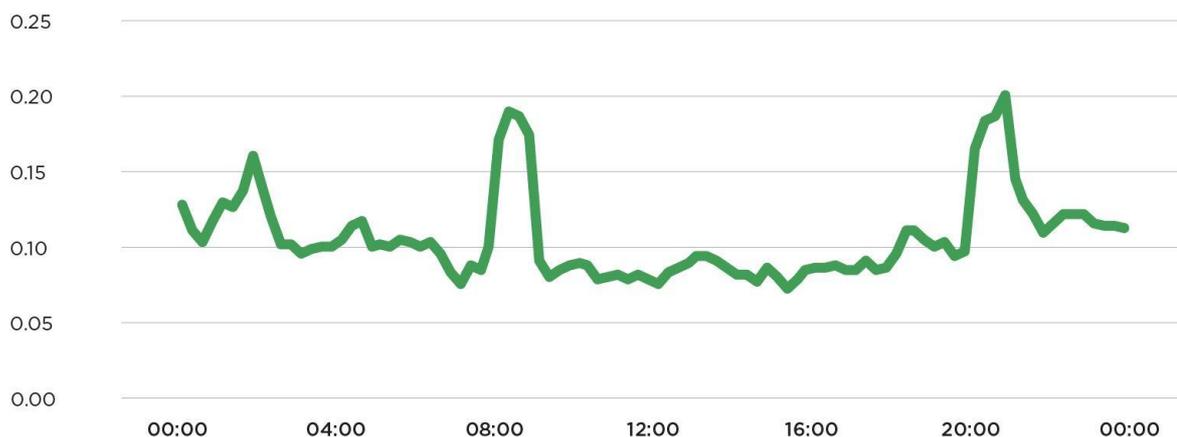


FIGURA 3-9

Contributo da produção embebida recolhida na zona de influência da subestação do Zêzere

12 de janeiro de 2018

Produção embebida /
Carga natural



Em 2018, 10 dos 63 PdE 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 2018, em 46 dos restantes 53 PdE, o valor mínimo registado da *ratio* da cobertura da carga natural pela produção embebida

foi inferior a 5%, atingindo esta *ratio*, em alguns destes pontos, um valor próximo de 0 (zero) em diversos períodos do ano. Neste contexto, considera-se que uma *ratio* de cobertura em permanência inferior a 5% não é suficientemente significativa para sustentar uma alteração da política da adequação da transformação.

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

Não obstante, o processo de dimensionamento da adequação da transformação por PdE poderá no futuro vir a ser revisto, mantendo-se as obrigações legais da garantia de abastecimento e qualidade de serviço técnica, se sistemas de gestão ativa da procura, como por exemplo a designada *Demand Side Response*, ou de armazenamento, vierem a ser implementados com sucesso e devida sustentabilidade.

3.5. FLEXIBILIDADE DA PROCURA

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

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

3.5.1. ‘Demand Side Response’

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

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

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

Este dinamismo na extremidade mais a jusante dos Sistemas de Energia Elétrica está consagrado na recente Diretiva relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade (Diretiva 2019/944/EU que reformula a Diretiva 2009/72/CE) e na Diretiva da Eficiência Energética (Diretiva 2012/27/EU) e sua revisão (Diretiva 2018/2002/EU), sendo aprofundado no novo pacote legislativo 'Clean Energy for All Europeans'³³. Este novo pacote energético visa sobretudo aprofundar o desenvolvimento do mercado europeu de eletricidade, em particular no que respeita à integração da produção renovável (com custo marginal nulo) no mercado e no acesso dos consumidores ou grupos de consumidores (agregadores) aos mercados de energia elétrica em paridade com a oferta e com as tecnologias de armazenamento.

IMPACTO DA DSR NO PLANEAMENTO E ADEQUAÇÃO DA RNT

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

A possibilidade de existência de uma resposta dinâmica do lado da procura (DSR) é considerada como uma possível ferramenta útil, tendo em conta o seu potencial contributo para a gestão das redes e para a garantia dos níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento adequados. Efetivamente, a possibilidade dos consumos poderem vir a participar em mercados de serviços de sistema, fornecendo apoio no equilíbrio entre a oferta e a procura, no controlo de tensões e no controlo de frequência, é não só uma variável de que o sistema pode vir a tirar partido para fazer face a uma cada vez menor utilização da produção convencional na operação dos sistemas, como pode também vir a ser uma funcionalidade crítica para ajudar a garantir os necessários níveis de fiabilidade e de qualidade de serviço num quadro de cada vez mais elevada penetração de produção intermitente.

Apesar do reconhecimento da mais-valia expectável desta funcionalidade, a construção do edifício que permita a sua implementação e exploração prática nos sistemas elétricos pelos operadores e consumidores, bem como o seu acesso aos mercados de energia elétrica, carece de legislação e regulamentação própria, sem a qual não se afigura possível ter o enquadramento e as regras de funcionamento que possibilitem tirar um partido efetivo da gestão ativa da procura. A montagem deste edifício pressupõe uma forte interligação e cooperação entre os diversos *stakeholders* do setor elétrico, no sentido de encontrar melhores fórmulas, que permitam otimizar o uso dos recursos disponíveis e maximizar os benefícios para o SEN.

Para efeitos deste plano, face ao estado ainda pouco maduro na existência de mecanismos que possam suportar a disponibilização e operação dos meios de flexibilidade da procura, considera-se que estes não terão ainda um efeito visível no plano de investimentos das infraestruturas da rede de transporte, em particular no primeiro quinquénio deste plano. De facto, tratam-se de questões emergentes e ainda dependentes de esforços conjugados de um alargado conjunto de atores do sistema elétrico, necessitando de uma maior maturidade e de apropriada regulamentação, para

³³ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

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

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

Assim, a REN irá continuar a acompanhar ativamente a evolução destas matérias, quer no domínio europeu no âmbito da ENTSO-E, quer no domínio nacional no âmbito da cooperação com o ORD, com o Concedente e com o Regulador, e introduzirá a DSR nos seus exercícios de planeamento de forma mais objetiva logo que tal se justifique, procurando por esta via acompanhar de um modo mais preciso e realista a evolução do contexto e dos principais fatores críticos de decisão associados. Neste âmbito, refere-se que a REN se encontra empenhada na implementação do Projeto-Piloto que possibilitará a participação do consumo no mercado de reserva de regulação, previsto na diretiva n.º4/2019 da ERSE, com início em abril de 2019. Este Projeto-Piloto, com a duração de um ano, irá permitir aos consumidores com capacidade de oferta igual ou superior a 1 MW participar no mercado de reserva de regulação, aumentando desta forma a concorrência.

3.5.2. Interruptibilidade

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

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

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

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

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

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

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

- (i) A adesão ao regime de interruptibilidade é um ato voluntário dos prestadores desse serviço através de contractos anuais, os quais, mediante aviso prévio, podem desistir dele num prazo de dois meses, prazo este que é manifestamente reduzido para implantação de qualquer reforço corretivo de rede, que possibilite ao operador da RNT continuar a assegurar as necessárias condições de garantia de continuidade e qualidade de serviço a que está obrigado;
- (ii) A mobilização deste recurso não é em muitos casos imediata, o que restringe a utilização deste mecanismo de forma sistemática;
- (iii) As ordens de redução de potência não correspondem a uma ação direta no equipamento do consumidor e como tal podem não ser cumpridas.

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

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

3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A EVOLUÇÃO DO PARQUE PRODUTOR

De acordo com o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, do conjunto de instrumentos que a elaboração do PDIRT deve ter em consideração e a que o operador da RNT está obrigado, faz parte o RMSA (cf. alínea b) do n.º 5 do artigo 36.º do referido Decreto-Lei), neste caso o RMSA-E 2018, a que acrescem as alterações significativas de cenários de evolução da oferta em acordo com os objetivos da proposta de Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2021-2030).

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 continental, sobretudo proveniente de fontes de energia renovável, e subtraído dos montantes de potência associados aos centros eletroprodutores com possibilidade de desclassificação prevista no mesmo período.

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

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE TÉRMICA

Na evolução considerada para o sistema eletroprodutor referente à produção a partir da Grande Térmica, não foi assumida a entrada em funcionamento de nenhuma nova central até 2029.

No que se refere às atuais centrais, apresenta-se no Quadro 3-1 o horizonte temporal considerado no cenário Ambição do RMSA-E 2018 para desclassificação de centrais termoelétricas existentes.

QUADRO 3-1

Desclassificação de centrais termoelétricas

Central	Ano
Pego	2025
Sines	2025
Tapada Outeiro	2029

PRODUÇÃO A PARTIR DA GRANDE HÍDRICA

No que respeita à nova produção a partir da Grande Hídrica³⁴, até 2029 o RMSA-E-2018 refere a entrada em serviço das centrais de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, mencionando ainda sobre o Fridão que o Ministério do Ambiente tomou em 2016 a decisão de suspender por 3 anos.

De assinalar também que uma parte dos novos grandes aproveitamentos hidroelétricos previstos no RMSA-E 2018 garantem uma importante flexibilidade ao Sistema Elétrico Nacional, uma vez que dispõem de capacidade de armazenamento e podem ser dotados de reversibilidade (bombagem). Este último ponto é relevante para assegurar o equilíbrio do Sistema, face à existência em funcionamento de importantes montantes de produção intermitente, como é o caso da produção a partir de fontes solar e eólica.

No Quadro 3-2, apresentam-se os novos grandes empreendimentos hidroelétricos que fazem parte do RMSA-E 2018 e com entrada em serviço prevista no horizonte temporal 2020-2029³⁵.

QUADRO 3-2

Nova Grande Hídrica (conforme RMSA-E 2018)

Central	Potência Instalada [MV]	N.º de Grupos	Data de entrada em serviço
Daivões	114	2	2021
Gouvães	880 (rev.)	4	2021
Alto Tâmega	160	2	2023
Total	1154		

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

PRODUÇÃO EXCLUINDO GRANDE HÍDRICA E GRANDE TÉRMICA

A evolução ao longo do período de 2020 a 2029 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.

³⁴ Consideram-se como Grande Hídrica centrais hidroelétricas com potência instalada superior a 30 MW.

³⁵ Excetuando a central do Fridão, pelas razões atrás referidas.

QUADRO 3-3

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

Horizonte	Potência Instalada [MV]							
	Cogeração	RSU	Biomassa	Ondas	Biogás	Solar	PCH	Eólica*
2019	1327	77	258	1	82	685	609	5262
2020	1331	77	268	1	87	1779	609	5382
2024	1334	77	280	16	78	4311	609	6320
2029	1334	77	284	44	76	8100	829	8000

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

Relativamente à energia a partir de fontes solar e eólica, duas das fontes de energia primária com um peso elevado neste conjunto de centros eletroprodutores, prevê-se que até 2029, em alinhamento com as metas estabelecidas na proposta de PNEC 2021-2030, a sua potência instalada possa crescer até valores da ordem dos 8,1 GW e 8,0 GW, respetivamente.

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

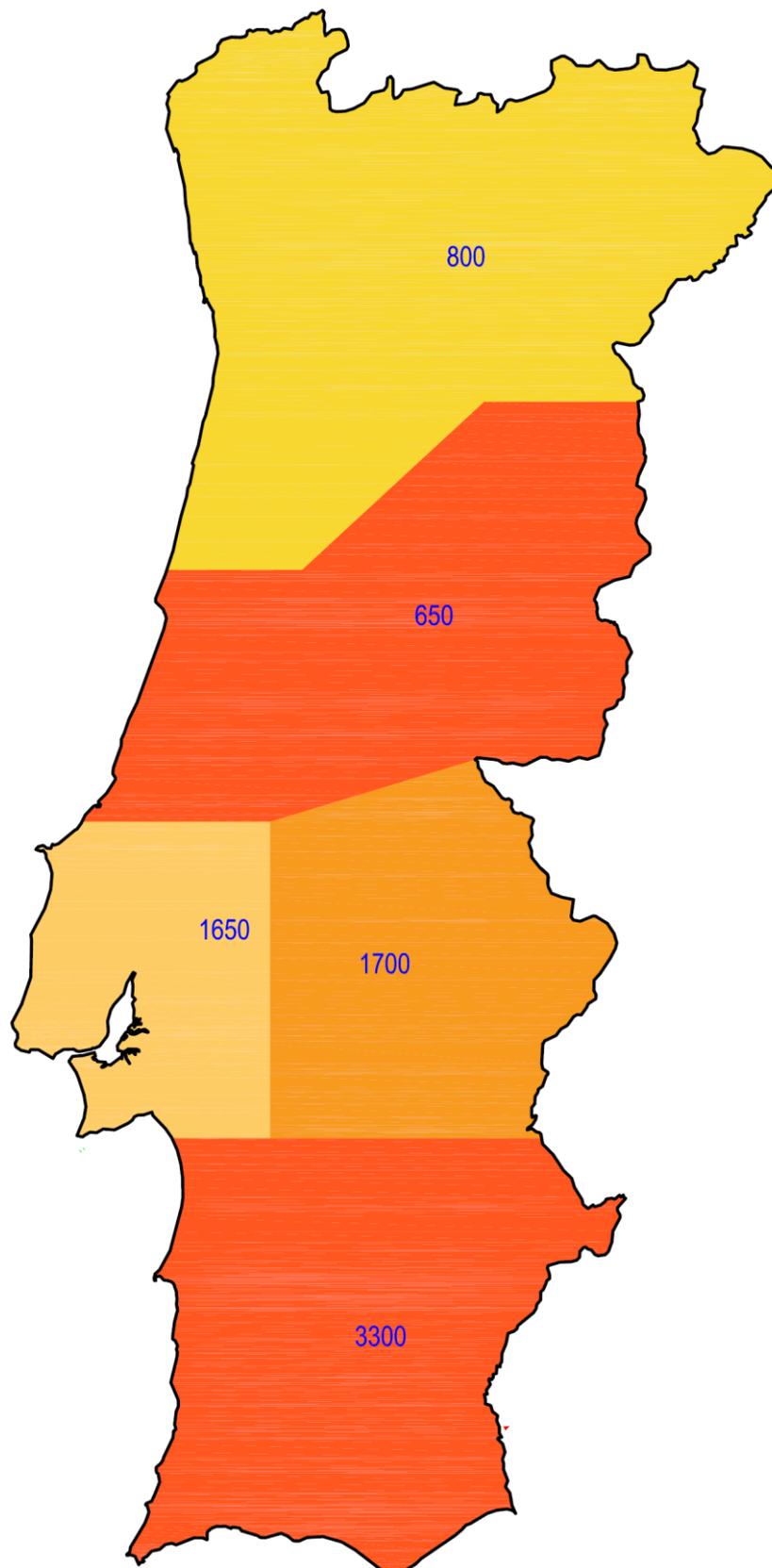
O acentuado crescimento na próxima década estimado para o aproveitamento da energia solar, cerca de 7,4 GW entre 2019 e 2029, levou à necessidade de identificação de um conjunto de reforços de rede, os quais são determinantes para uma correta integração desta energia nas redes: para este objetivo, é fundamental ter uma perspetiva da possível distribuição dos novos centros eletroprodutores ao longo do território continental. Assim, tendo em consideração (i) o potencial solar em Portugal continental, (ii) os pedidos de ligação à rede e (iii) as condições de operação da RNT, nesta proposta de Plano foi considerado, para o horizonte 2029 e por grandes zonas, a estimativa da distribuição de potência instalada em aproveitamentos de energia solar que se apresenta na Figura 3-10.

Sobre esta distribuição, salienta-se que para se poder vir a ter o valor de cerca de 3 300 MW de potência instalada em centrais de base solar que é indicado no mapa da Figura 3-10 para as regiões do Baixo Alentejo e Algarve, para além dos novos reforços de rede apresentados neste PDIRT, assume-se também como pressuposto uma futura desativação da atual central a carvão de Sines (o cenário Ambição do RMSA-E 2018 considera a sua desclassificação em 2025) e a possibilidade de revogação das normas da Portaria n.º 1074/2006, que estabelecem a reserva de 800 MW de potência, na zona de Sines, destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa.

Caso a evolução futura venha a mostrar uma distribuição muito diferente da nova potência a instalar em novas centrais solares, nomeadamente uma ainda maior concentração na região sul, ou ainda a não concretização dos pressupostos mencionados, daqui resultará a necessidade de outros reforços de rede, adicionais aos apresentados neste Plano, de forma a criar condições para o efetivo cumprimento das metas estabelecidas na proposta de PNEC 2021-2030.

FIGURA 3-10

Estimativa da distribuição de potência instalada em aproveitamentos de energia solar por grandes zonas no horizonte 2029



3.7. CRITÉRIOS DE SEGURANÇA PARA PLANEAMENTO DA RNT

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

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

Com o objetivo de garantir o cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT e assim assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, o ORT simula e analisa o comportamento da operação da RNT em diferentes horizontes temporais e distintos cenários de equilíbrio produção/consumo/trocas internacionais, envolvendo, nomeadamente, a sua simulação em três condições distintas de disponibilidade de elementos de rede e integradas no conjunto mais global do SEN (Quadro 3-4).

QUADRO 3-4

Condições topológicas consideradas no exercício de planeamento

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

⁽¹⁾ As condições de simulação do regime de contingência ‘n-2’ podem ser consultadas na Tabela n.º 1 dos “Padrões de segurança para planeamento da RNT”.

Para qualquer uma destas três condições devem ser respeitados os limites de aceitabilidade para as principais variáveis elétricas tensão, ângulo e carga nas linhas (Quadro 3-5 e Quadro 3-6), destacando-se em particular que, em nenhum caso de regime normal ou dos regimes de contingência se devem verificar cortes de consumo.

QUADRO 3-5

Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão e ângulo

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

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

QUADRO 3-6

Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (1)

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

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

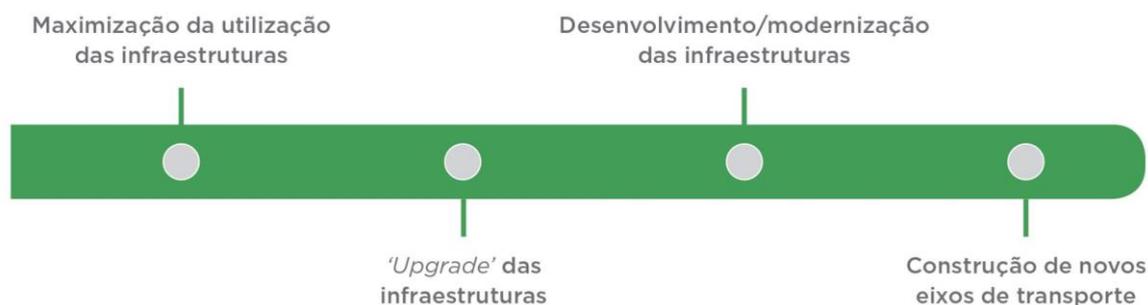
O não cumprimento dos padrões de segurança para planeamento da RNT determina a necessidade de reforço da RNT (com o objetivo de devolver a qualidade e segurança de abastecimento requeridas). Da análise de diferentes soluções alternativas possíveis é identificada a que se revela como a mais adequada,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

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

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

QUADRO 3-7

Cadeia de análise para seleção das opções de desenvolvimento da RNT



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

CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DE PROJETOS

- ✓ Segurança de abastecimento: garantir a existência de condições para uma alimentação dos consumos em conformidade com os requisitos de continuidade e de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- ✓ Modernização, fiabilidade da rede, qualidade de serviço e eficiência operacional: manter a integridade e operacionalidade dos ativos da RNT, através de um processo seletivo de remodelação, recondicionamento, substituição e reconstrução, baseado numa avaliação de estado dos equipamentos.
- ✓ Promoção da concorrência: assegurar o bom funcionamento das redes interligadas, criando condições para a competitividade em ambiente de mercado.
- ✓ Sustentabilidade: prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento, nomeadamente através da realização duma Avaliação Ambiental do Plano e da procura de soluções minimizando os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.

Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas: adoção das melhores práticas e técnicas internacionais, observando, em simultâneo, normas para segurança de pessoas e bens, critérios de adequação técnica de equipamentos, soluções eficazes e eficientes para a boa operação da rede e também com a ponderada flexibilidade para adaptação às evoluções e incertezas futuras, com um racional técnico-económico de suporte às decisões selecionadas.

(Página em branco)



4

PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

REN 

4.1. ENQUADRAMENTO

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

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

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

- ✓ Remodelações de instalações da RNT (em linhas e subestações) ou 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 e contribuir para a fiabilidade da rede, com benefícios para a qualidade de serviço;
- ✓ Reforços com vista à manutenção da segurança de abastecimento e garantia de continuidade e qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos, que, no caso das propostas do presente PDIRT, dizem respeito a pontos de entrega à RND;
- ✓ Compromissos acordados com o ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega, em articulação com projetos considerados em PDIRD;
- ✓ Projetos no âmbito da Gestão Global do Sistema, incluindo os da Rede de Telecomunicações de Segurança.

De referir ainda que a janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. No primeiro quinquénio, em particular nos três primeiros anos, estão inscritos os projetos 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. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados (à exceção de projetos de elevada dimensão, nomeadamente envolvendo linhas aéreas e/ou novas subestações), mas cuja necessidade de realização nesse horizonte está identificada (sem prejuízo de pequenas variações no seu calendário, face às estimativas realizadas aquando da elaboração inicial deste Plano).

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

apresentado será necessariamente revisto – este valor poderá vir a ser superior tendo em conta a previsível degradação do indicador de estado dos ativos devido, ainda que não exclusivamente, ao seu natural envelhecimento. Os ajustes decorrentes dos fatores de incerteza atrás enunciados serão traduzidos nas futuras edições do PDIRT.

Assinala-se ainda que os Projetos Base da anterior proposta de PDIRT 2018-2027 aprovados não fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados à apreciação e aprovação na presente proposta de PDIRT 2020-2029. Neste, ilustram-se sim as novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2018-2027, 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 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação.

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

4.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE

O presente subcapítulo dedica-se à apresentação dos valores de investimento relativos aos projetos incluídos neste segmento. Para melhor compreensão da composição dos Projetos Base vertidos neste Plano, em particular na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), os montantes de investimento dos Projetos Base encontram-se decompostos em “Remodelação e modernização de ativos”, “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação” e Gestão Global do Sistema, para os dois períodos 2020-2024 e 2025-2029, este último em valor médio anual. Complementarmente, no Anexo 3, apresentam-se os montantes de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos (CDE) por projeto, bem assim como o estado de desenvolvimento dos mesmos, atualizado a março de 2019.

Os montantes de investimento apresentados adiante neste capítulo, encontram-se expressos em preços reais médios de mercado a CDE, com base nos preços de referência fixados pela ERSE. Em complemento, e para promover uma melhor percepção da adesão temporal entre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas³⁶, apresentam-se também os valores de CAPEX e de Transferências para Exploração a Custos Totais, incorporando os montantes a CDE, os encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros.

Acresce ainda referir que, sendo os projetos analisados neste capítulo relativos a “Remodelação e modernização de ativos”, “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação” e Gestão Global do Sistema, não tem aqui cabimento, no quadro legislativo atual, a possibilidade de candidaturas a subsídios, pelo que não são consideradas quaisquer participações.

4.2.1. Panorâmica geral do investimento dos Projetos Base

No que respeita ao investimento dos projetos apresentados nesta proposta de Plano, o Quadro 4-1 e o Quadro 4-2, apresentam o investimento associado ao universo dos Projetos Base, de acordo com a programação estimada para o período 2020-2029.

INVESTIMENTO ESPECÍFICO NO TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Nesta secção, apresenta-se um resumo do investimento relativo aos Projetos Base para a TEE, quer em termos de CAPEX (custos anuais do projeto até à sua entrada em exploração), quer em termos do valor de Transferências para Exploração (CAPEX acumulado do projeto a transferir para o ativo da RNT a remunerar, na data de entrada em serviço), previsto para o período 2020-2029. Indicam-se também os montantes previstos para encargos de estrutura e gestão e financeiros para o período em análise.

³⁶ 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 participações de promotores, aos valores dessas transferências.

No Quadro 4-1, apresenta-se um resumo dos montantes de investimento relativos ao conjunto dos Projetos Base no período 2020-2024. Para o período 2025-2029, considerando o maior nível de incerteza associada, apresentam-se as respectivas estimativas médias anuais, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração.

QUADRO 4-1

Resumo global do CAPEX e Transferências para Exploração

	CAPEX no período 2020-2029 [M€]						Média Anual 2025-2029
	Inv. anterior a 2020	2020	2021	2022	2023	2024	
Remodelação e Modern. de Ativos	0,0	4,0	11,9	18,5	23,6	27,5	23,2
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	0,0	0,3	6,7	8,7	9,8	4,8	2,4
Total a CDEs	0,1	4,2	18,6	27,2	33,4	32,3	25,6
Encargos de estrutura e gestão	0,0	0,5	2,4	3,5	4,3	4,2	3,3
Encargos financeiros	0,0	0,1	0,4	0,6	0,8	0,7	0,6
Total a Custos totais	0,1	4,9	21,4	31,3	38,5	37,2	29,5

	Transferências para Exploração no período 2020-2029 [M€]						Média Anual 2025-2029
	2020	2021	2022	2023	2024		
Remodelação e Modern. de Ativos	4,0	11,9	18,5	23,6	27,5	23,2	
Compromissos com o ORD e segurança de alimentação	0,0	3,1	8,1	13,7	5,4	2,4	
Total a CDEs	4,0	15,0	26,6	37,2	32,9	25,6	
Encargos de estrutura e gestão	0,5	1,9	3,4	4,8	4,2	3,3	
Encargos financeiros	0,1	0,3	0,6	0,9	0,8	0,6	
Total a Custos totais	4,6	17,3	30,7	42,9	37,9	29,5	

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

INVESTIMENTO ESPECÍFICO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No período 2020-2029, a presente proposta de Plano considera um conjunto de investimentos associados à GGS, designadamente em infraestruturas críticas para as funções de Despacho Nacional (DN) e Redes de Telecomunicações e Segurança (RTS). 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.

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 Despacho Nacional, cuja descrição se encontra em secção específica neste PDIRT. No que respeita ao investimento em GGS, para além de infraestruturas técnicas, este inclui também necessidades de atualização de equipamentos e sistemas associadas à gestão do sistema.

No Quadro 4-2, apresentam-se, para os períodos 2020-2024 e 2025-2029, as estimativas médias anuais, quer de CAPEX, quer de Transferências para Exploração. Tal como acontece com a componente da TEE, os montantes de investimento são apresentados a CDE e a Custos Totais, estes incorporando as estimativas para encargos de estrutura e gestão e financeiros.

QUADRO 4-2

Transferências para Exploração da GGS

CAPEX no período 2020-2029 [M€]			
CAPEX	Inv. anterior a 2020	Média anual 2020-2024	Média anual 2025-2029
GGS (CDE)	0,0	1,5	1,5
Encargos de estrutura e gestão	0,0	0,2	0,2
Encargos financeiros	0,0	0,0	0,0
Total a custos totais	0,0	1,8	1,8

Transferências para Exploração no período 2020-2029 [M€]		
Transferências para Exploração	Média anual 2020-2024	Média anual 2025-2029
GGS (CDE)	1,5	1,5
Encargos de estrutura e gestão	0,2	0,2
Encargos financeiros	0,0	0,0
Total a custos totais	1,8	1,8

4.2.2. Detalhe das Transferências para Exploração (2020-2024)

Apresentam-se, de seguida e em maior detalhe, os valores relativos às Transferências para Exploração dos Projetos Base previstas no período 2020-2024, expressos em preços reais médios de mercado a CDE, com base nos preços de referência da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

No Quadro 4-3 e na Figura 4-1, indicam-se os valores previstos para as Transferências para Exploração anuais a CDE, no período 2020-2024 (primeiros cinco anos do PDIRT 2020-2029), consideradas para os Projetos Base.

QUADRO 4-3

Transferências para Exploração por projeto no período 2020-2024³⁷

Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço	Transferências para exploração [M€]				
		2020	2021	2022	2023	2024
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção e Equipamentos MAT/BT de Palmela	2020-2022	3,3	4,2	3,1		
Substituição de transformador em Ferreira do Alentejo	2022			1,5		
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção do Ribatejo	2022			1,4		
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Sabóia	2022			1,0		
Substituição do 1º Transformador de Vila Pouca de Aguiar	2023				1,7	
3ª Substituição do transformador na subestação do Carregado	2023				1,7	
Reforço do Nível de Isolamento em Subestações - Aplicação de RTV	2023-2024				0,2	1,0
Substituição de autotransformador na subestação de Palmela	2024					3,1
Substituição de transformador na subestação de Pereiros	2024					1,7
Substituição do 1º transformador de Rio Maior	2024					1,6
Remodelação dos Sistemas de Comando e Proteção de Portimão	2024					2,6
Substituição de autotransformador na subestação de Fanhões	2024					3,1
Monitorização de Ativos	2021-2024		1,2	1,5	2,2	0,9
Remodelação dos Sistemas de Alimentação	2023-2024				0,4	0,4
Recondicionamento de Transformadores	2023-2024				1,2	1,2
Reconstrução/Reabilitação de Infraestruturas de Construção Civil	2021-2024		0,5	0,5	1,7	1,5
Substituição de Aparelhagem MAT (disj., tr.med., desc. sobret., secc. e tr. serv. Aux.)	2020-2024	0,1	0,1	0,8	4,0	2,6
Substituição equipamentos SCC e SPT	2023-2024				0,1	0,1
Remodelação de Linhas	2021-2024		5,7	8,5	10,2	7,6
Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT	2020-2024	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase ⁽¹⁾	2022			8,1		
Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase ⁽¹⁾	2023				10,6	
Compensação de reativa pós 2020-1ª Fase ⁽¹⁾	2021		3,1			
Compensação de reativa pós 2020-2ª Fase ⁽¹⁾	2023				3,1	
Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 400/60kV ⁽²⁾	2024					4,3
Equipar painéis de Transformador de reserva de Ourique ⁽¹⁾	2024					1,1
Investimento Gestão Global do Sistema ⁽³⁾	2020-2024	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

⁽¹⁾ Projeto Base anteriormente incluído no PDIRT 2018-2027.

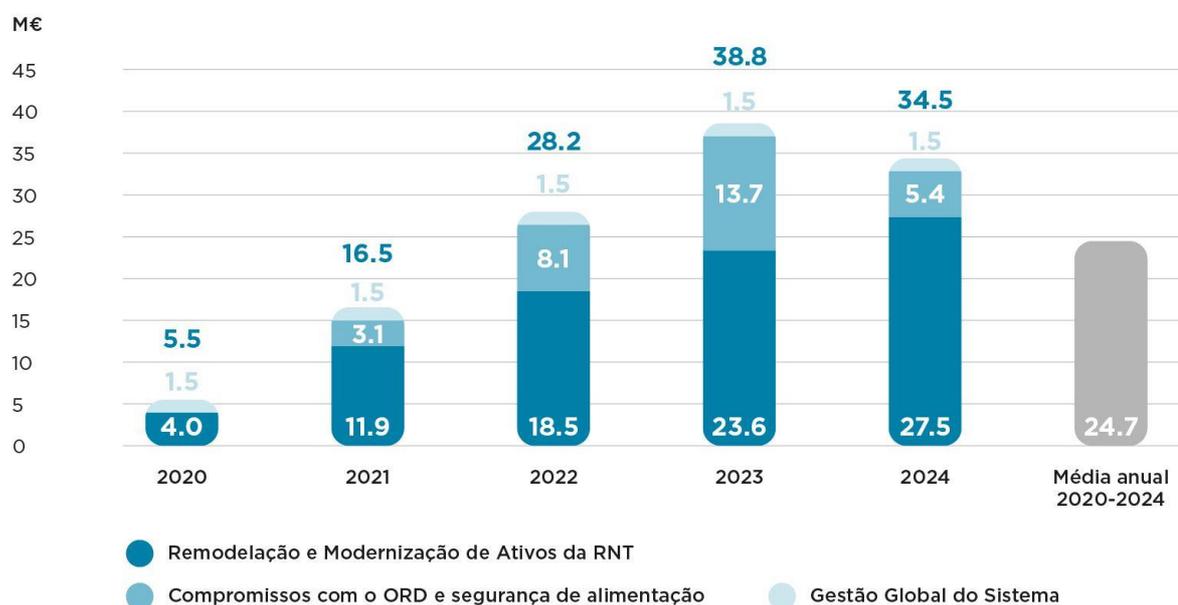
⁽²⁾ Projeto Base anteriormente incluído nos Projetos Complementares do PDIRT 2018-2027.

⁽³⁾ Valores médios anuais no período 2020-2024.

³⁷ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

FIGURA 4-1

Transferências para Exploração no período 2020-2024³⁸



A análise desta figura permite concluir que o valor médio anual das Transferências para Exploração a CDE, previsto para os primeiros cinco anos com os Projetos Base propostos na presente edição do PDIRT 2020-2029, situa-se na casa dos 25 M€/ano.

No período 2020-2024, o montante do investimento relativos aos Projetos Base apresentado neste Plano ascende a cerca de 123 M€ a CDE, montante que na sua maioria se destina à remodelação/modernização de uma parte seletiva de ativos em serviço, a que se adiciona um pequeno lote de infraestruturas novas, decorrentes de compromissos assumidos com o ORD e segurança de alimentação.

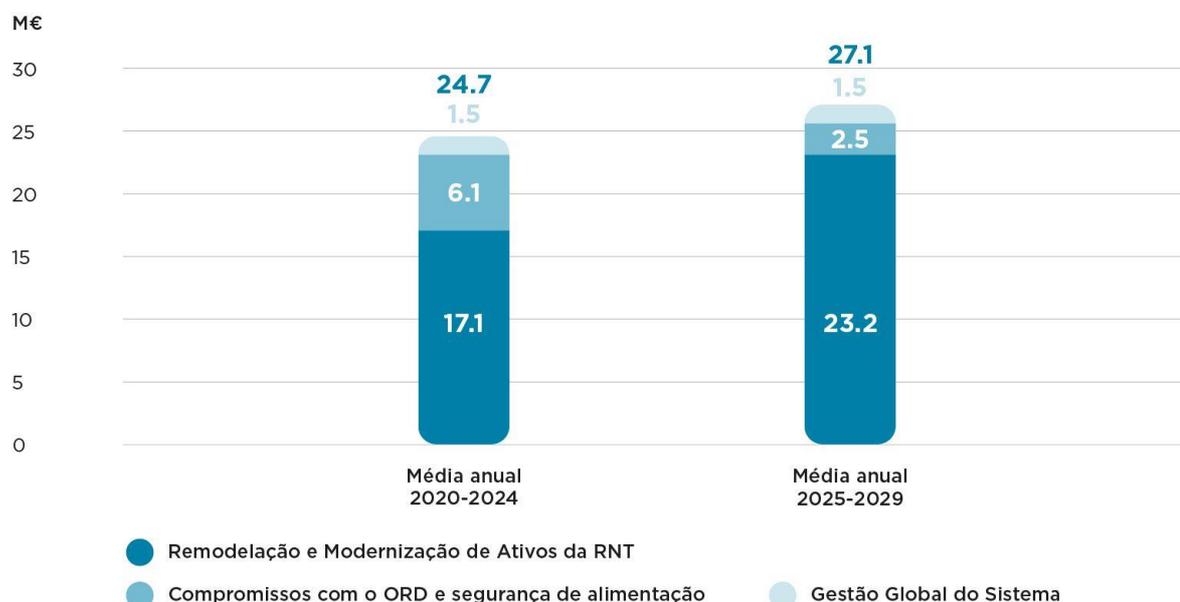
À semelhança do verificado nas anteriores propostas de PDIRT, os projetos de investimento foram suportados numa metodologia de apoio à decisão multicritério/custo-benefício desenvolvida com base nas melhores práticas utilizadas por ORT europeus, em particular na tomada de decisão em sede do "Ten-Year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

Em complemento, apresenta-se, no gráfico seguinte e de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências para exploração previstos para os Projetos Base no primeiro e no segundo quinquénio do PDIRT (2020-2024 e 2025-2029, respetivamente).

³⁸ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

FIGURA 4-2

Transferências para Exploração nos períodos 2020-2024 e 2025-2029 (valores médios anuais)



DETALHE DOS INVESTIMENTOS DA TEE NO PERÍODO 2020-2024

Nas subsecções seguintes, apresentam-se em maior detalhe os investimentos consignados nesta proposta de PDIRT para os Projetos Base da TEE, organizado por grandes áreas de atuação, designadamente “Remodelação e Modernização de Ativos” e “Compromissos com o ORD e Segurança de Alimentação”.

Remodelação e Modernização de Ativos

Mobilizados pelo objetivo estratégico de eficiência associada às atividades operacionais do ORT e a adequação do estado dos ativos ao desempenho regulamentar da RNT, fiabilidade desta e qualidade de serviço, bem como e não menos relevante no que concerne à segurança de pessoas e bens, os projetos de remodelação e modernização de ativos, enquadram-se nos investimentos específicos de otimização do tempo de vida útil, com base na avaliação do indicador de estado e índice de criticidade dos equipamentos como processo de apoio à decisão para a remodelação, recondicionamento, substituição, melhoria operacional ou reconstrução de ativos em fim de vida útil. Esta abordagem apoia-se na gestão do risco que o ORT já realiza sobre os ativos da Concessão, dentro de limiares aceitáveis, suportada por técnicas de monitorização, análise preditiva do estado, integridade dos ativos e avaliação da consequência da falha.

Efetivamente, uma parte dos ativos em exploração encontra-se a operar no limite do seu tempo de vida útil, situação que, dependendo da avaliação do estado dos equipamentos e dos riscos

operacionais e condições de segurança associados, quer para os próprios equipamentos e fiabilidade da rede, quer para pessoas e bens, exigem a sua remodelação e modernização.

Estes projetos visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade da rede e qualidade de serviço e a manutenção de condições adequadas para a segurança de pessoas e bens, numa rede com taxas médias de envelhecimento crescentes, apesar dos investimentos realizados nos últimos anos. Neste âmbito, destaca-se a modernização de painéis e aparelhagem de muito alta e alta tensão em diversas subestações (e.g., Palmela e Fanhões), a substituição de transformadores de potência (e.g., Pereiros e Vila Pouca Aguiar), a remodelação de sistemas de proteção, automação e controlo (e.g., Portimão e Palmela) e a remodelação de linhas de muito alta tensão (e.g, troços antigos das linhas Alcochete - Fanhões e Alcochete - Palmela, ambas a 400 kV — estas linhas foram criadas pela abertura da linha antiga Fanhões – Palmela, com vista à ligação da subestação de Alcochete à restante RNT).

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 490 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 in comportáveis, o que aliás é secundado pelos diversos pareceres e comentários às propostas anteriores do PDIRT.

Na Figura 4-3, indicam-se os montantes anuais estimados de Transferências para Exploração a CDE referentes à Remodelação e Modernização de Ativos no período 2020-2024, com um valor global de 85 M€.

Compromissos com o ORD e Segurança de Alimentação

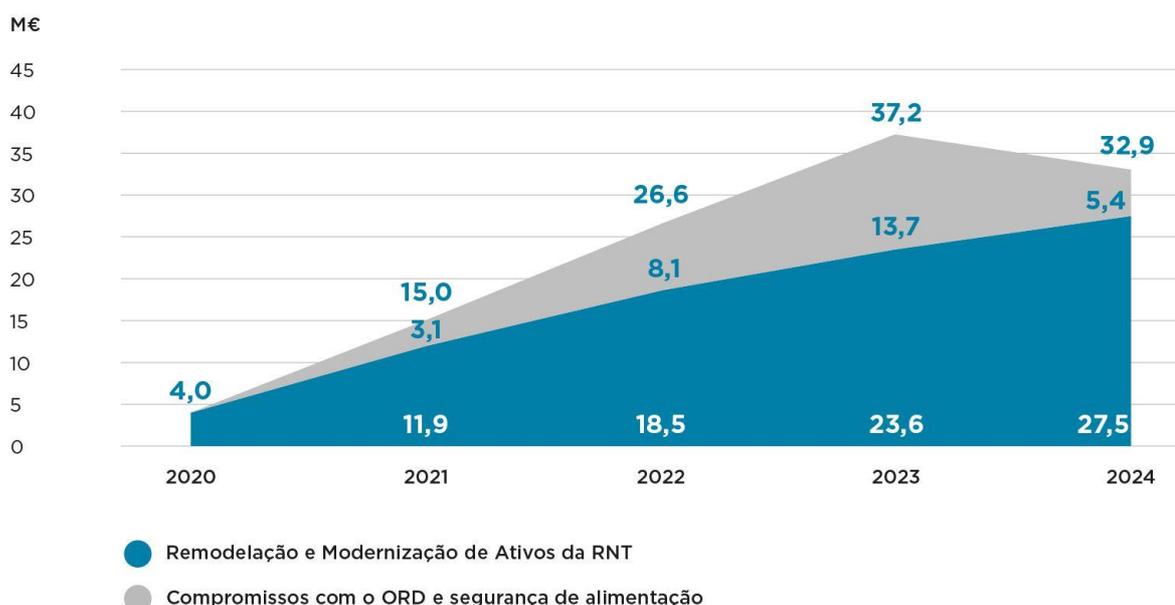
Na Figura 4-3, indica-se também a previsão anual das Transferências para Exploração a CDE em novos projetos que visam satisfazer compromissos já assumidos com o ORD e a manutenção dos

níveis de segurança de alimentação, estimando-se, para esta vertente, um investimento total de 30 M€ no período 2020-2024.

Dos projetos que compõem esta rúbrica, destaca-se em particular a articulação 400/150 kV em Ponte de Lima, apoiando os consumos de Vila Fria e de Oleiros, para além de um pequeno reforço dos meios de gestão de reativa (reatâncias *shunt*) para controlo das tensões na rede.

FIGURA 4-3

Transferências para Exploração no período 2020-2024³⁹



4.2.3. Decisão final de investimento

A proposta de PDIRT 2020-2029 divide-se em dois quinquénios, de distinta densificação e consolidação dos investimentos: (i) o primeiro, com uma descrição mais completa dos projetos e com uma calendarização mais precisa; (ii) o segundo, apresentado como uma perspetiva de cariz apenas indicativo.

Nessa medida, os Projetos Base mais urgentes e a necessitarem de uma Decisão Final de Investimento ("DFI") no âmbito da apreciação da presente edição de Plano, são os que maioritariamente se encontram inscritos com transferências para exploração no período 2020-2024 e que não poderão aguardar pela decisão relativa à próxima edição do PDIRT (PDIRT 2022-2031).

Tendo por base a experiência recente, em que a proposta de PDIRT 2018-2027 foi aprovada no primeiro trimestre de 2019, a decisão do membro do Governo responsável pela área da Energia relativamente ao presente Plano 2020-2029 poderá vir a ser tomada apenas no primeiro trimestre

³⁹ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

de 2021. Desse modo, todos os projetos com datas-objetivo até 2023 (inclusive) e alguns de maior complexidade até 2024 (inclusive) deverão receber a respetiva decisão final de investimento (DFI) no ciclo de apreciação do presente PDIRT.

De forma genérica, para projetos de maior dimensão que envolvam a instalação de novas linhas ou alterações topológicas destas que careçam de novos troços ou ainda o estabelecimento de novas subestações ou postos de corte ou a ampliação das respetivas plataformas de implementação, deve ser observado um intervalo de pelo menos quatro anos entre a tomada de decisão e a respetiva entrada em serviço.

Conforme se pode constatar na Figura 4-4, o montante global de investimento, a CDE, que carece de Decisão Final de Investimento neste ciclo de apreciação do PDIRT é de aproximadamente 90 M€, sendo que deste valor, cerca de 3 M€ encontram-se explicitamente condicionados a factos a serem verificados após a conclusão da elaboração da presente edição do PDIRT, nomeadamente a evolução das condições de controlo dos perfis de tensão na RNT a reavaliar até 2020.

FIGURA 4-4

Transferência para exploração 2020-2024 | *Decisão Final de Investimento*⁴⁰



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

⁴⁰ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE).

4.3. REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS DA RNT

4.3.1. Enquadramento à gestão de ativos

4.3.1.1. Caracterização da população dos ativos

O tema da Gestão de Ativos tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as *utilities*, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade das redes com um número limitado de recursos⁴¹. Tendo em consideração as boas práticas internacionais para *asset management* (nomeadamente a PAS55 e a ISSO 55000), a política de gestão de ativos da REN visa otimizar o custo de ciclo de vida dos mesmos.

No final de 2018, a infraestrutura da RNT era composta por 8 811 km de circuito de linha aérea e 18 588 apoios, com três níveis de tensão diferentes (150, 220 e 400 kV).

QUADRO 4-4

Caracterização dos circuitos das linhas aéreas e apoios

Nível de Tensão	Comprimento de Circuito Total (km)	Nº Apoios
150 kV*	2 582	4 936
220 kV	3 515	6 955
400 kV	2 714	6 697
Total	8 811	18 588

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

Relativamente ao comprimento geográfico das linhas aéreas, ou seja, o comprimento dos segmentos que constituem a linha, a situação no final de 2018 era a seguinte:

⁴¹ 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

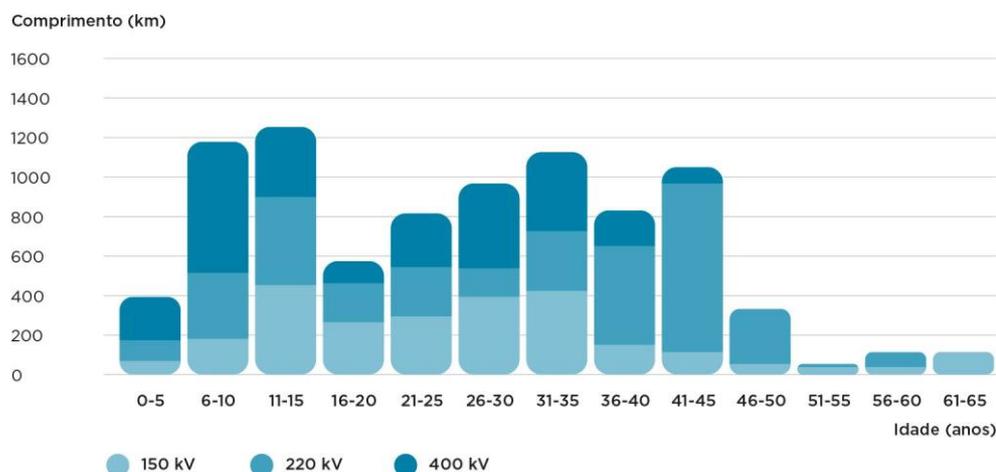
Nível de Tensão	Comprimento dos segmentos (km)
150 kV*	1 842
220 kV	2 726
400 kV	2 515
Total	7 083

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

Um critério tradicional e de partida, embora não exclusivamente determinante, para o planeamento de remodelação de ativos, consiste na idade dos mesmos. A 31 de dezembro de 2018, o comprimento de circuito de linhas da RNT integrando troços com idade igual ou superior a 30 anos era de 4 644 km. No entanto, uma parte significativa destas linhas foi, ao longo da sua vida útil, sujeita a ações de recondicionamento, ao nível dos isoladores e acessórios, dos cabos de guarda e estruturas metálicas. De modo a dar uma perspetiva que reflita o rejuvenescimento das linhas alvo destas ações de recondicionamento, foi construída a Figura 4-5 com a idade corrigida, que é apresentada de seguida.

FIGURA 4-5

Perfil de idades corrigidas das linhas aéreas



No que diz respeito às linhas subterrâneas, no final de 2018 existiam 14 circuitos perfazendo um total de 96 km.

QUADRO 4-6

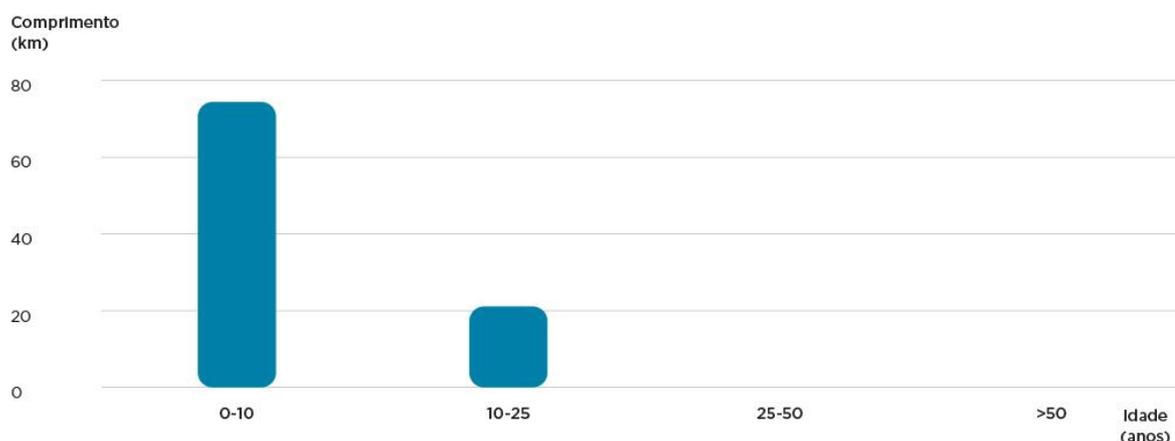
Caracterização das linhas subterrâneas

Nível Tensão	N.º circuitos de Linha Subterrânea	Comprimento de Circuito Total (km)
150 kV	0	0
220 kV	14	96
400 kV	0	0
Total	14	96

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

FIGURA 4-6

Perfil de idades das linhas subterrâneas (220 kV)



Quanto às instalações não-lineares, no final de 2018 existiam 68 subestações na RNT (sendo 56 isoladas a ar e 12 do tipo GIS - *Gas Insulated Switchgear*) e 14 postos de corte, seccionamento e transição (sendo 12 isolados a ar e 2 do tipo GIS).

QUADRO 4-7

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

	N.º de Subestações		N.º Postos de Corte/Seccionamento/Transição	
	AIS	GIS	AIS	GIS
150 kV	11	1	3	1
220 kV	25	8	4	1
400 kV	22 ^(b)	1	5	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 2018):

QUADRO 4-8

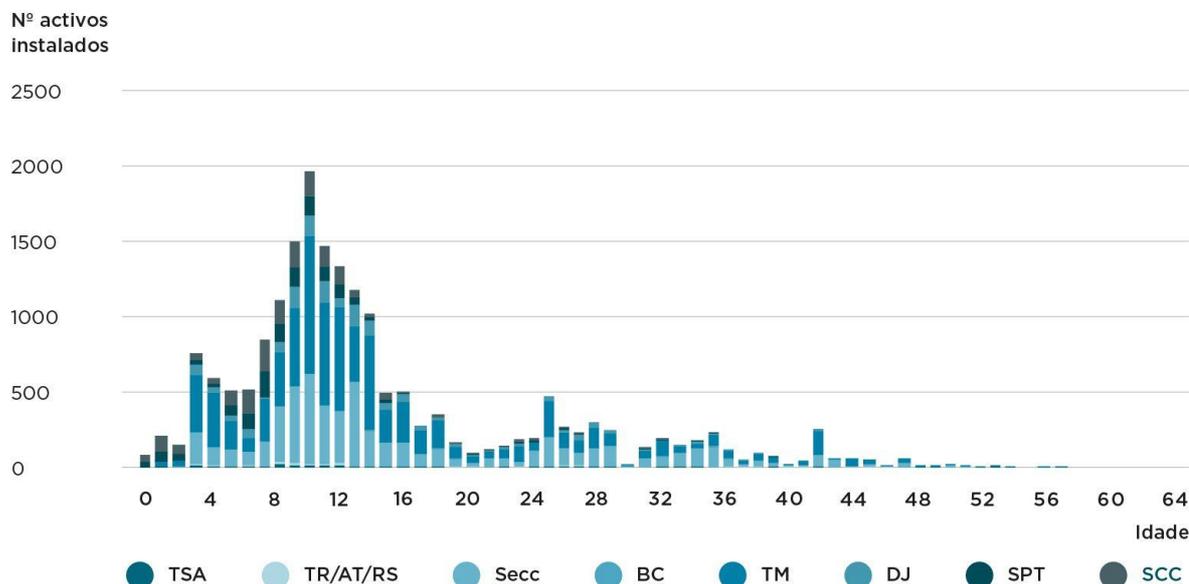
Caracterização dos ativos integrados nas subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição e painéis

Nível de Tensão	Número de Ativos
Transformadores	204
Transformadores de Serviços Auxiliares	168
Reatâncias "Shunt"	10
Baterias de Condensadores	56
Disjuntores	1431
Seccionadores	5702
Transformadores de Medição	8682
Reatâncias de Fase	13 (conjuntos de 3 fases)
Reatâncias de Neutro	59

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

FIGURA 4-7

Perfil de idades dos ativos integrados nas subestações



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

4.3.2. Metodologia para planeamento do investimento

4.3.2.1. Introdução

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

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

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

Desta forma, para prolongar-se a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente, é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar a obsolescência e manter o “*know-how*”. A materialização da referida estratégia requer a adoção de um Indicador do Estado do Ativo, descrito na próxima secção.

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, como a National Grid, Fingrid, a Tennet e a Terna.

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-E⁴², 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 omissão desnecessária do sistema, mantendo um nível de risco aceitável, evitando os picos de investimento, no quadro de um conjunto de restrições (técnicas, operacionais e económicas)?

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

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

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

1. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação: 0-10, passo = 1, em que "0" é a pior classificação e "10" é a melhor), 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 mais críticos são identificados (i.e., IE reduzido) e é construída uma lista de prioridades de investimento.

⁴² ENTSO-E, Facing the Replacement Wave - Project for approval by SDC members, 2015

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 optou-se 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 2024, assumindo-se que o montante a investir anualmente, entre 2025 e 2029, poderá manter, em média, um valor anual próximo do que vier a ser realizado nos anos anteriores.

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

- ✓ Plano de desenvolvimento e reforço da rede, incluindo a eventual desativação de circuitos;
- ✓ Coordenação da intervenção em diversos ativos, permitindo aumentar a disponibilidade dos elementos para a rede;
- ✓ Adequação das características 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 aéreas e subterrâneas;
- ✓ Instalações não-lineares, as quais incluem: remodelações em subestações e seus constituintes; sistemas de proteção, automação e controlo; sistemas de alimentação; transformadores de potência; disjuntores; transformadores de medição; descarregadores de sobretensões; seccionadores; edifícios e infraestruturas; instalação elétrica geral; e reforço do isolamento em zonas de elevada poluição.

4.3.3.2. Linhas

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

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

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

Uma parte significativa do volume de investimento projetado para remodelações de linhas é focado no nível de tensão de 400 kV, dando continuidade à modernização de um conjunto de ativos com idade avançada cuja construção data das décadas de 1970 e 1980.

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 na REN. Nos casos em que as linhas se inserem em eixos estruturantes da RNT, revela-se oportuno executar o aumento da sua capacidade de transporte durante as intervenções de beneficiação baseada no estado.

Ao nível das cadeias de isoladores dá-se continuidade ao programa de substituição sistemática de isoladores de cerâmica, com longo tempo de serviço e fiabilidade reduzida, por isoladores de vidro que apresentam um melhor desempenho do ponto de vista mecânico.

Por outro lado, considerando o bom desempenho dos isoladores compósitos em zonas de poluição elevada, o grau de competitividade do seu preço atual e o estado de desenvolvimento desta tecnologia, justifica-se a continuação da estratégia, iniciada em 2004, de introdução progressiva nas linhas localizadas em zonas mais críticas, como forma de melhoria do desempenho da rede

nessas zonas e de minimização dos custos de manutenção, com operações de lavagem de isoladores de cerâmica ou vidro.

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 constatadas de ordem elétrico-mecânica. A problemática de vibrações excessivas de origem eólica induzidas em cabos e estruturas, causa raiz de alguns incidentes, é endereçada através de um programa de reforço de amortecimento, com iniciativas de adequação/atualização de componentes, visando o aumento da resiliência de linhas aéreas a estes fenómenos.

No que diz respeito aos cabos condutores, é pertinente, no âmbito das remodelações preconizadas, e com particular enfoque nas linhas a 400 kV, 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.

O desempenho de linhas MAT face a descargas atmosféricas, uma das principais causas de incidentes, foi alvo de estudo específico. Desta análise, resultou um programa que prevê a implementação de soluções de melhoria de desempenho nos ativos lineares sistematicamente mais afetados, visando a redução do número de cavas de tensão com origem na RNT, provocadas por curto-circuitos resultantes de descargas atmosféricas.

4.3.3.3. Instalações não-lineares

Descrevem-se, nesta secção, o tipo de intervenções que são necessárias concretizar no âmbito da reconstrução e remodelação das instalações (subestações, postos de corte, postos de seccionamento, postos de transição, repetidores e outras instalações da concessão onde se desenvolvem atividades relacionadas com o transporte de energia elétrica), entre os anos 2020 a 2024. 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, 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, permitindo identificar e classificar o estado destas unidades. Quando uma unidade 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.

Para os casos em que as unidades já se encontram com IE baixo e nível elevado de obsolescência — não sendo por isso viável realizar o recondicionamento — planeia-se a sua substituição. Considerando o estado dos transformadores atualmente instalados, foi selecionado um conjunto de unidades para substituição, com valor baixo do respetivo IE.

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

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

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

DISJUNTORES

Relativamente aos disjuntores, atualmente estão a ser realizados programas de substituição de famílias de equipamentos dos vários níveis de tensão da RNT, desencadeados 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 (nalgumas situações, o fabricante abandonou a produção deste tipo de equipamentos).

Neste conjunto de programas, estão incluídos os disjuntores acionados por comandos hidráulicos, e disjuntores com tecnologia de SF₆ 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 dos programas 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 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.

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 custos de manutenção de valor considerável 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.

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, conseqüentemente, 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. 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 2020-2024.

QUADRO 4-9

Transferências para exploração a CDE em remodelação de ativos

Unidades: M€

Tipo de Intervenção	2020	2021	2022	2023	2024
Remodelação de Sistemas PAC**	1,3	1,2	3,4	-	2,6
Remodelação de Sistemas de Alimentação	-	-	-	0,4	0,4
Substituição TP*** em fim de vida útil	-	-	1,5	3,3	9,4
Recondicionamento de Equipamentos MAT/AT	0,6	0,2	0,2	1,4	1,4
Aplicação de RTV	-	-	-	0,2	1,0
Substituição Aparelhagem	2,1	3,1	2,9	4,0	2,6
Civil*	-	0,5	0,5	1,7	1,5
Monitorização de Equipamentos e Sistemas	-	1,2	1,5	2,2	0,9
Substituição de Sistemas PAC**	-	-	-	0,1	0,1
Total Investimento Subestações	4,0	6,2	10,0	13,3	19,9
Total Investimento Linhas	-	5,7	8,5	10,2	7,6
Total Investimento	4,0	11,9	18,5	23,5	27,5

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

BENEFÍCIOS DO PLANO DE REMODELAÇÕES PARA O SEN

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

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

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

Efetivamente, o adiamento das ações apresentadas será acompanhado de um aumento da probabilidade de falha de ativos, ao longo do tempo, até um patamar no qual a reposição dos níveis exigidos de segurança e de fiabilidade da rede imputará ao SEN custos maiores, relativamente ao proposto 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 Remodelação e Modernização

Benefícios e Custos Esperados	2024
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*)(**)	4 a 9
Redução de carga natural em risco de interrupção (*) (GW) (M€)	0,9 5,0
Redução de carga sem recurso em risco corte (*) (GW) (M€)	0,8 5,0
Manutenção ou criação de emprego externo FTE "full-time equivalent" (n)	1 147
Cavas de tensão: redução da frequência (%)	24
Cavas de tensão: redução da duração (%)	15
Redução de capacidade de transporte em risco (*) (MVA)	64 770
Redução de potência de produção em risco de corte (*) (MW)	2 671
Melhoria da média do Indicador do Estado do Ativo (0-10)	5
Investimento (líquido de participações) (M€)	85,4

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

serviço, na eventualidade de ocorrência de uma falha grave, estima-se um custo de reposição em serviço de 2,6 M€, representando um sobrecusto para o SEN de 0,9 M€.

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

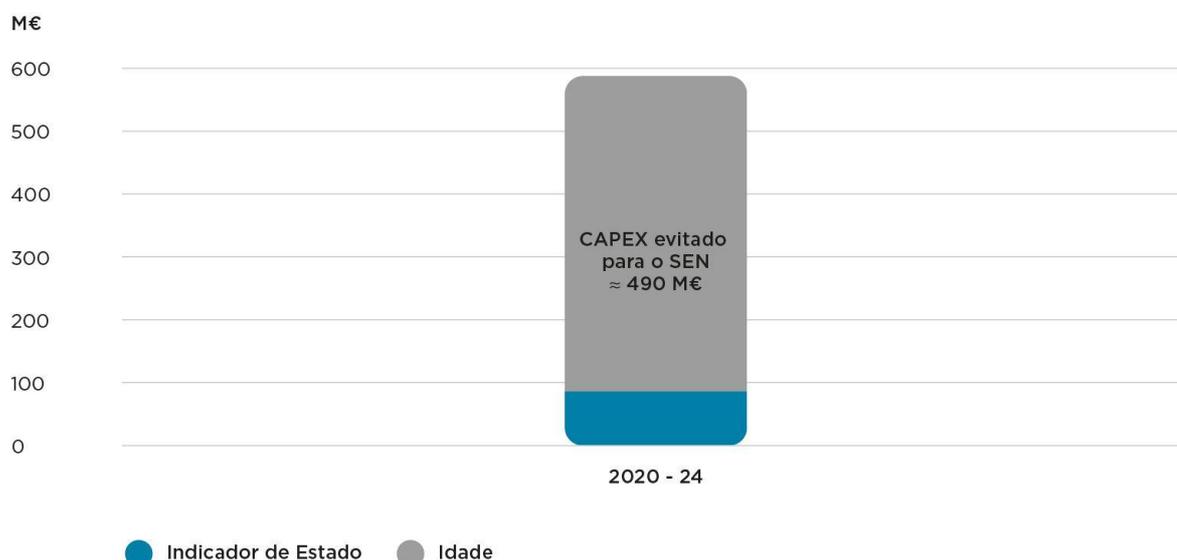
BENEFÍCIO DA REMODELAÇÃO BASEADA NO INDICADOR DO ESTADO DO ATIVO

Podem ser vários os critérios de decisão para remodelar, ou não, um determinado ativo. Nesta secção serão analisadas as opções de remodelação de ativo, tendo por base a vida económica ou o Indicador do Estado do ativo (IE). No presente Plano, foi considerada a opção de avaliação baseada no IE em detrimento de uma abordagem não-seletiva com base estritamente na sua idade. Nesta secção, apresenta-se uma comparação das duas abordagens, demonstrando as vantagens de se considerar uma análise individual do indicador do estado de cada ativo, face a uma análise puramente baseada na idade.

Comparando as duas opções de remodelação, verifica-se que o critério com base no IE representa um valor de investimento muito inferior ao valor que teria que ser considerado para a remodelação dos ativos baseados exclusivamente na sua idade (poupança de cerca de 490 milhões de euros em cinco anos para o SEN, com o risco associado à opção de se tomar a avaliação do estado como base para a decisão).

FIGURA 4-8

Investimento associado a estratégias para a remodelação de ativos (Estado vs. Idade)



O custo esperado de um plano com base na avaliação do indicador do estado do ativo apresenta um valor significativamente inferior ao de um plano com base exclusivamente na idade, desde que os ativos em causa tenham sido sujeitos a determinadas condições de utilização e de manutenção. Contudo, importa reter que o período de amortização contabilística tem por base os valores médios esperados de depreciação dos ativos, quer na ótica da sua resposta às solicitações físicas de exploração (sujeitos a condições médias de utilização e de perturbação, bem como operados e mantidos com a adequada capacidade de intervenção, dentro das boas regras da arte e recomendações dos próprios fabricantes), quer na ótica da capacidade de serem operados e configurados (aspecto 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.

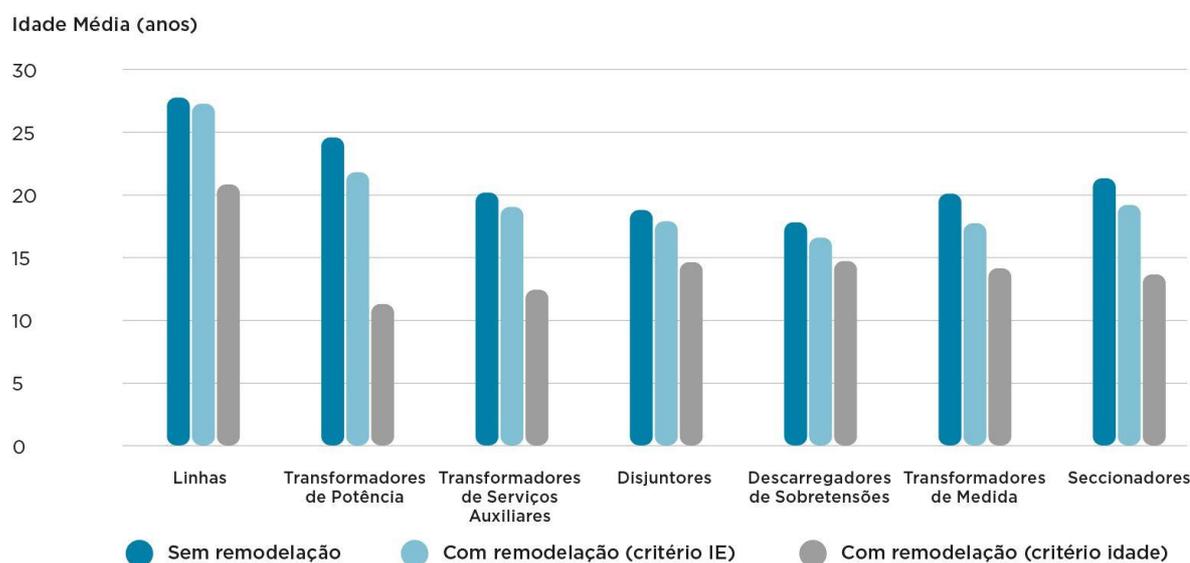
No que diz respeito à idade dos ativos, na figura seguinte, pode ser visualizada a comparação da idade média dos ativos da RNT, prevista para o ano de 2024, em função da estratégia de gestão de

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 dos custos operacionais em termos globais.

FIGURA 4-9

Efeito do plano de remodelações na idade média dos ativos no ano de 2024



4.4. COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

4.4.1. Descrição dos projetos

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

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

Para melhoria da segurança de alimentação ao conjunto das subestações de Vila Fria e de Oleiros (total de carga prevista rondando os 430-450 MW no período 2024-2029), está prevista a instalação de uma unidade de autotransformação 400/150 kV na futura subestação de Ponte de Lima e a abertura, nesta subestação, das atuais linhas a 150 kV Pedralva - Vila Fria e Oleiros - Vila Fria 1. Este projeto, com reformulação da topologia de rede na zona de Ponte de Lima, evita necessidade futura de construção de novas linhas de 150 kV para apoio a Oleiros/Vila Fria a partir da subestação de Pedralva, linhas essas de alguma extensão, com muita dificuldade na obtenção de um traçado viável sob o ponto de vista socio-ambiental e custos de implementação elevados.

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

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO A MACEDO DE CAVALEIROS (PR1913)

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

MELHORIA NA ALIMENTAÇÃO À SUBESTAÇÃO DE BODIOSA (PR1906)

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

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

Para o período indicativo desta proposta de PDIRT, está considerado como hipótese, a reavaliar em futuras edições do Plano, o estabelecimento de uma segunda ligação a 220 kV entre as subestações de Rio Maior e Carvoeira, no pressuposto de que a mesma possa tirar partido de uma nova linha de 400 kV a ser constituída entre Rio Maior e a zona de Lisboa na subestação de Fanhões (Projeto Complementar), através da instalação de um segundo circuito a 220 kV no troço dessa linha entre Rio Maior e zona da Carvoeira.

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

TRANSFORMADORES MAT/AT

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

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

- ✓ Reforço da potência instalada: reforço da capacidade de transformação em subestações existentes, de forma a continuar a assegurar nessas instalações a segurança n-1 na alimentação aos consumos, em alinhamento com a sua evolução prevista e o desenvolvimento e/ou reconfiguração das redes da RND;
- ✓ Abertura de novo ponto injetor: criação na RNT de novos pontos de entrega à rede de distribuição, em cumprimento dos acordos estabelecidos com o operador da RND;
- ✓ Instalação de segundas unidades: instalação do segundo transformador para garantia de segurança 'n-1' na satisfação dos consumos em pontos injetores que entraram em serviço com apenas uma unidade instalada;
- ✓ Desclassificação/substituição de unidades obsoletas: quando os transformadores atingem o seu fim de vida útil (geralmente com um elevado número de anos de serviço), os mesmos

são desclassificados ou substituídos, caso seja confirmada a necessidade de reposição da potência instalada na subestação em causa. Esta classe de intervenções é objeto de desenvolvimento mais detalhado no subcapítulo 4.3.

Para aferir da existência de suficiente capacidade ou da necessidade de reforço da capacidade de transformação nas subestações existentes, analisando cada uma individualmente, toma-se como ponto de partida a previsão de evolução dos consumos a nível local efetuada com base nas previsões recebidas do operador da RND, verificando-se as cargas máximas de consumo local a abastecer em cada subestação da RNT, em observância dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT'. Os valores de ponta local aqui referidos, previstos para o valor de consumo a ser satisfeito por cada subestação da RNT no período 2020-2029, encontram-se listados no Anexo 12.

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

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

Os novos pontos injetores da RNT de entrega à RND, à exceção de alguns casos em zonas importantes de maior concentração de consumos, como é o caso de Lisboa e Porto, são, regra geral, criados com apenas um transformador em serviço na sua fase inicial, assumindo-se que a RND existente à data ainda permite, durante um certo período de tempo, dar recurso integral aos consumos em causa no caso de falha desse único transformador, otimizando desta forma os custos para o SEN. Com o passar do tempo, por força da evolução dos consumos e das dinâmicas de alteração da estrutura própria da RND, o referido recurso via RND vai normalmente reduzindo-se, deixando de ser suficiente para a satisfação da totalidade desse consumo. A instalação das segundas unidades nos novos pontos injetores da RNT, analisados caso-a-caso, mas tipicamente efetuada dois a três anos após a sua abertura, visa assegurar a garantia de segurança 'n-1' a esses consumos.

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

No final de 2018, encontravam-se em serviço na RNT cerca de 30 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 2020-2029, de acordo com os compromissos com o ORD e as previsões de evolução de consumo acima referida. Para efeitos comparativos, apresenta-se a mesma previsão conforme as anteriores projeções do PDIRT 2018-2027 (no caso deste, somente para o período 2020 a 2027, comum a ambos os planos).

QUADRO 4-11

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

Subestação	Motivo	PDIRT 2020-2029		PDIRT 2018-2027 (apenas 2020 a 2027)	
		Potência [MVA]	Ano	Potência [MVA]	Ano
Período 2020-2022					
F. Alentejo	Substituição	-50 +170	2022	-	-
Período 2023-2029					
V.P. Aguiar	Substituição	-120 +170	2023	-120 +170	2022
Carregado	Substituição	-120 +170	2023	-120 +170	2022
Pereiros	Substituição	-126 +170	2024	-126 +170	2022
Rio Maior	Substituição	-126 +170	2024	-126 +126	2022
Divor	Segundo Transformador	-63** +170	2024	+170	2023-24
Ourique	Segundo Transformador	+126*	2024	+126	2024

* Instalação de painéis na unidade de reserva parada em Ourique, proveniente de outra subestação.

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

Da análise do Quadro 4-11 observa-se, para o horizonte 2020-2029, a necessidade de 6 novos transformadores para subestações já existentes ou a entrar em serviço neste período, equivalendo a um montante global de 1 020 MVA. No mesmo período, são desclassificadas 6 unidades, correspondendo a 605 MVA. Neste contexto observa-se um acréscimo de 541 MVA no valor total da potência de transformação MAT/AT (grande parte deste acréscimo de potência fica a dever-se à substituição de máquinas existentes, em fim de vida útil, por outras de maior potência).

PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES À RND

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

QUADRO 4-12

Painéis de linha AT para novas ligações à RND

Subestação RNT	Designação do Painel	Horizonte
Sines	Sto. André	2025

4.4.3. Coordenação entre o ORT e o ORD

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

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

De assinalar que no âmbito da presente proposta de PDIRT 2020-2029, e no que aos Projetos Base diz respeito, não se encontra proposto para apreciação qualquer projeto de reforço na RNT referente à abertura de novos Pontos de Entrega ou de novos painéis de linha AT para ligação à RND, dentro do período de abrangência da mais recente proposta de PDIRD (PDIRD 2019-2023).

4.4.4. Compensação de Reativa

Com o objetivo de ajudar a controlar os níveis de tensão na RNT, com tendência para apresentar tensões altas em períodos de operação com cargas menos elevadas, encontra-se previsto no presente Plano a instalação de reatâncias *shunt*, de forma a 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.

No período 2020-2024 encontram-se previstas duas unidades de 150 Mvar em outras tantas subestações da RNT, encontrando-se os respectivos estudos de detalhe em fase de consolidação, especificamente no que concerne à localização mais apropriada para a sua implementação.

Uma distribuição de reatâncias *shunt* de menor potência 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, constituindo a proposta incluída no PDIRT uma adequada solução de compromisso entre o valor a investir e os escalões de ajuste de tensão disponíveis.

4.5. INVESTIMENTO NA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

4.5.1. RTS

ENQUADRAMENTO

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

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

COBERTURA DA REDE

A RTS é constituída por sistemas de transmissão de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica associadas às linhas MAT, e complementada com ligações via rádio por feixes hertzianos para redundância de serviços críticos e para pontos de presença onde a cobertura da rede ótica é insuficiente. A estrutura principal da RTS é baseada em tecnologia ótica SDH/DWDM, sobre a qual assentam as redes de serviços (Voz, IP/MPLS, Teleproteções e PDH). A Figura 4-10 e a Figura 4-11 ilustram, respetivamente, a cobertura das redes ótica SDH/DWDM e de rádio por feixes hertzianos no início de 2019.

EVOLUÇÃO DA REDE

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

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

FIGURA 4-10
Cobertura da rede ótica

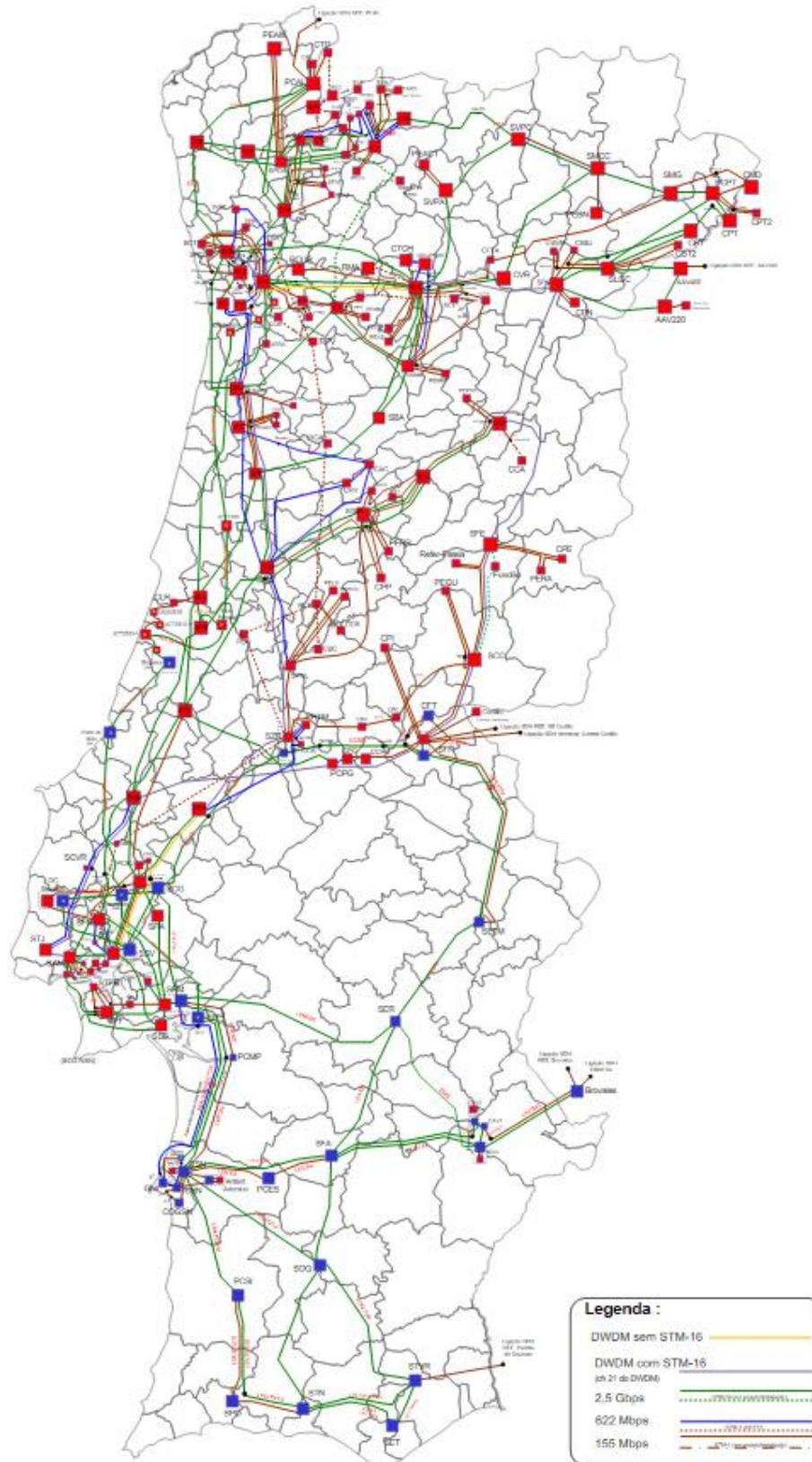
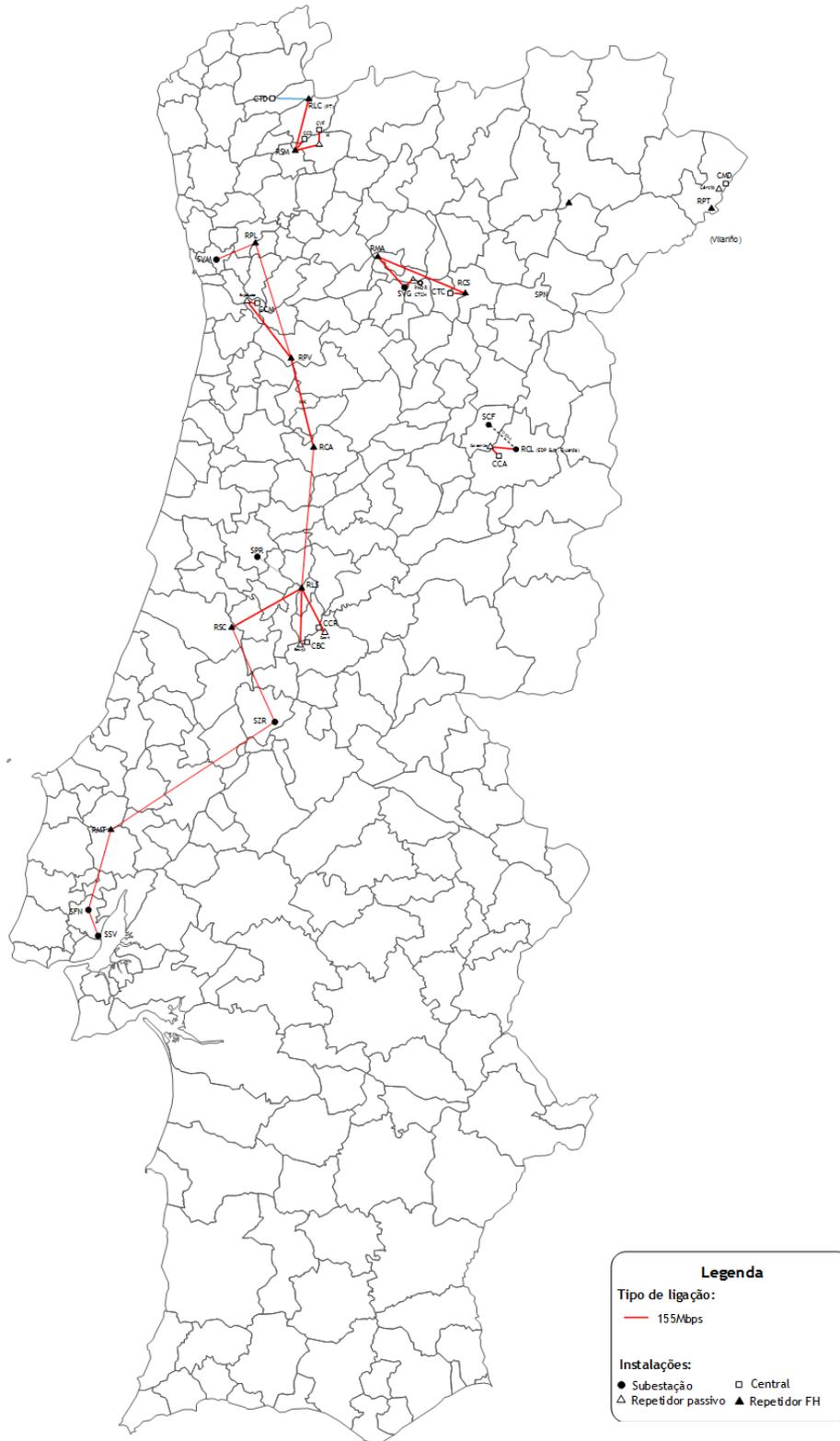


FIGURA 4-11

Cobertura da rede de rádio



4.5.2. Gestão do sistema e operação da rede

O operador da RNT desenvolve parte substancial da sua atividade, de operação da rede de transporte, gestão técnica global do SEN e das interligações, através de dois centros essenciais: o Centro de Despacho e o Centro de Operação da Rede. Estes dois centros do Gestor do Sistema (GS) encontram-se constituídos em duas instalações diferentes e geograficamente afastadas, constituindo cada um deles "back-up" do outro. Neste âmbito identifica-se a necessidade de renovação de componentes críticos para a gestão técnica do SEN.

O O Centro de Despacho do SEN em Portugal continental está interligado em tempo real com os seguintes centros de despacho:

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

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

Para o desempenho das funções relacionadas com a Área de Mercados encontra-se previsto a atualização evolutiva do sistema de liquidação (adaptação da plataforma do sistema de liquidação aos requisitos dos novos códigos europeus).



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 e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais são apresentadas soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

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

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

- ✓ Integração de mercados e concorrência (capacidades de interligação com Espanha);
- ✓ Ligação a polos de consumo (potenciais novos pontos de alimentação ainda não comprometidos);
- ✓ Gestão do sistema em ambiente de mercado (adaptação da RNT a alterações significativas no parque eletroprodutor);
- ✓ Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico, cf. PNEC 2021-2030 , (capacidade de rede para receção de nova produção a partir de FER);
- ✓ Sustentabilidade (alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).

Atendendo à estrutura malhada própria das redes de transporte de energia elétrica (diferente das típicas redes de distribuição com uma componente radial muito substancial), os investimentos na RNT favorecem a adoção de soluções que conjuguem uma resposta simultânea e integrada a mais do que uma necessidade de rede. Nesta linha, conforme se verá mais adiante, alguns dos Projetos Complementares descritos neste capítulo concorrem para dar resposta a mais do que um Indutor.

Relativamente a estes projetos, o ORT considera potencialmente viável a sua realização. No entanto, tendo presente a dependência externa e incerteza associada, e sem prejuízo de uma análise caso-a-caso, para a generalidade dos Projetos Complementares cujos estudos não foram iniciados deve ser acautelado um período mínimo tipicamente de três anos (nalguns casos quatro, se incluírem linhas aéreas), entre uma decisão final de investimento e a sua entrada em exploração.

Para estes projetos, cuja efetiva realização e calendário associado não depende da iniciativa própria do ORT, neste Plano não lhes são atribuídas datas-objetivo específicas para entrada em exploração, pois, como referido, essa data não depende exclusivamente do ORT. Não obstante,

considerando a informação que é de domínio público e a que decorre de contatos havidos com potenciais interessados, na elaboração desta proposta de Plano, admitiu-se para estes projetos, como base de trabalho para efeitos de estudos de cenarização, intervalos plurianuais dentro dos quais a sua realização pode vir a ter lugar, mas estando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

De assinalar que os Projetos Complementares da anterior proposta de PDIRT 2018-2027 aprovados não fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados à apreciação e aprovação na presente proposta de PDIRT 2020-2029. Neste Plano ilustram-se as novas necessidades de investimento identificadas após a apresentação da proposta de PDIRT 2018-2027, 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 2018-2027 que não foram objeto de aprovação e que mantêm operativa a sua justificação.

No Quadro 5-1 apresentam-se os Indutores acima referidos em conjugação com os Projetos Complementares que lhes estão associados.

QUADRO 5-1

Caracterização dos Projetos Complementares

Projeto Complementar	Indutor de desenvolvimento				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X	
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado ⁽¹⁾	X			X	
Reforço da ligação Ferro-Fundão				X	
Ligação a 400 kV Fundão - zona do Pocinho			X	X	
Ref. da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X	
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X	
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões ⁽¹⁾			X	X	
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X	
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X	
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X	
Ref. da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X	
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X	
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X	
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X	
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X	
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X	
Criação do injector Pegões ⁽¹⁾		X			
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro ⁽¹⁾					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1 ⁽¹⁾					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2 ⁽¹⁾					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3 ⁽¹⁾					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1 ⁽¹⁾					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2 ⁽¹⁾					X
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3 ⁽¹⁾					X

⁽¹⁾ Projeto Complementar do PDIRT 2020-2029 que também fazia parte do conjunto dos Projetos Complementares do PDIRT 2018-2027.

5.2. INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

5.2.1. Montantes individuais dos projetos

No presente capítulo, apresenta-se as estimativas de investimento, quer em termos de CAPEX, quer em termos do valor de Transferências para Exploração, para o conjunto dos Projetos Complementares.

O Quadro 5-2 apresenta os valores correspondentes às Transferências para Exploração de cada um dos Projetos Complementares, no caso da sua realização, bem como as datas indicativas consideradas. Também se apresenta os respetivos valores de investimento em preços reais médios de mercado a Custos Diretos Externos (CDE), com base nos preços de referência fixados pela ERSE. Para promover uma melhor perceção do seu potencial reflexo nas tarifas⁴³, apresenta-se ainda os valores a custos totais (incorporam os custos a CDE, adicionados dos encargos de estrutura e gestão e financeiros).

Na Figura 5-1 apresentam-se estimativas de Transferências para Exploração no período 2020-2024 para os Projetos Complementares propostos no presente Plano. O volume de Transferências para Exploração médio anual neste período situa-se em 9 M€. Já no período 2025-2029, o valor médio anual de Transferências para Exploração situa-se em 68 M€.

⁴³ Os valores de investimento que materializam o programa de pagamentos de cada projeto acompanham os valores de transferência para exploração, dependendo do plano de pagamentos que se ajusta às condições de mercado, mas que no cômputo global correspondem, a menos das participações de promotores, aos valores dessas transferências.

QUADRO 5-2

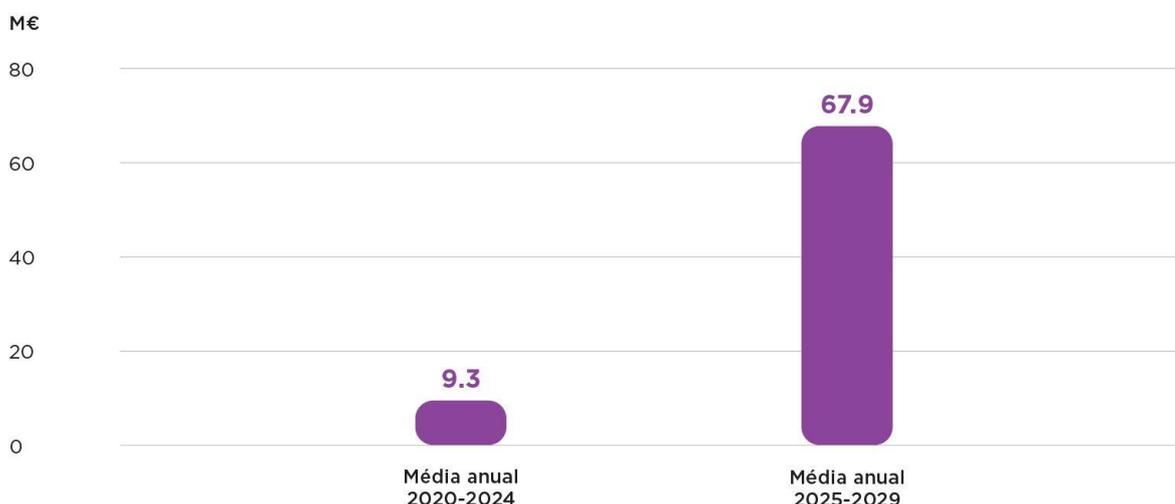
Projetos Complementares – Valores de Transferências para Exploração

Projeto Complementar	Datas indicativas	Montante de investimento [M€]				
		CDE	Média anual 1º / 2º quinq. (CDE)	Encargos de estrutura e gestão	Encargos financeiros	Custos Totais
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor	2023-2024	20,0	2020-2024: 9,3	2,6	0,5	23,0
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado ⁽¹⁾	2023-2025	26,4		3,4	0,6	30,4
Reforço da ligação Ferro - Fundão	2025-2026	2,8		0,4	0,1	3,2
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho	2025-2027	38,8		5,0	0,9	44,7
Reforço da capacidade Projeto de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1	2025-2026	2,4		0,3	0,1	2,8
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo	2025-2026	18,0		2,3	0,4	20,7
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões ⁽¹⁾	2026-2028	35,2		4,5	0,8	40,6
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal	2026-2028	28,8		3,7	0,7	33,2
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV	2027-2029	25,2		3,3	0,6	29,0
Ligação a 400 kV Divor-Pego	2028-2029	38,3		4,9	0,9	44,1
Reforço da capacidade Projeto de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2	2027-2028	3,1	0,4	0,1	3,6	
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça	2028-2029	26,0	2025-2029: 67,9	3,4	0,6	30,0
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1	2026-2028	3,1		0,4	0,1	3,6
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2		3,1		0,4	0,1	3,6
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2	2022-2025	*	*	*	*	
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3						
Criação do injector Pegões ⁽¹⁾	2028-2029	5,7	0,7	0,1	6,6	
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro ⁽¹⁾	2026-2028	10,3	1,3	0,2	11,9	
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1 ⁽¹⁾		12,1	1,6	0,3	13,9	
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2 ⁽¹⁾	2027-2029	22,3	2,9	0,5	25,7	
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3 ⁽¹⁾		18,9	2,4	0,4	21,8	
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1 ⁽¹⁾		16,3	2,1	0,4	18,8	
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2 ⁽¹⁾	2027-2029	14,7	1,9	0,3	16,9	
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3 ⁽¹⁾		14,7	1,9	0,3	16,9	

⁽¹⁾ Projeto Complementar do PDIRT 2020-2029 que também fazia parte do conjunto dos Projetos Complementares do PDIRT 2018-2027.
* Estudos ainda a iniciar.

FIGURA 5-1

Projetos Complementares – Transferências para Exploração no período 2020-2024 e 2025-2029 (valores anuais médios)⁴⁴



Registe-se, porém, que o volume de Transferências para Exploração no período em análise pode, naturalmente, diferir bastante do ilustrado na Figura 5-1, caso as datas de entrada em serviço destes projetos sejam substancialmente diferentes das consideradas.

No sentido de aprofundar e providenciar maior suporte informativo sobre estes projetos, apresenta-se no capítulo 6. a combinação de investimento associado aos Projetos Complementares, com o dos Projetos Base apresentados no capítulo 4.

COMPARTICIPAÇÕES

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua atual redação, e o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) estabelecem que é da responsabilidade dos produtores os encargos com os investimentos nas infraestruturas da sua ligação à rede de transporte. Também de acordo com o RRC, para a ligação de instalações consumidoras em MAT, o ORT deve criar condições de acesso, sendo os respetivos encargos suportados pelo requisitante.

Por regra, os painéis de ligação de novas centrais a implementar nas instalações da RNT, ainda que projetados e construídos pelo operador da RNT, representam um custo a ser pago integralmente pelos respetivos promotores, traduzindo-se, deste modo, numa transferência para exploração líquida nula, não onerando os encargos para o consumidor. Estes valores, que anulam o custo do projeto para o consumidor, designam-se por “comparticipações”, conforme o Regulamento Tarifário em vigor.

Com este enquadramento, são identificados em seguida os montantes de investimento relativos a participações, os quais neste exercício de PDIRT têm que ver com a construção de novos

⁴⁴ Montantes de investimento apresentados a custos diretos externos (CDE)

painéis em instalações da RNT para ligação de centros eletroprodutores, cujos encargos são da responsabilidade dos respetivos promotores. Estes montantes não estão incluídos nas Transferências para Exploração apresentadas no quadro anterior, uma vez que as mesmas se encontram líquidas de comparticipações, o que facilita a aderência entre os valores estimados de investimento e o seu reflexo nas tarifas.

Quanto a outras eventuais comparticipações financeiras, em particular que possam vir a ser obtidas e que decorrem de apoios de fundos europeus à concretização de infraestruturas, nomeadamente as classificadas como PIC, o PIC 2.16.1 respeitante à linha a 400 kV Pedralva-Sobrado foi objeto de apoio de financiamentos a estudos.

Neste enquadramento, com os dados conhecidos, os montantes estimados relativos a comparticipações de terceiros constantes neste PDIRT ascendem a cerca de 6,0 M€, distribuídos conforme o Quadro seguinte:

QUADRO 5-3

Comparticipações de Terceiros

Comparticipações [M€]	
Comparticipação de promotores	5,7
Estudos no âmbito dos projetos PCI	0,3

5.2.2. Decisão Final de Investimento

Conforme já referido, a realização dos Projetos Complementares comporta uma elevada dependência relativamente a diversos fatores exógenos que a REN não controla e que, no atual contexto, se revelam difíceis de estimar. A REN tem soluções e disponibilidade para concretizar estes projetos, mas a decisão final sobre a sua realização (e calendarização) depende do Concedente.

Genericamente, para projetos de maior dimensão que envolvam a instalação de novas linhas, alterações topológicas que careçam de novos troços, o estabelecimento de novas subestações/postos de corte ou a ampliação das respetivas plataformas de implementação, ou ainda projetos de maior complexidade, deve ser acautelado um intervalo de pelo menos quatro anos entre a tomada de decisão e a respetiva entrada em serviço. Por outro lado, no panorama atual, não será de excluir que as condições de oferta no mercado para realização dos empreendimentos, em situações de maior solicitação e simultaneidade poderão apresentar limitações na capacidade de resposta.

Desta forma, os Projetos Complementares cuja entrada em serviço se pretenda que ocorra até ao ano de 2026, não podendo aguardar pela decisão relativa à próxima edição do PDIRT (PDIRT 2022-2031), deverão ter uma tomada uma decisão final de investimento no ciclo de apreciação do presente PDIRT.

5.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

Apresenta-se de seguida uma descrição dos Projetos Complementares que integram a presente proposta de PDIRT 2020-2029, bem como a menção ao(s) respetivo(s) 'Indutor(es)'. Uma caracterização e justificação individual mais detalhada destes projetos é apresentada no Anexo 8.

EIXO A 400 KV PEDRALVA – ZONA DO PORTO (SOBRADO) (PR0911)

Indutor(es): Integração de mercados e concorrência; Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

Faz parte deste projeto o estabelecimento de uma ligação a 400 kV entre a atual subestação de Pedralva, no Minho, e a futura de Sobrado, na zona do Porto.

O aumento da capacidade de transporte entre a atual subestação de Pedralva e a zona do Porto, na subestação de Sobrado, permitirá manter a capacidade de interligação para fins comerciais em valores não inferiores a 3 000 MW, designadamente e no caso, no sentido de importação, face a aumentos dos fluxos no eixo Galiza - Minho – Porto, resultantes, nomeadamente, dum crescimento da potência de produção instalada no norte de Portugal e na região da Galiza.

Complementarmente, este reforço de rede aporta também consigo um incremento na casa dos 300 a 400 MVA no valor da capacidade de receção na região norte do Minho, onde em particular o potencial eólico e hídrico é relevante.

Este projeto faz parte do conjunto de projetos da RNT que integram a lista de "Projetos de Interesse Comum" (PIC), criados ao abrigo da Regulação (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho —"PCI 2.16.1: Internal line between Pedralva and Sobrado" — estatuto este adquirido na primeira lista de PIC publicada em dezembro de 2013 (ver subcapítulo 1.5.) e reconfirmado nas segunda e terceira listas, publicadas em janeiro de 2016 e abril de 2018, respetivamente. É candidato a integrar a quarta lista de PIC que deverá ser conhecida no último trimestre de 2019.

RECEÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE AO LARGO DE V. CASTELO - FASE 2 E FASE 3

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

Sobre este projeto, ver subcapítulo "5.4 - Energias renováveis de origem ou localização oceânica", mais adiante neste capítulo 5.

LIGAÇÃO A 400 kV RIBEIRA DE PENA - LAGOÇA (PR1207)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

O projeto de estabelecimento de uma ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça tem por finalidade o incremento da capacidade de receção de nova produção, num montante estimado da ordem dos 400 MVA, nas regiões de Trás-os-Montes/eixo do Douro, onde se perspetiva a possibilidade de um crescimento apreciável da potência instalada em nova produção a partir de fontes eólica e solar, tendo em conta as metas de renovável constantes da proposta de PNEC 2021-2030. Este reforço de rede, perspetivado para um horizonte mais longínquo deste Plano, deverá ser objeto de reanálise e aprofundamento em próximas edições do PDIRT, em estreita articulação com o crescimento e distribuição no território continental da nova produção a partir de FER perspetivada ao longo da próxima década.

Para a concretização deste projeto, tirar-se-á partido, em mais de metade do seu traçado, de circuitos de linha já construídos, ou a construir no âmbito de outros projetos a desenvolver em horizontes temporais anteriores ao deste.

LIGAÇÃO A 220 kV V. P. AGUIAR - CARRAPATELO (PR0913)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

As capacidades de receção de nova geração na região de Trás-os-Montes, nomeadamente envolvendo as subestações de Macedo de Cavaleiros, Valpaços e Vila Pouca de Aguiar, apresentam valores bastante reduzidos tendo em consideração o potencial FER existente, de expressão mais evidente no caso da eólica, mas também de ter em consideração o potencial de base solar (também para esta região foram já registadas manifestações de interesse por parte de promotores para a instalação de centrais fotovoltaicas).

Com o objetivo de melhorar as capacidades de receção na região de Trás-os-Montes, nomeadamente no que se refere à possibilidade de ligação de novos centros eletroprodutores renováveis a partir de fontes eólica e solar, propõe-se a criação de uma ligação a 220 kV entre as subestações de Vila Pouca de Aguiar e do Carrapatelo. Este projeto possibilita um aumento da capacidade de receção nesta região, estimado em cerca de 400 MVA.

Numa parte do seu traçado, entre as subestações de Ribeira de Pena e do Carrapatelo, esta ligação tirará partido do circuito de 220 kV da linha dupla de 400+220 kV já prevista para ser construída nesta região, em que o circuito de 400 kV está associado à receção da produção das centrais do Alto Tâmega do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico.

LIGAÇÃO A 400 kV FUNDÃO - ZONA DO POCINHO (PR1904)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico; Gestão do sistema em ambiente de mercado

O elevado crescimento esperado da potência de produção instalada na metade sul do território continental, para aproveitamento do potencial solar existente, ao encontro das metas definidas no PNEC 2021-2030, conduz a situações de elevados trânsitos sul-norte, motivados tanto por questões de abastecimento de consumos, como também de alimentação dos sistemas de armazenamento de energia baseados em bombagem hídrica instalados a norte. Estes fluxos sul-norte desenvolvem-se tanto pelo litoral como pelo interior.

Prolongando para norte o novo eixo a 400 kV Falagueira – Fundão, esta ligação a 400 kV entre a subestação do Fundão e a zona do Pocinho, onde intersectará, num novo posto de corte, a atual linha a 400 kV Lagoaça - Armamar, permite estabelecer na faixa mais interior da RNT uma ligação robusta entre o norte e o sul, superando restrições de rede que sem este reforço ocorreriam nas atuais estruturas de 220 kV destas regiões em face dos novos fluxos. Por outro lado, em condições de reduzida produção a partir de fonte solar, mas acentuada produção de hídrica e de eólica, este eixo operará com fluxos predominantes norte-sul, transmitindo para sul a energia renovável produzida a norte.

Complementado com o projeto de “Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 (PR1907)” - Fase 1, a realização deste reforço proporcionará na vasta região centro-norte interior um aumento da capacidade de receção de nova produção num valor estimado em cerca de 700 MVA.

REFORÇO DA LIGAÇÃO FERRO - FUNDÃO (PR1903)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

Com este projeto, reforça-se a ligação entre a nova subestação do Fundão e a atual estrutura da RNT a 220 kV na região da Beira Interior, proporcionando condições para uma distribuição mais flexível das capacidades de rede criadas com o eixo a 400 kV Falagueira – Fundão. Este projeto consiste na abertura da atual linha a 200 kV Castelo Branco – Ferro 1 na nova subestação do Fundão.

REFORÇO DO EIXO LITORAL CENTRO A 400 kV (PR1908)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico; Gestão do sistema em ambiente de mercado

Com um acentuado crescimento da potência de produção instalada na metade sul do território continental para aproveitamento do potencial solar, tendo em vista as metas definidas na proposta de PNEC 2021-2030, criam-se condições para a ocorrência de elevados trânsitos sul-norte,

justificados tanto por questões de abastecimento de consumos, como de alimentação aos sistemas de armazenamento de energia baseados na bombagem hídrica instalados a norte. Estes fluxos desenvolvem-se simultaneamente pelas zonas interiores da rede, onde se prevê que venha a localizar uma parcela significativa da nova produção, e pela faixa litoral, onde se situa a maior parte do consumo.

Para reforço da rede na faixa litoral centro a norte de Lisboa, prevê-se a constituição de uma nova ligação entre as subestações de Rio Maior e de Lavos, conseguida com a construção de uma nova linha a 400 kV entre a subestação de Rio Maior e a zona da Batalha, continuando até à subestação de Lavos por utilização de um terno da atual linha dupla Batalha – Lavos. Este reforço permite contornar potenciais restrições nesta zona litoral da RNT, tanto na rede de 400 kV como na de 220 kV. Complementarmente, em situações de muito reduzida produção de fonte solar e acentuada produção hidroelétrica e eólica, os fluxos através deste eixo litoral serão predominantemente norte-sul.

Este projeto, a ser aprofundado em futuras edições do PDIRT tendo em conta a observação do efetivo crescimento e distribuição no território continental ao longo da próxima década da nova produção a partir de FER, em conjunto com os projetos “Ligação a 400 kV Divor – Pego (PR1909)” e “Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 (PR1907)” - Fase 2), poderá permitir um adicional de capacidade na rede, fundamentalmente nas regiões da Estremadura, Ribatejo e Alto Alentejo, estimado em cerca de 600 MVA.

LIGAÇÃO A 400 kV RIO MAIOR - ZONA NORTE DA GRANDE LISBOA (PR0903)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico; Gestão do sistema em ambiente de mercado

Este projeto visa reforçar a estrutura da RNT no eixo litoral entre Rio Maior e a Grande Lisboa, com impacto, quer ao nível das capacidades de gestão bidirecional de fluxos norte-sul e sul-norte nesta zona, quer sobre a segurança de abastecimento na região da Grande Lisboa e Península de Setúbal, quer também as capacidades de receção de nova produção.

Efetivamente, perante a perspetiva de uma alteração substancial no parque eletroprodutor nacional, tanto em termos de tecnologias como também de localização dos centros eletroprodutores, cresce substancialmente a volatilidade que normalmente assiste aos fluxos na estrutura de rede malhada da RNT. Esperam-se fluxos acentuados norte-sul em situações de elevada produção na parte norte do território continental (essencialmente eólica e hídrica), e sul-norte perante regimes de produção acentuadamente suportados em muita produção de base solar.

Ao nível das capacidades de receção, a realização deste reforço, juntamente com o projeto “Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal (PR1905)”, proporcionará na vasta região a sul do Tejo e da Grande Lisboa um aumento da capacidade de receção de nova produção, estimado em cerca de 900 MVA.

Prevê-se neste projeto a construção de uma nova linha a 400 kV entre as subestações de Rio Maior e de Fanhões (passando no seu trajeto pelas zonas da Carvoeira e de Almargem do Bispo).

LIGAÇÃO A 400 kV DIVOR - PEGO (PR1909)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

Com o objetivo de aumentar a capacidade de receção nas regiões centro litoral e Alto Alentejo, prevê-se a possibilidade de constituição de uma ligação a 400 kV entre a nova subestação de Divor e o atual posto de corte do Pego. Este projeto, perspectivado para um horizonte mais longínquo deste Plano, será alvo de aprofundamento em próximas edições do PDIRT, em estreita articulação com o crescimento e real implantação da nova produção no território do continente ao longo da próxima década. Juntamente com os projetos "Reforço do eixo litoral centro a 400 kV (PR1908)" e "Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 (PR1907)" - Fase 2, poderá permitir um adicional de capacidade na rede estimado em cerca de 600 MVA.

LIGAÇÃO A 400 kV ALQUEVA - DIVOR (PR1901)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

A ligação a 400 kV Alqueva – Divor, complementando o eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira, cria condições para o reforço da capacidade de receção de nova produção nas regiões do Baixo Alentejo e Algarve, locais onde as manifestações de interesse por promotores para a instalação de centrais fotovoltaicas têm sido em número elevado.

Tendo em consideração as metas de nova produção renovável traçadas na proposta de PNEC 2021-2030, este projeto, articulado, como já referido, com o do novo eixo a 400 kV Ferreira do Alentejo – Ourique – Tavira e recolhendo também benefícios da prevista necessidade de remodelação, com aumento de capacidade de transporte, do atual eixo a 400 kV Sines – Palmela – Fanhões, proporciona um aumento de capacidade nas regiões mais a sul do território avaliado em cerca de 700 MVA.

REFORÇO DE LIGAÇÃO ENTRE O BAIXO ALENTEJO E A REGIÃO DE LISBOA/SETÚBAL (PR1905)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico

Com o objetivo de criar valores adicionais de capacidade de receção nas zonas da RNT localizadas a sul, consentâneos com as metas de penetração da produção a partir de fonte solar apontadas na proposta de PNEC 2021-2030, prevê-se neste Plano o desenvolvimento de um novo eixo da RNT a 400 kV ligando as subestações de Ferreira do Alentejo e de Pegões e a separação de ternos na atual linha dupla a 400 kV Pegões - Fanhões.

A realização destes reforços de rede, acompanhada pelo projeto "Ligação a 400 kV R. Maior-zona norte da Grande Lisboa (PR0903)", proporcionará na vasta região a sul do Tejo um reforço da capacidade de receção de nova produção estimado em cerca de 900 MVA.

criação do 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.

Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT (PR1907)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico; Gestão do sistema em ambiente de mercado

O crescente grau de incerteza e variabilidade que se prevê ter lugar sobre os fluxos na RNT, com um parque produtor que propicia elevados fluxos sul-norte em regimes de elevada incidência solar e reduzida ou moderada eolicidade e hidraulicidade, 'versus' fluxos de maior predominância no sentido norte-sul em regimes de reduzida incidência solar e maior expressão de produção de base eólica e hídrica, contribui para aumentar a pressão sobre a ocupação dos eixos a 220 kV na zona centro da rede.

Com este projeto, visa-se dotar de maior capacidade de transporte um conjunto de linhas de 220 kV localizadas na região centro/centro-norte, que no presente ainda não se encontram dimensionadas em conformidade com o atual padrão de 85º como temperatura máxima de operação.

Compensação de reativa pós 2025 (PR1911)

Indutor(es): Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico; Gestão do sistema em ambiente de mercado

O significativo crescimento que, até 2030, se encontra previsto no parque produtor baseado em fontes de energia renovável obrigará a dotar a RNT de um conjunto de novos reforços que permitam transportar a energia gerada, entre os centros eletroprodutores e os seus destinos finais.

Paralelamente, em períodos de operação com trânsitos mais reduzidos na rede (ou em partes da rede), podem ficar criadas condições para a ocorrência de subida dos níveis de tensão na rede para além dos limites máximos estipulados, obrigando à necessidade de novos reforços em meios de

compensação de reativa, como sejam as reatâncias shunt, para manter as tensões dentro dos intervalos regulamentares.

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 realocação fora desta área demarcada, tendo sido identificada uma otimização de corredores, com concentração, implicando a construção de cerca de 47 km de novas linhas de 220 kV, simples e duplas, e a desmontagem de 50 km de linhas existentes.

Todavia, uma tomada de decisão relativamente à efetiva realização desta intervenção depende da sua aprovação pelo Concedente, bem como de pareceres vinculativos das entidades oficiais competentes, evidenciando a obrigatoriedade da realização das alterações propostas no PDIRT.

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DO PORTO (PR1210)

Indutor(es): Sustentabilidade

Os projetos constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

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

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço em zonas de elevado consumo, com impacto significativo na qualidade de vida dos consumidores e cidadão em geral. De facto, algumas características desta tipologia reforçam a segurança quando temos em conta, por exemplo, a sua menor exposição a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade tecnológica já atingida em particular até ao nível de tensão de 220 kV.

Na zona interior da área urbana do Porto prevê-se a possibilidade de reformulação da rede, com o estabelecimento de novas ligações a 220 kV em circuito subterrâneo no eixo Vermoim - Custóias - Prelada, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

REFORMULAÇÃO DA REDE DE 220 kV NA ZONA DE LISBOA (PR1211)

Indutor(es): Sustentabilidade

Os projetos constantes do PDIRT nesta matéria têm como principal objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, assegurando assim, de forma geral e equilibrada, um interesse alargado nas vertentes económica, social e ambiental.

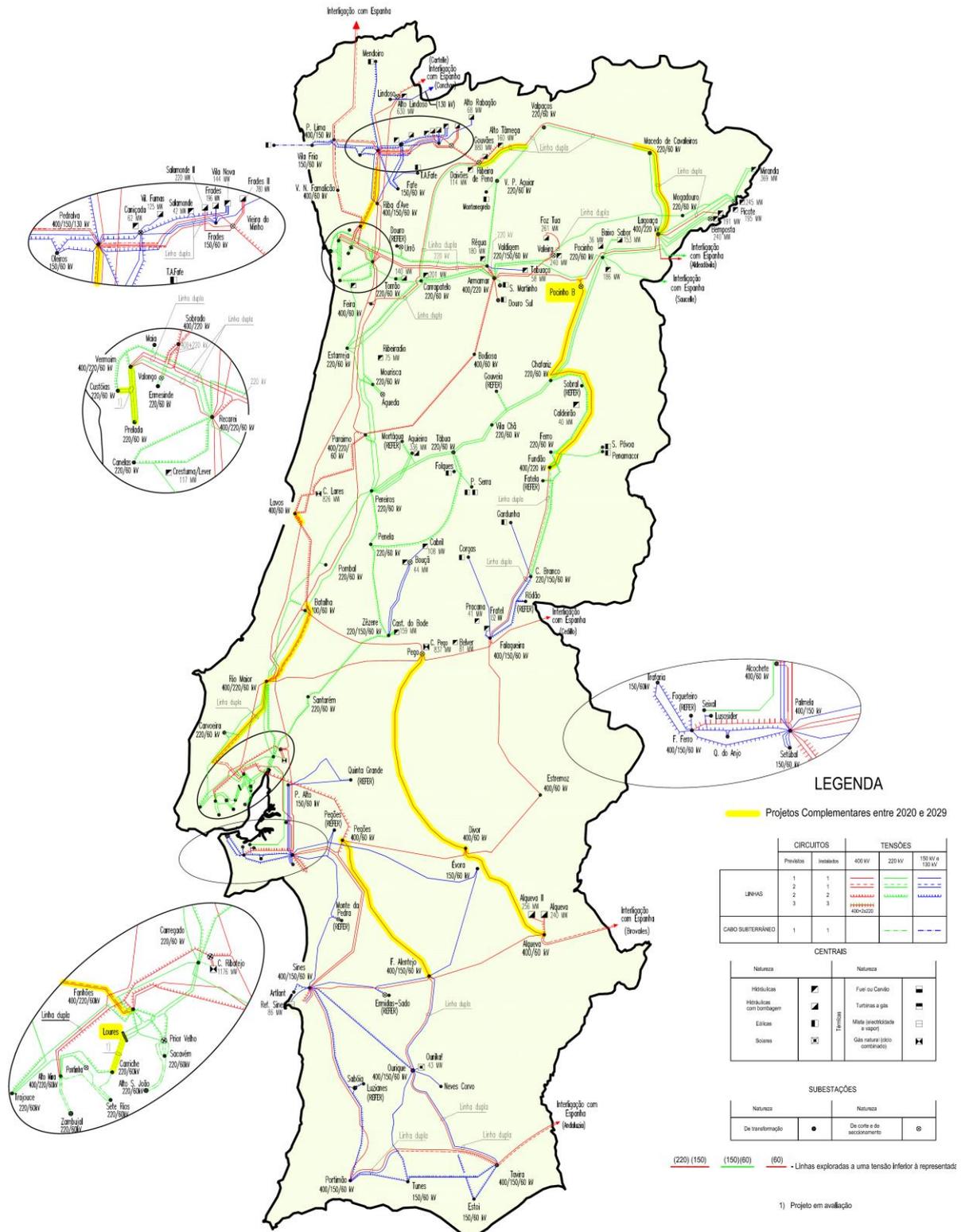
Estes projetos enquadram-se num princípio geral que considera a possibilidade do recurso a soluções suportadas na utilização de circuitos subterrâneos, em zonas urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

O prosseguimento deste objetivo permite ainda melhorar a continuidade e a qualidade de serviço em zonas de elevado consumo, com impacto significativo na qualidade de vida dos consumidores e dos cidadãos em geral. De facto, algumas características desta tipologia reforçam a segurança quando temos em conta, por exemplo, a sua menor exposição a perturbações de origem atmosférica a par da maturidade tecnológica já atingida em particular até ao nível de tensão de 220 kV.

Na zona mais interior da área urbana da Grande Lisboa, prevê-se a possibilidade de reforçar a rede através do estabelecimento de novas ligações a 220 kV, em circuito subterrâneo, entre a zona ocidental de Loures e a subestação de Carriche, integrando a modificação de alguns troços de circuitos aéreos de 220 kV existentes para uma tipologia em circuito subterrâneo.

FIGURA 5-2

Mapa com os novos reforços de rede – Projetos Base e Complementares



5.4.

ENERGIAS RENOVÁVEIS DE ORIGEM OU LOCALIZAÇÃO OCEÂNICA

O estudo e aproveitamento das fontes de energia renovável de origem ou localização oceânica para a produção de eletricidade têm sido uma constante da política energética desde há vários anos e têm motivado uma procura significativa no intuito de testar tecnologias que permitam o seu desenvolvimento por parte de investidores privados.

São elucidativos deste interesse os vários projetos que foram sendo lançados ao longo dos anos, designadamente no âmbito do aproveitamento da energia das ondas. Esta procura mantém-se nos dias de hoje, embora nos últimos anos tenha ocorrido uma significativa evolução, através de recentes tecnologias que abrem novas oportunidades à produção de energia em localização oceânica com projetos sobretudo centrados na energia eólica, utilizando, por exemplo, plataformas flutuantes.

ZONA PILOTO

No intuito de enquadrar e de dinamizar estas iniciativas, maioritariamente privadas, foi instituída, em 2008, a zona piloto para a energia das ondas situada ao largo de São Pedro de Moel, gerida por uma entidade ao abrigo de um regime específico de concessão.

Esta medida envolveu a delimitação de um espaço marítimo destinado a acomodar projetos de produção baseados na energia das ondas, em diferentes fases de desenvolvimento, onde os interessados pudessem estabelecer-se mediante procedimentos administrativos simplificados que envolvem, com dispensa de título de utilização do espaço marítimo, a emissão de licenças para a instalação e a exploração de instalações de produção e disponibilização de infraestruturas comuns de ligação às redes recetoras, incluindo o estabelecimento de corredor ou corredores de ligação da zona piloto à rede recetora.

Com efeito, compete à entidade gestora a criação, manutenção e atualização de infraestruturas comuns na zona piloto, nelas se incluindo as de ligação à rede elétrica, as infraestruturas náuticas de apoio à instalação e manutenção dos parques de energia das ondas e as de vigilância e segurança.

A evolução entretanto verificada orientou-se, porém, para a tecnologia eólica *offshore* que vem revelando maior potencial e elevado dinamismo, passando mesmo a constituir uma das prioridades estratégicas da política energética da União Europeia (UE) no âmbito das energias renováveis *offshore*, V. preâmbulo da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 81-A/2016, publicada a 9 de dezembro. Neste contexto, de acordo com o estudo do potencial do recurso eólico realizado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), referido no preâmbulo daquela RCM, revelou não ser a zona ao largo de São Pedro de Moel o local mais favorável para a utilização do potencial eólico *offshore* para a conversão eficiente em energia elétrica, face às demais zonas cujo potencial foi analisado no âmbito desse mesmo estudo.

De facto, segundo parecer do LNEG, a zona a cerca de 17 km ao largo de Viana do Castelo apresenta boa disponibilidade não só de recurso eólico, mas também de outros recursos energéticos.

Assim, o Conselho de Ministros resolveu, V. n.º 2 da referida RCM, “incumbir o Ministro da Economia e a Ministra do Mar, em articulação com o Ministro das Finanças, de promover a revisão do regime jurídico da zona piloto criada pelo Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, equacionando, neste âmbito e em particular, a reconsideração da localização mais adequada e o estabelecimento de infraestruturas”.

Em 2018, o Conselho de Ministros resolveu, cf. n.º 1 da Resolução do Conselho de Ministros n.º 12/2018, publicada a 19 de fevereiro, incumbir o Ministro da Economia de “a) Propor, juntamente com a Ministra do Mar, as medidas legislativas necessárias à adequação do regime jurídico da Zona Piloto, aos objetivos definidos, designadamente, na Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016” e “c) Promover, em articulação com o Ministro da Defesa Nacional e a Ministra do Mar, a alteração do contrato de concessão da Zona Piloto, por forma a adequá-lo à nova localização da Zona Piloto e ao objeto pretendido de alocação da generalidade das energias renováveis de localização oceânica”.

EÓLICA OFFSHORE

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 15/2016, publicada a 9 de março, veio criar um Grupo de Trabalho interministerial com a missão de proceder à «apresentação e discussão pública de um modelo de desenvolvimento que assegure a racionalização dos meios afetos ao desenvolvimento da energia elétrica *‘offshore’*, com o objetivo de potenciar o investimento em Investigação e Desenvolvimento (I&D), incluindo projetos de demonstração tecnológica e projetos pré-comerciais nesta área, o que deve ser assegurado com um forte envolvimento da indústria e num enquadramento internacional, nomeadamente para a atração de projetos que contribuam para viabilizar as infraestruturas existentes e a desenvolver e criar a massa crítica de atividade necessária à rentabilização de meios e serviços de intervenção e operação no mar».

Na descrição preambular da RCM n.º 15/2016, é feita menção ao projeto *Windfloat Atlantic* e à infraestrutura de ligação a construir, podendo ler-se que «em Viana do Castelo foi cometida à REN a criação de um ponto de ligação em mar para energia eólica *«offshore»* flutuante, na qual será instalado o projeto *Windfloat Atlantic*, que com 25 MW constituirá, à escala global, o primeiro parque pré-comercial utilizando tecnologia eólica flutuante, sendo que o referido ponto de ligação em mar deverá ser construído com capacidade livre, podendo assegurar a ligação à Rede Elétrica Nacional de sistemas experimentais e sistema comerciais de outros promotores».

Conforme resulta das Resoluções do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, e, *maxime*, da alínea b) do n.º 1 da RCM n.º 12/2018, ficou o Ministro da Economia de “promover a alteração do contrato de concessão da REN — Rede Elétrica Nacional, por forma a permitir a construção do cabo submarino de ligação da Zona Piloto à Rede Elétrica Nacional, com a localização definida”, o que veio a acontecer, em 23 de abril de 2018, com a assinatura, entre o Estado Português e a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN), de uma adenda ao contrato de Concessão da Atividade de Transporte de Eletricidade Através da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) que estabelece os termos habilitantes para o exercício, pela REN, dessa atividade de transporte de

eletricidade no espaço marítimo necessário à execução do cabo submarino de ligação do Projeto *Windfloat Atlantic* à RESP.

Em maio de 2018, a REN foi informada que, por determinação do Concedente, a ligação do projeto *Windfloat Atlantic* à Rede Elétrica de Serviço Público [em terra] deve ser efetuada à subestação de Monserrate da Rede Nacional de Distribuição (RND). Adicionalmente, o Concedente determinou que a solução adotada [ligação em terra através de infraestruturas da RND] não afasta a possibilidade desta ligação configurar um carácter temporário, pelo que não invalida a posterior concretização das soluções apontadas pelo ORT [ligação em terra à subestação de Vila Fria através de infraestruturas da RNT] ou outras que, entretanto, se possam revelar adequadas, ficando assim definidas as infraestruturas da RESP a considerar para a primeira fase (Fase 1) deste projeto.

Após a realização da referida Fase 1, permitindo a ligação dos 25 MW do projeto *Windfloat Atlantic* acima referido, para possibilitar a ligação e receção de montantes adicionais de energia eólica *offshore* nesta zona, o projeto terá que evoluir no que diz respeito às infraestruturas de rede, quer no mar, quer em terra.

Assim, tendo em atenção a evolução prevista para a potência eólica *offshore* considerada em sede de RMSA-E 2018 e objetivos de produção a partir de Fontes de Energia Renovável vertidos na versão preliminar do PNEC 2021-2030, e numa hipótese de que essa potência se venha a situar na zona *offshore* ao largo de Viana do Castelo, consideram-se, para já e numa análise preliminar, a qual ainda deverá ser objeto de aprofundamento, duas potenciais fases distintas para uma evolução seguinte das infraestruturas de rede nesta zona, a saber:

- **Fase 2 - Capacidade máxima de 80 MVA**

Nesta fase, o cabo submarino, com cerca de 17 km de comprimento e dimensionado para 150 kV, mantém-se a operar a 60 kV, com reforços da RESP em terra ajustados aos montantes de potência que forem sendo instalados adicionais aos 25 MW do centro eletroprodutor *Windfloat Atlantic*, até esgotar a capacidade do cabo submarino quando operado a 60 kV.

Estes reforços da RESP poderão incidir sobre a RNT, caso venha a ser necessário promover uma ligação direta entre o posto de corte de Viana do Castelo (instalação terminal terrestre do cabo submarino que promove a transição entre este e a restante RESP em terra) e a subestação de Vila Fria da RNT. Neste caso, a solução de ligação em terra far-se-á a partir do referido posto de corte de Viana do Castelo, através de uma nova linha de transporte, em parte subterrânea e em parte aérea, até à subestação de Vila Fria da RNT. Esta infraestrutura será projetada para 150 kV, mas poderá funcionar inicialmente a 60 kV, ligando-se a um painel de linha a 60 kV a prever para o efeito, permitindo, nesta situação, a receção de até 80 MVA de potência total *offshore*.

- **Fase 3 - Capacidade máxima de 200 MVA**

Em fase seguinte, para acomodar valores de potência *offshore* superiores a 80 MVA, e até um máximo de 200 MVA, toda a infraestrutura desde a zona *offshore* até à subestação de Vila Fria da RNT terá que passar a operar a 150 kV.

Prevê-se nesta fase a entrada em operação de uma subestação *offshore* 150/60 kV, à qual os *array cables* dos centros eletroprodutores *offshore* se poderão ligar a 60 kV, e onde se liga também o cabo submarino da RNT instalado na Fase 1, agora passando a operar a 150 kV. Em terra, a infraestrutura da RNT de ligação à sua subestação de Vila Fria mencionada na Fase 2, e

que deverá na Fase 3 ficar a operar a 150 kV, requer ainda que se equipe um novo painel de linha a 150 kV nessa subestação.

De salientar que ambas as Fases 2 e 3, acabadas de descrever, pressupõem que a estrutura da RNT em terra, nomeadamente na zona do Minho, se irá desenvolvendo de acordo com o previsto e apresentado nos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte, de forma a criar nova capacidade de receção na subestação de Vila Fria, no mínimo em valor suficiente para poder acomodar os incrementos expectáveis no valor de potência *offshore* a instalar.

5.5. TRANSFORMADORES MAT/AT COM APOIO A CONSUMOS

TRANSFORMADORES MAT/AT

O Quadro seguinte identifica, para os Projetos Complementares, aqueles que, não obstante outros benefícios, também contêm unidades de transformação MAT/AT com apoio a consumos da RND.

QUADRO 5-4

Evolução da capacidade de transformação MAT/AT derivada de Projetos Complementares, com apoio a consumos

Projeto Complementar	Subestação	Potência [MVA]
Criação do ponto injetor de Pegões	Pegões	+170

PAINÉIS DE LINHA AT PARA NOVAS LIGAÇÕES COM A RND

O Quadro 5-5 apresenta, para o conjunto dos Projetos Complementares, os eventuais novos painéis de linha AT associados à potencial nova subestação de Pegões para apoio à RND.

QUADRO 5-5

Painéis de linha AT para novas ligações com a RND resultantes de Projetos Complementares

Projeto Complementar	Subestação RNT	Designação do Painel
Criação do ponto injetor de Pegões	Pegões	Vendas Novas Pegões

(Página em branco)



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 2020-2029, considerando a conjugação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares.

QUADRO 6-1

Evolução do CAPEX no período 2020-2029 – Projetos Base e Projetos Complementares[M€]

	CAPEX no período 2020-2029						
	Anterior a 2020	2020	2021	2022	2023	2024	Média 2025-2029
Projetos Base	0,04	5,8	20,1	28,7	34,9	33,8	27,1
Projetos Complementares	0,51	0,0	0,3	1,2	23,4	29,1	66,3
Total a CDEs	0,6	5,8	20,4	29,9	58,3	62,9	93,4
Encargos de estrutura e gestão	0,1	0,7	2,6	3,9	7,5	8,1	12,1
Encargos financeiros	0,0	0,1	0,5	0,7	1,3	1,4	2,1
Total a Custos totais	0,6	6,6	23,5	34,5	67,2	72,5	107,6

	Transferências para Exploração no período 2020-2029						
	2020	2021	2022	2023	2024	Média 2025-2029	
Projetos Base	5,5	16,5	28,2	38,8	34,5	27,1	
Projetos Complementares	0,0	0,0	0,0	20,0	26,4	67,9	
Total a CDEs	5,5	16,5	28,2	58,7	60,8	95,0	
Encargos de estrutura e gestão	0,7	2,1	3,6	7,6	7,9	12,3	
Encargos financeiros	0,1	0,4	0,6	1,4	1,4	2,2	
Total a Custos totais	6,3	19,0	32,4	67,7	70,1	109,5	

Para os projetos propostos no presente PDIRT 2020-2029, estima-se uma média anual de transferências para exploração de aproximadamente 34 M€ no período 2020-2024. No período 2025-2029, os valores médios anuais das transferências para exploração são de 95 M€.

6.2. IMPACTO TARIFÁRIO

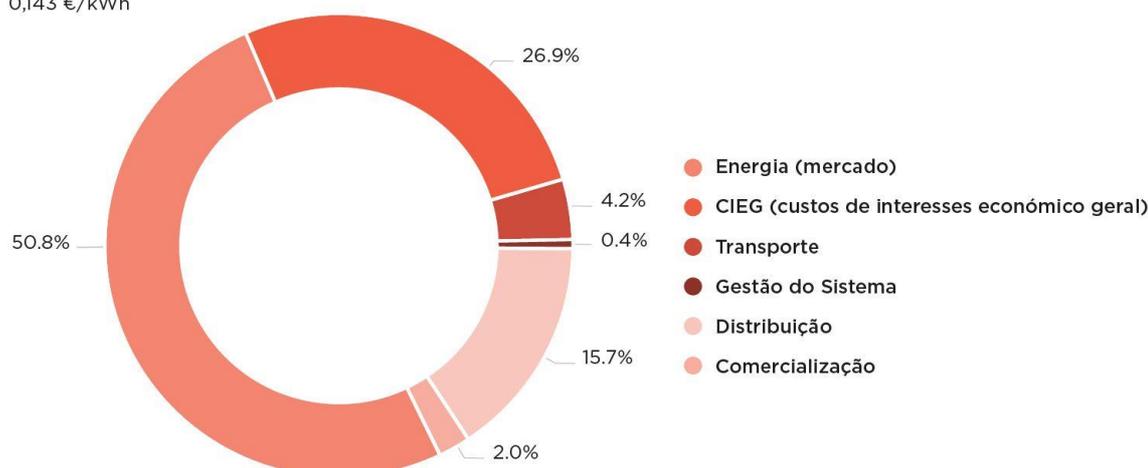
6.2.1. Enquadramento

As atividades desenvolvidas pela REN, atividade de transporte de energia elétrica e gestão do sistema representam cerca de 4,6 % do total dos proveitos permitidos no setor elétrico a recuperar com as tarifas em vigor em 2019.

FIGURA 6-1

Estrutura do preço médio do Setor Elétrico, em 2019

Tarifas 2019
0,143 €/kWh



Com base nas previsões dos investimentos incluídos no PDIRT, estimou-se o impacto tarifário considerando-se as consequências das alterações na base de ativos regulada e mantendo as restantes componentes de proveitos constantes para o período em análise. Importa referir que a base de ativos regulada varia positivamente com as transferências anuais para exploração e reduz-se com as amortizações do exercício e as participações ao investimento.

Os pressupostos base considerados no cálculo dos impactos tarifários relativamente aos projetos apresentados na presente proposta de PDIRT, foram os seguintes:

- ✓ Consumo referido à emissão e consumo final constantes ao longo do período e igual ao estimado pela ERSE para as tarifas de 2019;
- ✓ Base de Ativos considerando todos os ativos que se encontravam em serviço a 31 de dezembro de 2018, acrescida:
 - Dos projetos que em final de 2018 se previa colocar em exploração até final de 2019;
 - Dos projetos aprovados do PDIRT 2018-2027 que se prevê que entrem em exploração ao longo do período em análise;

- ✓ Tomaram-se como base de partida e para efeitos comparativos, as tarifas estabelecidas pela ERSE para 2019;
- ✓ Preço médio do setor elétrico e das tarifas de acesso calculados considerando o consumo final a clientes;
- ✓ Proveitos unitários da atividade de transporte considerando os impactes do PDIRT nos custos com capital (remuneração da base de ativos regulada e amortizações), OPEX sujeitos a eficiências e incentivo à racionalização económica dos investimentos, calculados com o consumo referido à emissão;
- ✓ Taxa de remuneração dos ativos constante ao longo do período e igual a 5,17%, valor considerado nas tarifas fixadas para 2019;
- ✓ Aplicação do mecanismo de custos de referência para apuramento da base de ativos regulada na atividade de transporte de energia elétrica.

Salienta-se que a opção assumida, de se considerar um consumo constante ao longo do período, afigura-se como conservadora, tendo em conta a perspetiva, mesmo que muito ligeira, de acréscimo dos consumos.

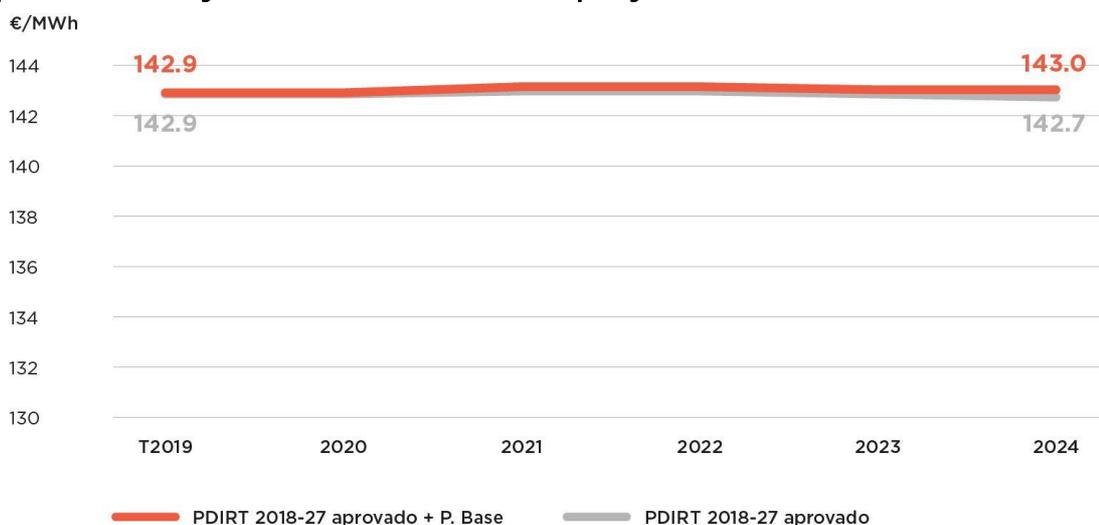
6.2.2. Impacto tarifário dos Projetos Base

Ao longo deste subcapítulo o valor do impacto tarifário pressupõe, como anteriormente mencionado, também os projetos do PDIRT 2018-2027 aprovados.

A Figura 6-2 apresenta a perspetiva de evolução do preço médio do setor elétrico⁴⁵ considerando o impacto dos Projetos Base⁴⁶ do PDIRT.

FIGURA 6-2

Impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio do Setor Elétrico



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

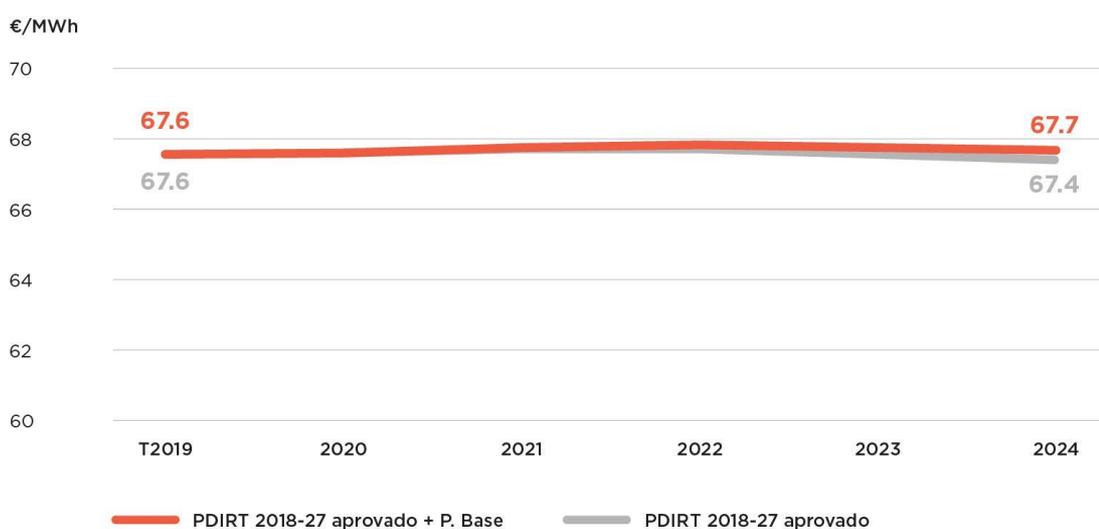
⁴⁶ Conjunto de projetos apresentados no capítulo 4.

Da análise da figura pode-se concluir que, entre 2019 e 2024, a taxa de variação média anual é de 0,01%, contribuindo para um impacto praticamente nulo no preço médio do setor elétrico, em 2024.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-3, o impacto dos projetos base do PDIRT no preço médio da tarifa de acesso às redes⁴⁷ pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-3

Impacto dos Projetos Base do PDIRT no preço médio da tarifa de acesso às redes



Da análise da figura pode-se concluir que, entre 2019 e 2024, o preço médio da tarifa de acesso às redes mantém-se praticamente constante.

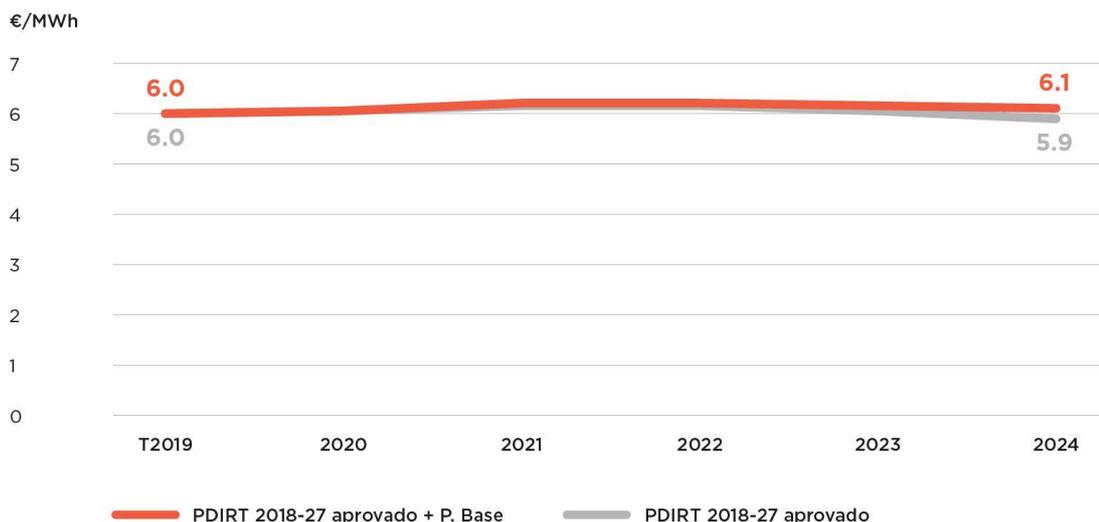
Ao nível dos proveitos unitários médios da atividade de transporte⁴⁸, pode-se concluir que a taxa de variação média anual entre 2019 e 2024 é de 0,33%, estimando-se um aumento de cerca de 0,1 €/MWh em 2024. A sua evolução pode ser observada na figura seguinte.

⁴⁷ Preço médio da tarifa de acesso às redes – proveitos estimados das atividades de Transporte, Gestão do Sistema, Distribuição e os custos de interesse geral por unidade consumida.

⁴⁸ Preço unitário da atividade de transporte – proveitos estimados da atividade de transporte por unidade de consumo referido à emissão.

FIGURA 6-4

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



A evolução dos preços e proveitos apresentada nas Figuras 6-3 a 6-5, reflete uma estimativa de redução na base de ativos regulada, motivada pela previsão de uma maior amortização dos ativos em comparação com as transferências para exploração exceto nos dois primeiros anos do período em análise.

6.2.3. Impacto tarifário dos Projetos Complementares

Nos quadros que se seguem é apresentado a estimativa do impacto tarifário (€/MWh) por Projeto Complementar, nos primeiros cinco anos em serviço.

QUADRO 6-2

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

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Custo unitário por energia consumida (Impacto no preço médio do acesso às redes e no preço médio do setor elétrico) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X		0,025	0,047	0,046	0,045	0,043
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X		0,033	0,062	0,061	0,059	0,058
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X		0,004	0,007	0,006	0,006	0,006
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		0,049	0,091	0,089	0,087	0,085
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X		0,002	0,004	0,005	0,005	0,005
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X		0,023	0,042	0,041	0,041	0,040
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X		0,044	0,083	0,081	0,079	0,077
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X		0,033	0,061	0,059	0,058	0,057
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X		0,031	0,058	0,057	0,056	0,055
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X		0,043	0,079	0,077	0,076	0,074
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X		0,032	0,051	0,050	0,049	0,049
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X		0,004	0,007	0,007	0,007	0,006
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X		*	*	*	*	*
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X		*	*	*	*	*
Criação do injector Pegões		X				0,008	0,012	0,012	0,011	0,011
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,013	0,024	0,024	0,023	0,023
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	0,015	0,029	0,028	0,027	0,027
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2					X	0,028	0,053	0,052	0,050	0,049
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	0,024	0,045	0,044	0,043	0,042
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	0,020	0,032	0,032	0,031	0,031
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028

* Estudos ainda a iniciar.

QUADRO 6-3

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

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Custo unitário por energia emitida (Impacte no proveito médio da atividade de transporte) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X		0,023	0,042	0,041	0,040	0,039
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X		0,030	0,056	0,055	0,054	0,052
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		0,044	0,082	0,081	0,079	0,077
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X		0,002	0,004	0,004	0,004	0,004
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapateiro				X		0,021	0,038	0,038	0,037	0,036
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X		0,040	0,075	0,073	0,072	0,070
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X		0,030	0,055	0,054	0,053	0,051
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X		0,028	0,053	0,052	0,050	0,049
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X		0,039	0,072	0,070	0,069	0,067
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X		0,003	0,005	0,006	0,006	0,005
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X		0,029	0,046	0,045	0,045	0,044
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X		0,003	0,006	0,006	0,005	0,005
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X		*	*	*	*	*
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X		*	*	*	*	*
Criação do injectador Pegões		X				0,007	0,011	0,010	0,010	0,010
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,012	0,022	0,021	0,021	0,020
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	0,014	0,026	0,025	0,025	0,024
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2					X	0,026	0,048	0,047	0,046	0,045
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	0,022	0,040	0,040	0,039	0,038
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	0,018	0,029	0,029	0,028	0,028
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2					X	0,017	0,027	0,026	0,026	0,025
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	0,017	0,027	0,026	0,026	0,025

* Estudos ainda a iniciar.

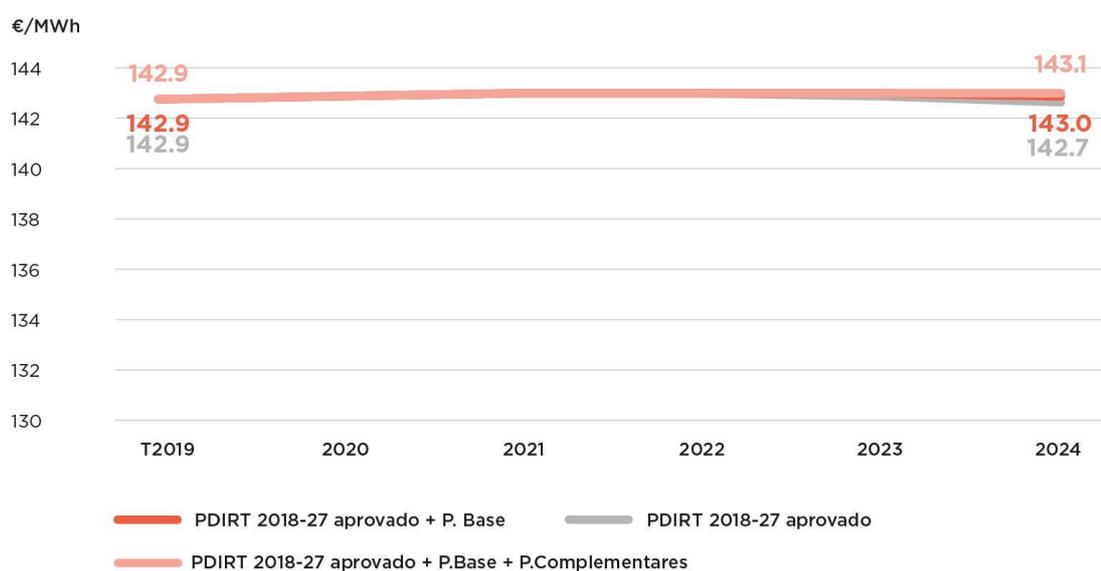
6.2.4. Impacto Tarifário considerando os Projetos Base mais os Projetos Complementares

Ao longo deste subcapítulo o valor do impacto tarifário pressupõe, como anteriormente mencionado, também os projetos do PDIRT 2018-2027 aprovados.

Para efeitos de análise do impacto tarifário da totalidade dos projetos apresentados na presente Plano, adicionaram-se os Projetos Complementares mencionados no subcapítulo 5.2.

FIGURA 6-5

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

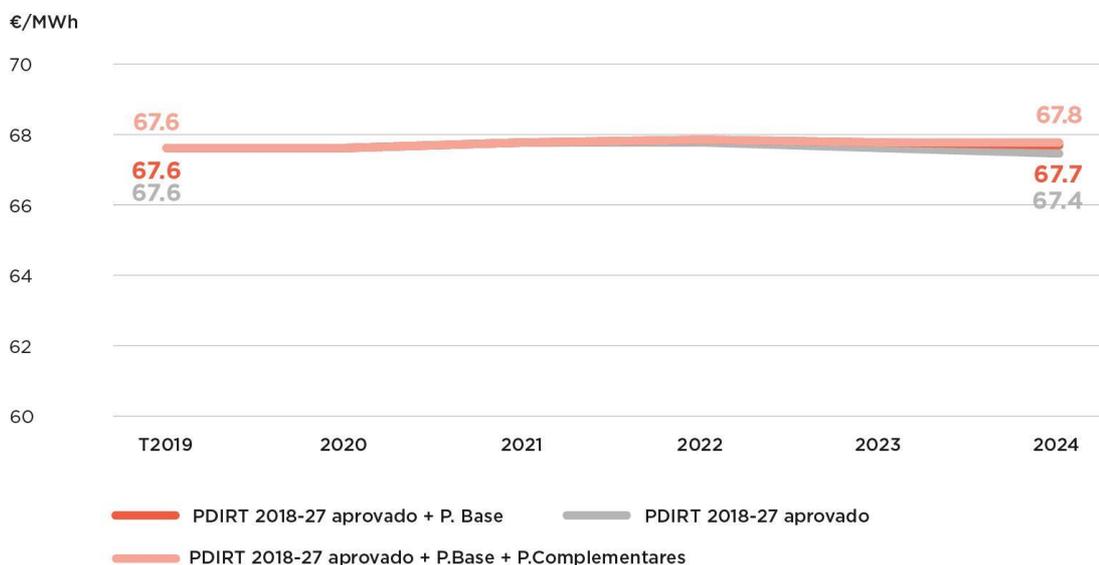


Da análise da figura pode-se concluir que entre 2019 e 2024, com a inclusão dos Projetos Complementares, a taxa de variação média anual é de 0,02% a que corresponde um acréscimo do preço médio em cerca de 0,2 €/MWh relativamente ao valor previsto para tarifas 2019.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-6, o impacto no preço médio das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-6

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

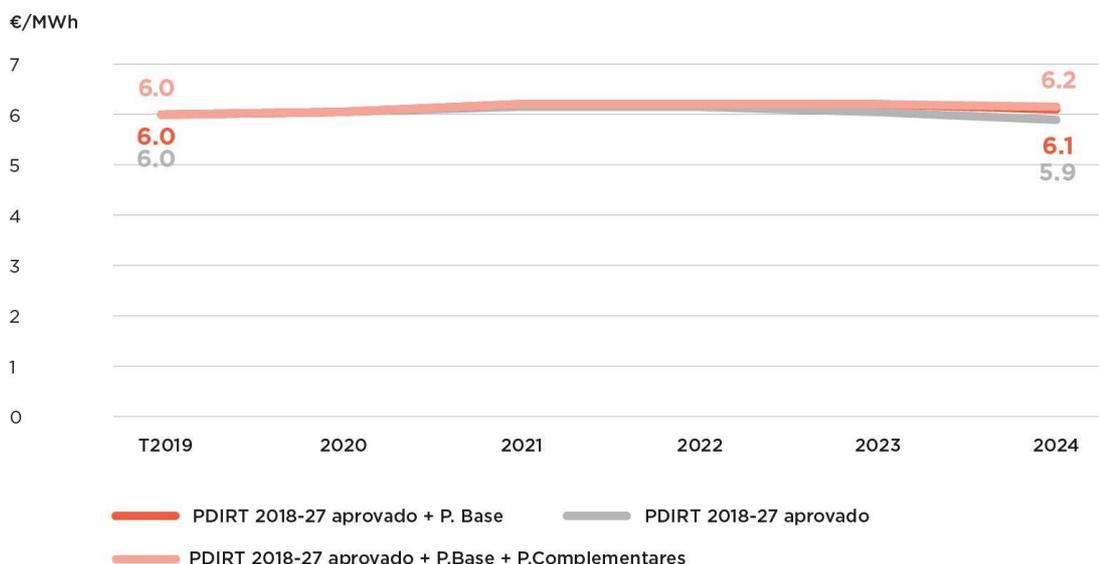


Pode-se concluir que, em relação ao preço médio das tarifas de acesso, a realização da totalidade dos projetos apresentados neste PDIRT apresenta, entre 2019 e 2024, uma taxa de variação média anual de 0,05%, a que corresponde a um acréscimo do preço médio em cerca de 0,2 €/MWh relativamente ao valor previsto para tarifas 2019.

Quanto aos proveitos unitários médios da atividade de transporte, da análise da Figura 6-7 pode-se observar que, entre 2019 e 2024, a taxa de variação média anual é de 0,66%, a que corresponde a um acréscimo do preço médio em cerca de 0,2 €/MWh relativamente ao valor previsto para tarifas 2019.

FIGURA 6-7

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE SOBRE O IMPACTO TARIFÁRIO CONSIDERANDO EVENTUAIS COMPARTICIPAÇÕES DE TERCEIROS

De forma a estimar o impacto que eventuais comparticipações de terceiros poderão ter sobre as tarifas foi efetuada uma análise de sensibilidade sobre os impactos tarifários deste Plano considerando os valores fixados pela ERSE na Diretiva n.º 5/2019, de 19,27 €/kVA para produtores e de 11,82 €/kVA para consumidores, para todos os Projetos Complementares, quer os do PDIRT 2018-2027 aprovados, quer os Projetos Complementares apresentados no presente Plano, com exceção dos relacionados com o indutor "Sustentabilidade"⁴⁹ (PR1431 – Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro; PR1210 - Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto; PR1211 - Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa).

Assim, nos quadros que se seguem é apresentada a estimativa do impacto tarifário (€/MWh) por Projeto Complementar, nos primeiros cinco anos em serviço.

⁴⁹ Requalificação da rede, de cariz ambiental e/ou de ordenamento territorial em zonas classificadas ou urbanas consolidadas de grande consumo e de elevada densidade populacional.

QUADRO 6-4

Impacto tarifário dos Projetos Complementares no preço médio da tarifa de acesso às redes e no preço médio do setor elétrico considerando eventuais participações de terceiros (exceto no indutor Sustentabilidade)

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Custo unitário por energia consumida (Impacto no preço médio do acesso às redes e no preço médio do setor elétrico) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X		0,021	0,040	0,039	0,038	0,037
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X		0,025	0,047	0,046	0,045	0,044
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X		0,003	0,005	0,005	0,005	0,005
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		0,036	0,068	0,066	0,065	0,063
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X		0,002	0,003	0,004	0,003	0,003
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X		0,015	0,027	0,027	0,026	0,026
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X		0,034	0,064	0,062	0,060	0,059
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X		0,025	0,047	0,046	0,045	0,044
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X		0,027	0,050	0,049	0,048	0,047
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X		0,036	0,067	0,066	0,064	0,063
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X		0,003	0,005	0,005	0,005	0,005
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X		0,024	0,038	0,038	0,037	0,037
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X		0,004	0,007	0,007	0,007	0,006
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X		*	*	*	*	*
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X		*	*	*	*	*
Criação do injector Pegões		X				0,008	0,012	0,012	0,011	0,011
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,013	0,024	0,024	0,023	0,023
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	0,015	0,029	0,028	0,027	0,027
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2					X	0,028	0,053	0,052	0,050	0,049
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	0,024	0,045	0,044	0,043	0,042
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	0,020	0,032	0,032	0,031	0,031
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	0,019	0,029	0,029	0,029	0,028

* Estudos ainda a iniciar.

QUADRO 6-5

Impacto tarifário dos Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte considerando eventuais participações de terceiros (exceto no indutor Sustentabilidade)

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Custo unitário por energia emitida (Impacte no proveito médio da atividade de transporte) [€/MWh]				
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	1º Ano	2º Ano	3º Ano	4º Ano	5º Ano
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X		0,019	0,036	0,035	0,034	0,034
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X		0,023	0,043	0,042	0,041	0,040
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X		0,002	0,004	0,004	0,004	0,004
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		0,033	0,061	0,060	0,059	0,057
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X		0,001	0,003	0,003	0,003	0,003
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X		0,013	0,025	0,024	0,024	0,023
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X		0,031	0,058	0,056	0,055	0,053
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X		0,023	0,042	0,041	0,040	0,039
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X		0,024	0,045	0,044	0,043	0,042
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X		0,033	0,061	0,060	0,058	0,057
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X		0,002	0,004	0,005	0,005	0,005
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X		0,022	0,035	0,034	0,034	0,033
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 1			X	X		0,003	0,006	0,006	0,005	0,005
Compensação de reativa pós 2025 - Fase 2			X	X		0,003	0,006	0,006	0,006	0,006
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 2				X		*	*	*	*	*
Receção de energia offshore ao largo de V. Castelo - Fase 3				X		*	*	*	*	*
Criação do injector Pegões		X				0,007	0,011	0,010	0,010	0,010
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X	0,012	0,022	0,021	0,021	0,020
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 1					X	0,014	0,026	0,025	0,025	0,024
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 2					X	0,026	0,048	0,047	0,046	0,045
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fase 3					X	0,022	0,040	0,040	0,039	0,038
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 1					X	0,018	0,029	0,029	0,028	0,028
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 2					X	0,017	0,027	0,026	0,026	0,025
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fase 3					X	0,017	0,027	0,026	0,026	0,025

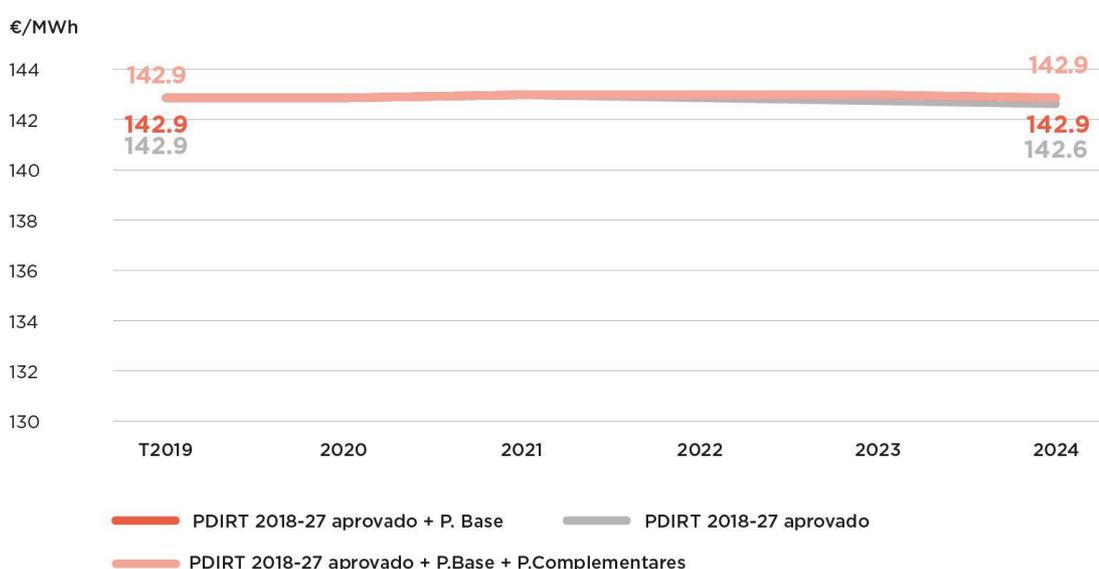
* Estudos ainda a iniciar.

Para efeitos de análise do impacto tarifário do conjunto dos Projetos Base e Complementares, foram novamente analisados os impactos tarifários adicionando aos projetos base os projetos complementares mencionados no subcapítulo 5.2.

Neste contexto, a Figura 6-9 apresenta a evolução do preço médio do setor elétrico considerando eventuais participações de terceiros nos termos da Diretiva n.º 5/2019.

FIGURA 6-8

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do Setor Elétrico considerando eventuais participações de terceiros (exceto no indutor Sustentabilidade)

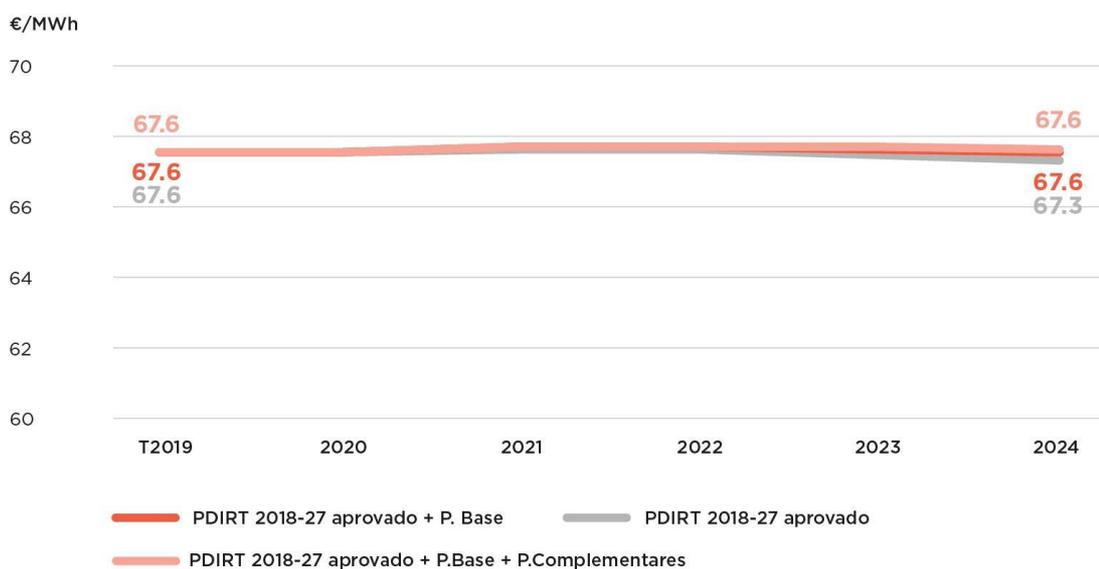


Da análise da figura pode-se concluir que com a concretização conjunta dos Projetos Base e dos Projetos Complementares e considerando nestes a ocorrência de participações de terceiros, perspectiva-se que o preço médio da tarifa de acesso às redes em 2024 se situe na mesma ordem de grandeza do valor implícito nas tarifas 2019.

Apresenta-se de seguida, na Figura 6-10, o impacto no preço médio das tarifas de acesso pagas por todos os consumidores em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

FIGURA 6-9

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares no preço médio do das tarifas de acesso considerando eventuais comparticipações de terceiros (exceto no indutor Sustentabilidade)

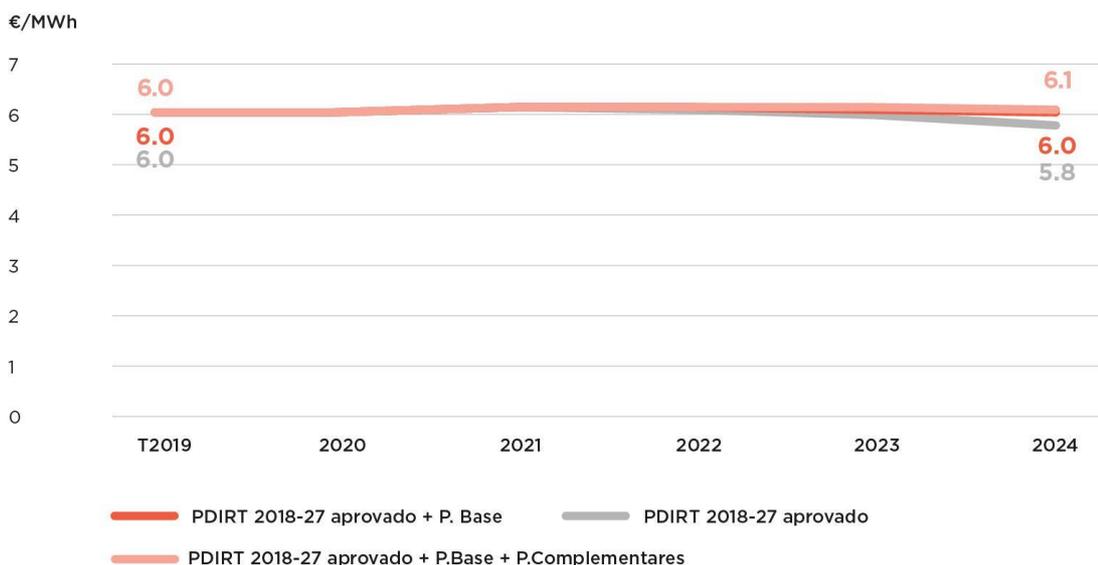


Pode-se concluir que, em relação ao preço médio das tarifas de acesso, a realização da totalidade dos projetos apresentados neste PDIRT considerando eventuais comparticipação de terceiros nos Projetos Complementares apresenta, entre 2019 e 2024, uma taxa de variação média anual de 0%, contribuindo neste caso para a manutenção do preço médio.

A Figura 6-10 apresenta a evolução dos proveitos unitários médios da atividade de transporte, observando-se que, entre 2019 e 2024, o valor mantém-se praticamente constante.

FIGURA 6-10

Impacto de Projetos Base mais Projetos Complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte considerando eventuais participações de terceiros (exceto no indutor Sustentabilidade)



CONCLUSÃO

Da análise apresentada, conclui-se que o impacto dos Projetos do PDIRT 2018-2027 aprovados em conjunto com os Projetos Base deste Plano no preço médio do setor elétrico e no preço médio das tarifas de acesso, mantendo todas as restantes componentes de proveitos constantes, é praticamente nulo (variação do preço médio em 0.1 €/MWh).

Se se considerarem também os Projetos Complementares, verifica-se um acréscimo no preço médio na ordem dos 0,2 €/MWh.

Por outro lado, considerando a existência de eventuais participações de terceiros nos termos da Diretiva n.º 5/2019 da ERSE no conjunto dos Projetos Complementares não relacionados com o indutor “Sustentabilidade”, o preço médio previsto para 2024 manter-se-á igual ao implícito nas tarifas de 2019.

Estas variações do preço médio refletem uma estimativa de redução na base de ativos regulada, motivada pela previsão de uma maior amortização dos ativos em comparação com as transferências para exploração ao longo do período em análise.

Salienta-se que a opção assumida, de se considerar um consumo constante ao longo de todo o período, afigura-se como conservadora, tendo em conta a perspetiva, mesmo que muito ligeira, de acréscimo dos consumos. Neste contexto, perspetiva-se que os impactos reais venham a ser de maior amplitude, permitindo uma redução do preço médio do Setor Elétrico, assim como uma redução nos proveitos unitários médios da atividade de transporte.

6.3.

ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO- BENEFÍCIO

Inclui-se neste plano a aplicação da metodologia Multicritério/Custo-Benefício (MCB) a dois horizontes temporais: 2024 e 2029. 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 de ativos até 2024, 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 2025-2029 (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 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 modernização em linhas podem dividir-se em dois grupos: projetos (i) de remodelação integral com *uprating* e (ii) de melhoria operacional e de segurança.

Projetos de Remodelação Integral com *Uprating*

No presente PDIRT, estão previstas iniciativas de remodelação integral com aumento da capacidade de transporte das linhas a 150 kV Porto Alto - Palmela 1, Riba d'Ave - Oleiros e também dos troços antigos das linhas a 400 kV Alcochete - Fanhões e Alcochete - Palmela (que resultaram da abertura da anterior linha Fanhões - Palmela), Fernão Ferro-Ribatejo, Palmela-Sines 2 e Palmela-Sines 3.

Seguindo esta metodologia MCB, foi realizado o exercício de comparar diferentes alternativas de planeamento, através de variáveis de decisão. A primeira alternativa, corresponde à opção preconizada neste plano, consistindo na remodelação profunda com *uprating* destas linhas, que inclui a intervenção nos componentes principais da linha, nomeadamente isoladores, sistemas de fixação, cabos condutores e de guarda, visando assegurar sustentadamente os adequados níveis de fiabilidade da rede e de segurança para pessoas e bens, com reflexos positivos na qualidade de serviço. Adicionalmente, são feitas alterações nos apoios e nalgumas fundações. A alternativa à proposta do PDIRT é materializada pela substituição da linha em causa por uma nova, com a capacidade de transporte desejada.

A metodologia MCB aplicada a este grupo de projetos resultou o Quadro 6-6, no qual se compara, para cada linha, as duas opções de investimento mencionadas no parágrafo anterior.

Verifica-se, em todos os casos apresentados no Quadro 6-6, que a opção pela remodelação com *uprating* constitui a alternativa mais eficiente, pelo facto de permitir alcançar os mesmos objetivos finais de benefício, com um nível de investimento, em média, cerca de 3 vezes inferior. Os únicos atributos em que a remodelação com *uprating* apresenta um benefício inferior são 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 6-6

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de Ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos						CAPEX (M€)
	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++ / ++ / +)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)		
LPA.PM1 (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	206	+++	5 (3)	8	110	5,0	
LPA.PM1 (substituição) - alternativa	206	+++	7 (3)	8	164	7,5	
LRA.OR (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	153	+++	5 (3)	4	17	0,8	
LRA.OR (substituição) - alternativa	153	+++	5 (3)	4	72	3,3	
LACT.PM (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	3 (5)	8	20	0,9	
LACT.PM (substituição) - alternativa	1 639	++	5 (5)	8	59	2,7	
LACT.FN (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	3 (5)	8	77	3,5	
LACT.FN (substituição) - alternativa	1 639	++	5 (5)	8	234	10,7	
LFF.RJ (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	3 (5)	6	74	3,4	
LFF.RJ (substituição) - alternativa	1 639	++	5 (5)	6	228	10,4	
LPM.SN2 (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	3 (5)	8	134	6,1	
LPM.SN2 (substituição) - alternativa	1 639	++	5 (5)	8	414	18,9	
LPM.SN3 (remodelação c/ Uprating) - proposta PDIRT	1 639	++	3 (5)	8	134	6,1	
LPM.SN3 (substituição) - alternativa	1 639	++	5 (5)	8	414	18,9	

* 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 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

Relativamente aos restantes atributos, a título de exemplo, a intervenção no troço antigo da Linha Alcochete-Fanhões, a 400kV, promove a redução do risco de indisponibilidade de 1 639 MVA de capacidade na rede (correspondentes à sua capacidade de transporte) e uma melhoria significativa na segurança de pessoas e bens e no estado global do ativo (pela substituição de componentes

com elevado tempo de serviço). A principal diferença entre as opções de remodelação com *uprating* e substituição por nova linha, consiste no nível do investimento e na manutenção ou criação de emprego associada. Por fim, a proposta de remodelação com *uprating* da referida linha possibilita evitar 7,2 M€ de investimento, face à alternativa.

O plano de remodelação de linhas proposto engloba ainda iniciativas agregadas em programas de melhoria operacional e segurança focados em melhoria do amortecimento de vibrações eólicas e do desempenho face a descargas atmosféricas, 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 medida, descarregadores de sobretensão e recondicionamento de transformadores de potência e equipamentos MAT. Os valores apresentados no Quadro 6-7 estão agregados por instalação considerando, as diferentes categorias de ativos acima indicados.

O plano de modernização destes ativos comporta várias iniciativas em equipamentos cuja manutenção em exploração, sem que sejam realizadas as ações de remodelação planeadas, podem configurar cenários de falha, tendo por consequências a redução da fiabilidade da rede e sobrecustos significativos para o SEN. Estes sobrecustos decorrem, de entre outros aspetos, do seguinte:

- ✓ Realização da reposição em serviço nos níveis exigidos de fiabilidade e de segurança de pessoas e bens, em cenários de reação a emergência, mobilizando de forma não programada os recursos necessários para o efeito;
- ✓ Indisponibilidades mais prolongadas e não planeadas, quer dos ativos em causa, quer, eventualmente, de outros conexos aos que foram objeto da falha ou do incidente;
- ✓ Indução de custos diretos e indiretos acrescidos decorrentes da falha, por não limitação dos danos, nesses ativos ou nos que venham a ser afetados pela falha;
- ✓ Limitação e risco de disponibilidade do recurso ao mercado para a aquisição de equipamentos e serviços para a reposição do serviço, com fatores de sobrecusto não controláveis pelo ORT;
- ✓ Sobrecustos decorrentes da realização forçada e intempestiva, num quadro de resposta a emergência, do investimento aqui apresentado e que se pretende realizar de forma programada e com previsibilidade, com vantagem na obtenção dos melhores preços de mercado.

Os benefícios decorrentes de ganhos de fiabilidade da rede encontram-se refletidos nos atributos “Redução de carga natural em risco de interrupção” e “Redução de carga sem recurso em risco de corte”. Nesta edição do plano, 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.

Substituição de transformadores

Em algumas subestações está prevista a substituição de transformadores de potência devido à sua idade avançada e reduzido valor de IE, como por exemplo na subestação do Carregado, de Rio Maior, de Pereiros, de Vila Pouca de Aguiar e de Palmela.

Com a concretização destes projetos, pretende-se promover a melhoria do Indicador do Estado do Ativo, a “Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens” e diminuição da probabilidade de falha do equipamento.

QUADRO 6-7

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de Ativos												
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW/M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW/M€)		Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++ / ++ / +)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10) *	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€)**
Carregado	146	0,9	91	0,5	3 665	409	0,08	+++	6 (4)	8	28	1,7	0,3 - 0,7
Fanhões	173	1,0	159	0,9	8 909	161	0,06	+++	7 (3)	8	135	8,0	0,7 - 1,4
Ferreira do Alentejo	85	0,5	88	0,5	3 498	53	0,06	+++	5 (5)	8	25	1,5	0,4 - 0,8
Palmela	-	-	-	-	8 163	0	0,06	+++	5 (4)	8	172	10,2	0,6 - 1,3
Pereiros	220	1,3	198	1,2	3 750	534	0,04	+++	6 (3)	9	28	1,7	0,3 - 0,7
Rio Maior	154	0,9	135	0,8	6 444	215	0,05	+++	6 (4)	9	27	1,6	0,6 - 1,0
Vila Pouca Aguiar	51	0,3	51	0,3	1 632	334	0,02	+++	6 (4)	8	28	1,7	0,5 - 0,8

* 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 2020-2029. 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 indicava 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". Nesta edição do plano, 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.

Estas intervenções enquadram-se no âmbito da Remodelação e Modernização de ativos e são classificadas segundo os critérios definidos para cada um dos seus atributos.

Para o atributo "Redução de carga natural em risco de interrupção", é quantificada a carga natural da subestação em causa. No caso particular da subestação de Portimão são considerados cerca de 100 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 6-8

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com a Remodelação e Modernização de ativos

Bloco de projetos incluídos na Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos	Remodelação e Modernização de ativos													
	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW/IE)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW/IE)		Redução de capacidade de transporte risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MW/h)	CAVAs de Tensão: redução da duração (%)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/+/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Ativo (0-10) ⁵⁰	Indicador de Criticidade (0-10)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	Sobrecusto evitado para o SEN (M€) ^{**}
Palmela	0	-	0	-	8 163	0	0	15	+++	4 (4)	8	57	3,4	0,4 - 1,1
Portimão	99,7	0,6	119,3	0,7	3 920	181	1 481	-	+++	5 (4)	8	43	2,6	0,5 - 1,0
Ribatejo	0	-	0	-	6 420	784	0	-	+++	5 (4)	8	23	1,4	0,2 - 0,5
Sabóia	0	-	0	-	444	0	0	-	+++	5 (4)	7	17	1,0	0,1 - 0,4

* 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 2020-2029. Quaisquer alterações dos pressupostos, do modelo ou da metodologia adotada (nomeadamente tendo em vista o seu aperfeiçoamento) poderão determinar variações sensíveis aos resultados obtidos.

O atributo de “Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens” possui uma avaliação do tipo qualitativo e representa a redução do risco para pessoas e bens, decorrente da remodelação dos ativos dos Sistemas. Todas as instalações, alvo de remodelação, foram consideradas como beneficiárias no que concerne a este atributo, sendo classificadas na sua maioria com nível máximo de melhoria.

No caso do atributo “Melhoria do Indicador do Estado do Ativo” quantifica a melhoria face à previsão do valor do IE, caso não existisse intervenção. Por exemplo, para o caso dos Sistemas da subestação de Palmela, prevê-se uma melhoria do IE em 4 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.

6.3.1.2. Compromissos com o ORD e segurança de alimentação

Na presente secção, é apresentada a análise e resultados da aplicação da metodologia multicritério/custo-benefício aos Projetos Base relacionados com “Compromissos com o ORD e segurança de alimentação”. Para o efeito, e à semelhança da proposta de Plano anterior, os projetos foram agrupados por blocos de projetos, os quais se apresentam no Quadro 6-9.

Para o processo de definição de blocos de projetos, a REN, em linha com o trabalho realizado nas mais recentes propostas de PDIRT, adotou as boas práticas advogadas pela ENTSO-E⁵⁰. Com efeito, um bloco de projetos integra vários investimentos que concorrem para o mesmo objetivo na mesma zona geográfica. A Comissão Europeia também recomenda a agregação de projetos para

⁵⁰ 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL – Approved by the European Commission - 27 September 2018.

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 rede⁵¹.

Para este objetivo deve, no entanto, ter-se presente que numa rede malhada – como é próprio das redes de transporte – existe uma forte interdependência entre todos os seus elementos constituintes, pelo que uma desagregação por projetos individuais não permite captar todo o valor/benefício de cada projeto quando analisado em conjunto com o resto da rede.

Assim, para efeitos de análise multicritério/custo-benefício (com intuito de uma maior discriminação da valorização dos projetos inscritos na proposta de PDIRT), adotou-se uma abordagem por blocos de projetos que se encontrem fortemente inter-relacionados entre si, quer por via topológica, quer por objetivo comum dentro duma mesma área geográfica. Com efeito, os valores/benefícios de cada bloco não se esgotam no conjunto dos atributos que lhes estão associados na análise MCB, devendo aqueles ser considerados como os mínimos que cada bloco de projetos permite integrar no SEN. A esses benefícios, pelas razões expressas, é necessário ter em conta os demais benefícios identificados noutros blocos de projetos que a análise MCB adotada acabou por autonomizar de forma artificial.

De facto, a REN procedeu a uma análise dos benefícios com desagregação dos projetos, por blocos de projetos, com as ressalvas acima indicadas. No caso dos projetos base, a REN realizou uma subdivisão dos projetos por zona geográfica de proximidade. Esta desagregação resultou numa distribuição por blocos de projetos que, embora não elimine o efeito da perda de atribuição de benefícios a projetos que têm sinergias entre si e se encontram globalmente inter-relacionados, permite uma afetação mais discriminada entre os benefícios apresentados e os projetos físicos individuais que constituem os blocos de projetos.

Note-se que a agregação de investimentos ou de projetos individuais em blocos de projetos que concorrem para um mesmo objetivo faz parte das práticas seguidas também pela ENTSO-E (agregação em *clusters*), no âmbito das análises desenvolvidas em sede de TYNDP.

Tendo em consideração o exposto, passa-se a apresentar a lista de blocos de Projetos Base alvo de análise MCB nesta secção:

- ✓ Ligação à RND, nas regiões do Minho;
- ✓ Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes;
- ✓ Ligação à RND, na zona Centro
- ✓ Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;
- ✓ Ligação à RND, na região do Alentejo;

No Quadro 6-9 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco, bem como o racional que levou à sua agregação.

⁵¹ European Commission, Guide to Cost-Benefit analysis of investment projects, 2008

QUADRO 6-9

Desagregação de projetos por bloco

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Finalidade principal
Ligação à RND, nas regiões do Minho	<ul style="list-style-type: none"> PR0910: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 1ª fase PR1402: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 2ª fase PR1912: Articulação 400/150 kV em Ponte de Lima - 3ª fase 	Adequação da rede na fronteira transporte/distribuição nas regiões do Minho e do Porto, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	<ul style="list-style-type: none"> PR1913: Melhoria na alimentação a Macedo de Cavaleiros 	Adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região de Trás-os-Montes, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na zona Centro	<ul style="list-style-type: none"> PR1906: Melhoria de alimentação à SE da Bodiosa 	Adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na zona Centro, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal;	<ul style="list-style-type: none"> PR1041: Nova ligação a 220 kV R. Maior - Carvoeira 	Adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região de Lisboa e Península de Setúbal, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação
Ligação à RND, na região do Alentejo	<ul style="list-style-type: none"> PR 1608: Equipar painéis de transformador de reserva em Ourique PR0639: Reforço de transformação em Divor - 2º transformador 	Adequação da rede na fronteira transporte/distribuição na região do Alentejo, respeitando os compromissos com o ORD e garantindo a segurança de alimentação

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de Projetos Base.

HORIZONTE 2024

Os atributos para o horizonte 2024 apresentam-se no Quadro 6-10.

QUADRO 6-10

Matriz MCB para blocos de projetos relacionados com compromissos com o ORD e segurança de alimentação (2024)

Compromissos com o ORD e segurança de alimentação															
Blocos de Projetos	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de espécies autóctones (n)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) ENF (M€/ano)*	Redução das perdas de energia (MWh/ano €/ano)	Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	
Ligação à RND, nas regiões do Minho	0	0	-	0	0,41	9	1800	-	955 0,35	415 0,02		-	419	18,7	
Ligação à RND, na região do Alentejo	0	0	-	0	-	-	-	11%	2 635 1,0	-1 009 -0,06		-	121	5,4	

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

HORIZONTE 2029

Em linha. com os comentários à proposta de PDIRT 2016-2025 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, 2029.

O cálculo dos atributos da MCB para o ano 2029 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 2024.

Os resultados da aplicação desta metodologia ao horizonte 2029 apresentam-se no Quadro 6-11, donde é possível inferir os benefícios económicos, sociais, ambientais e técnicos, decorrentes dos projetos relacionados com "Compromissos com o ORD e segurança de alimentação" numa perspetiva de mais largo prazo.

QUADRO 6-11

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

Compromissos com o ORD e segurança de alimentação															
Blocos de Projetos	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de espécies autóctones (n)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) ENF (M€/ano)*	Redução das perdas de energia (MWh/ano €/ano)	Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	
Ligação à RND, nas regiões do Minho	0	0	-	0	0,41	9	1 800	-	1030	0,38	-114	-0,01	-	430	19,2
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	0	0	-	0	0	0	-	-	246	0,13	5 483	0,24	-	43	1,9
Ligação à RND, na zona Centro	0	0	-	0	-	-	-	-	457	0,41	685	0,03	-	110	4,9
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	0	0	-	0	-	-	-	-	597	0,28	438	0,02	-	103	4,6
Ligação à RND, na região do Alentejo	0	0	-	0	-	-	-	11%	2 791	1,06	-945	-0,04	-	121	5,4

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

6.3.1.3. Análise global dos benefícios dos Projetos Base

Na presente secção, é realizada uma análise global dos benefícios esperados com a execução dos Projetos Base constantes nesta proposta de PDIRT. Com efeito, nesta avaliação são considerados os atributos geradores de externalidades positivas para a sociedade, calculados quantitativamente e apresentados no Quadro 6-12 para o horizonte 2024.

Nesta análise global, apenas são apresentados resultados para o horizonte temporal de 2024, 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 6-12

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Base

Benefícios e Custos esperados	2024
Sobrecusto evitado para o SEN (M€) (*) (**)	4 a 9
Redução das perdas de energia (GWh/ano M€/ano)	-0,6 -0,04
Redução de Energia em Risco ENF (GWh/ano M€/ano)	3,6 1,4
Redução de carga natural em risco de interrupção ¹ (*) (GW) (M€)	0,9 5
Redução de carga sem recurso em risco de corte ¹ (*) (GW) (M€)	0,8 5
Manutenção ou criação de emprego externo FTE “full-time equivalent” (n)	1 689
Cavas de tensão: redução da duração ² (%)	4
Cavas de tensão: redução da profundidade ² (%)	11
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	0,4
Valorização de espécies autóctones (n)	1 800
Redução de capacidade de transporte em risco ¹ (*) (MVA)	63 562
Redução de potência de produção em risco de corte ¹ (*) (MW)	2 671
Melhoria da média do Indicador de Estado do Ativo ¹ (0-10)	5
Investimento (líquido de participações) (M€)	123
Aumento de ocupação territorial superfície linear (km)	9

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

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

¹ Os projetos de modernização de ativos, para o segundo quinquénio, não se encontram especificados, dada a dificuldade em realizar um exercício de previsão para além de 5 anos, para este tipo de projeto de investimento, e, constituindo estes a maior parte do investimento dos projetos Base só são apresentados os atributos estimados no horizonte de 2024.

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, 2024 e 2029, 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 6-13 apresenta-se a desagregação de projetos por bloco/indutor, bem como o racional que levou à sua agregação.

O projeto de ligação do Windfloat não foi objeto de aplicação de MCB nesta edição do Plano uma vez que:

- ✓ A Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016 determina que a REN deve “prosseguir as ações e medidas já iniciadas em princípios de 2015, pelo XIX Governo Constitucional, no sentido de serem concluídos os estudos e finalizada a construção, em tempo, pela REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., do cabo submarino de ligação da central eólica offshore, de 25 MW, denominada Windfloat a situar ao largo de Viana de Castelo, de acordo com a solução técnica e económica mais eficiente”;
- ✓ Entretanto, em maio de 2018, a REN foi informada que, por determinação do Concedente, a ligação do projeto *Windfloat Atlantic* à Rede Elétrica de Serviço Público [em terra] deve ser efetuada à subestação de Monserrate da Rede Nacional de Distribuição, ainda que tal solução, cf. mesma comunicação, não afaste a possibilidade desta ligação configurar um carácter temporário. Conforme n.º 3 da mesma Resolução, o Conselho de Ministros resolveu “determinar que os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto devem ser suportados por verbas provenientes de fundos de apoio à inovação”.

QUADRO 6-13

Desagregação de projetos por indutor

Bloco de projetos	Projetos de investimento	Finalidade principal
Integração de mercados e concorrência (Receção de produção eólica e NTC)	<ul style="list-style-type: none"> PR0911: Linha a 400 kV Pedralva-Sobrado 	Integração de FER, nomeadamente para a integração da produção eólica, garantindo que os níveis de capacidade interligação se mantêm em linha com os objetivos dos governos português e espanhol (3000MW)
Integração de mercados e concorrência - Receção de produção solar e eólica na região da Beira Interior	<ul style="list-style-type: none"> PR1903: Reforço da ligação Ferro - Fundão PR1904: Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho PR1907: Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1 	Integração de FER na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar e eólica.
Ligação a polos de consumo	<ul style="list-style-type: none"> PR0968: Criação do injetor Pegões 	Abastecimento elétrico de novas subestações MAT/AT ou de clientes MAT.
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona de Trás-os-Montes)	<ul style="list-style-type: none"> PR0913: Ligação a 220 kV V.P.Aguiar - Carrapatelo PR1207: Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça 	Integração de FER na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar e eólica.
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona Centro)	<ul style="list-style-type: none"> PR1908: Reforço do eixo litoral centro a 400 kV PR 1909: Ligação a 400 kV Divor-Pego PR1907: Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2 PR1911: Compensação de reatíva pós 2025 fase 2 	Integração de FER na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar e eólica.
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Sul e Grande Lisboa)	<ul style="list-style-type: none"> PR0903: Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões PR1901: Ligação a 400 kV Alqueva-Divor PR1905: Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal PR1911: Compensação de reatíva pós 2025 fase 1 	Integração de FER na mesma zona geográfica, nomeadamente de produção solar e eólica.
Sustentabilidade (Alto Douro Vinhateiro (ADV))	<ul style="list-style-type: none"> PR1431: Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro 	Reformulação da RNT para minimização de impactos ambientais
Sustentabilidade (Zona do Porto)	<ul style="list-style-type: none"> PR1210: Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto (fases 1, 2 e 3) 	Otimização da RNT em zonas urbanas para minimização de impactos sociais e ambientais
Sustentabilidade (Zona de Lisboa)	<ul style="list-style-type: none"> PR1211: Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa (fases 1, 2 e 3) 	Otimização da RNT em zonas urbanas para minimização de impactos sociais e ambientais

Resultante da forte interdependência existente entre os elementos constituintes de uma rede de transporte, o mesmo projeto pode contribuir simultaneamente para diferentes finalidades. Nesse sentido, existem, nesta proposta de PDIRT, Projetos Complementares que permitem dar resposta a mais do que um indutor.

Nos quadros seguintes é apresentada a aplicação da MCB, desenvolvida pela REN, para os blocos de projetos complementares, tendo por base os agrupamentos de projetos indicados em cima.

HORIZONTE 2024

Os benefícios calculados para os Projetos Complementares com esta MCB, resultam, de entre outros fatores, benefícios relacionados com a integração de nova produção renovável.

No Quadro 6-14 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 CO₂.

Conforme já referido, os Projetos Complementares, são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente os de política energética e de promoção da sustentabilidade sócio-ambiental, relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, ficando a decisão final de investimento sujeita à avaliação da sua oportunidade por parte do Concedente.

A elevada dependência da realização destes Projetos Complementares em relação a uma multiplicidade de fatores exógenos, os quais a REN não controla, introduz incerteza na data de realização destes projetos. Neste sentido, e para efeitos de MCB, a REN optou, no caso dos Projetos Complementares, por apresentar Quadro 6-14 a totalidade do CAPEX associado a cada bloco de projetos, possibilitando por esta via comparar quer os seus benefícios em 2024, quer os seus benefícios em 2029 com a totalidade investimento necessário à realização desses projetos.

QUADRO 6-14

Matriz MCB para blocos de Projetos Complementares (2024)

Blocos de Projetos	Funcionamento de Mercado												
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/-)	Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano M€/ano)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de espécies autóctones (n)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	
Integração de mercados e concorrência - Receção produção eólica e NTC	35,4 - 52,4	913,9	-	-	354,2	564 0,03	-	3,02	67	13 400	591	26,4	
Integração de mercados e concorrência - Receção de produção solar e eólica na região da Beira Interior	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ligação a polos de consumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona de Trás-os-Montes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona Centro)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Sul e Grande Lisboa)	51,7 - 72,9	1 262,2	-	-	502,9	1 050 0,06	-	3,38	75	15 000	448	20,0	

HORIZONTE 2029

Conforme apresentado para o horizonte 2024, indicam-se no Quadro 6-15 os atributos que resultam, em grande parte, dos benefícios resultantes das alterações do funcionamento de mercado permitida pelos projetos complementares em 2029, 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, conseqüentemente benefícios, os valores dos atributos encontra-se agrupados para os blocos de projetos.

Comparativamente com a análise elaborada para o horizonte de 2024, destaca-se a redução do contributo destes blocos de projetos para a Redução das Emissões de CO₂. Esta situação está diretamente relacionada com as alterações previstas no *mix* de produção no RMSA-E 2018, em particular com desativação das centrais térmicas a carvão do Pego e de Sines, ambas com níveis de emissões mais elevados que os demais centros eletroprodutores, inclusivamente as centrais a gás.

QUADRO 6-15

Matriz MCB para blocos de projetos complementares (2029)

Blocos de Projetos	Funcionamento de Mercado												
	Benefício Socio-económico (M€/ano)	Integração da Produção de FER (GWh/ano)	Aumento do ICP (%)	Flexibilidade (+++/++/+/-)	Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	Redução das perdas de energia (MWh/ano M€/ano)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	Ocupação territorial linear (km)	Valorização de espécies autóctones (n)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	
Integração de mercados e concorrência - Receção produção eólica e NTC	30,4 - 56,7	910,1	-	-	166,7	162 0,01	-	3,02	67	13 400	591	26,4	
Integração de mercados e concorrência - Receção de produção solar e eólica na região da Beira Interior	55,4 - 89,1	1 414,1	-	-	304,4	17 435 0,77	-	6,03	134	26 800	986	44	
Ligação a polos de consumo	0	0	-	-	0	-757 -0,03	-	-	-	-	128	5,7	
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona de Trás-os-Montes)	50,4 - 97,1	1 686,8	-	-	277,1	33 175 1,47	-	4,82	107	21 400	986	44	
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Zona Centro)	34,7 - 66,4	1 103,4	-	-	190,3	9 653 0,43	-	7,79	173	34 600	1 561	69,7	
Desenvolvimento do aproveitamento potencial solar e eólico (Sul e Grande Lisboa)	109,3 - 188,8	3 011,3	-	-	599,9	17 898 0,79	-	11,75	261	52 200	1 949	87	

No que respeita aos atributos do indutor Sustentabilidade, apresentam-se no Quadro 6-16 os resultados da aplicação da MCB desenvolvida pela REN para os blocos de projetos referentes a este indutor.

Estes blocos de projetos apresentam atributos iguais nos horizontes de 2024 e de 2029, uma vez que a 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 6-16

Matriz MCB para blocos de projetos do indutor sustentabilidade (2029)

Blocos de Projetos	Sustentabilidade						
	Área do espaço envolvente valorizada (km ²)	População residente (n.º hab) % da população do território nacional)	Redução da ocupação territorial de superfície (km %)	Densidade populacional da área valorizada (n.º hab/km ²)	Manutenção ou criação de emprego externo (n)	CAPEX (M€)	
Sustentabilidade - Alto Douro Vinhateiro (ADV)	77,5	20 521 0,2%	18,4 37%	265	231	10,3	
Sustentabilidade - Zona do Porto	187,1	548 345 5,2%	9,9 26%	2 931	1172	52,3	
Sustentabilidade - Zona de Lisboa	304	1 010 291 9,7%	22,1 14%	3 323	1 021	45,6	

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 6-17 para os horizontes 2024 e 2029. Registe-se que a captura destes benefícios está naturalmente dependente da execução destes projetos, os quais constituem condição necessária para o efeito.

No Quadro 6-17 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 6-17

Síntese dos benefícios e custos para Projetos Complementares

Benefícios e Custos esperados	2024	2029
Benefício socioeconómico para o SEN (M€/ano)	[87,1; 125,3]	[280,2; 498,1]
Redução das perdas de energia (GWh/ano M€/ano)	1,6 0,1	77,6 3,4
Manutenção ou criação de emprego externo FTE “full-time equivalent” (n)		9 664
Integração da Produção de Fontes de Energia Renovável (GWh/ano)	2 176	8 126
Redução das Emissões de CO ₂ (kton/ano)	857	1 538
Dimensão da faixa de defesa contra incêndios (km ²)	6,4	33,4
Valorização de espécies autóctones (n)	28 400	148 400
Área envolvente valorizada em zonas sensíveis (km ²)		568,6
Redução da ocupação superficial linear em zonas sensíveis (km)		50,4
Investimento (líquido de participações) (M€)		385,9
Aumento da ocupação territorial superficial linear (km)		742

6.4. EVOLUÇÃO DE INDICADORES

6.4.1. Projetos Base⁵²

CIRCUITOS ELÉTRICOS DE LINHAS

A evolução do comprimento de circuitos elétricos de linha⁵³ em serviço na RNT que resultará com a concretização dos Projetos Base desta proposta de Plano, é a indicada na Figura 6-11.

FIGURA 6-11

Evolução do comprimento dos circuitos de linha^(a) em serviço na rede MAT (histórico 2015 a 2018 e previsão até 2029)



* Valores estimados.

^(a) O comprimento das linhas (circuitos elétricos) inclui os troços em cabo subterrâneo e é contabilizado segundo a tensão MAT a que são exploradas com exceção das linhas exploradas transitoriamente a 60 kV que são contabilizadas na respetiva tensão de construção e da linha de interligação Lindoso - Conchas, explorada a 130 kV, mas incluída no escalão “150 kV”.

Em termos totais de circuitos elétricos de linha, prevê-se um crescimento de 742 km, desde dezembro de 2019 até final de 2024, correspondendo a um acréscimo de cerca de 8%

⁵² Para efeitos da contabilização da evolução de equipamento, incluem-se também todos os projetos aprovados do anterior PDIRT 2018-2027.

⁵³ 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.

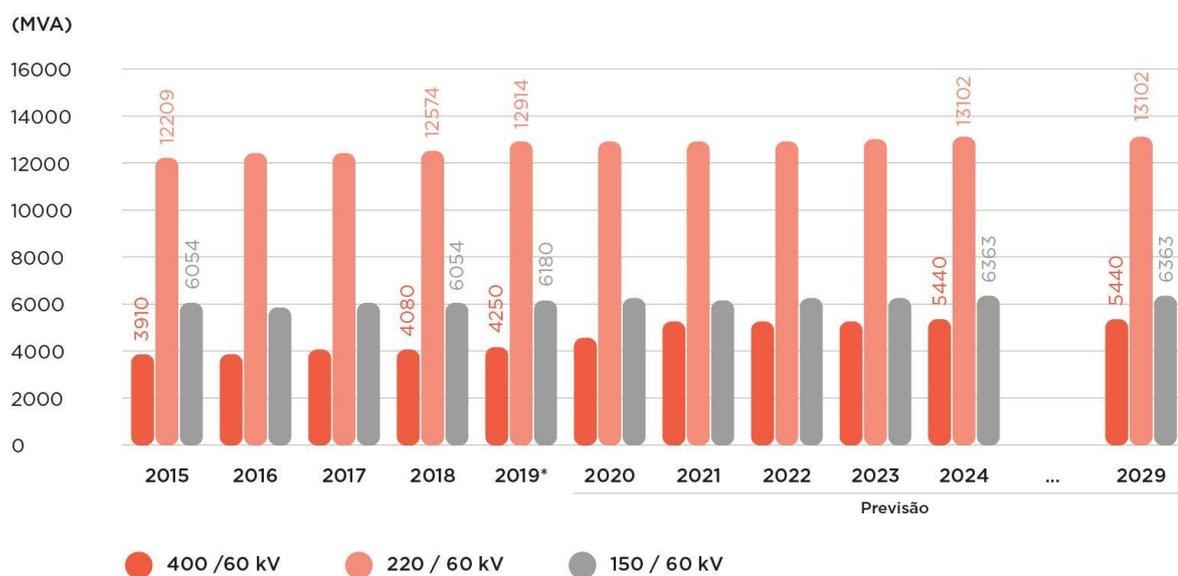
relativamente ao comprimento total no final de 2019. Por nível de tensão, o crescimento é de 23,5% na tensão de 400 kV, 3,5% na tensão de 220 kV e de -1,6% na tensão de 150 kV.

POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO

Por níveis de tensão, a evolução prevista para a potência global instalada de transformação é apresentada na Figura 6-12. A Figura 6-13 mostra a evolução da potência total instalada de transformação e de autotransformação, com a concretização dos Projetos Base desta proposta de PDIRT.

FIGURA 6-12

Evolução da potência instalada de transformação MAT/AT⁵⁴ (histórico 2015 a 2018 e previsão até 2029)



* Valores estimados.

⁵⁴ 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 6-13

Evolução da potência instalada de autotransformação MAT/MAT⁵⁵ e de transformação MAT/AT

(histórico 2015 a 2018 e previsão até 2029)



* Valores estimados.

INSTALAÇÕES DA RNT

A Figura 6-14 ilustra a evolução do número de subestações, de postos de corte, de seccionamento e de transição previstos no âmbito dos Projetos Base deste PDIRT. As instalações foram contabilizadas pelo seu nível de tensão de exploração mais elevado.

⁵⁵ Inclui, desde 2009, a transformação 150/130 kV, 140 MVA na subestação de Pedralva.

FIGURA 6-14

Evolução do número de subestações, postos de corte, de seccionamento e de transição da RNT

(histórico 2015 a 2018 e previsão até 2029)

Nº total de instalações



* Valores estimados.

PAINÉIS DE MAT E AT

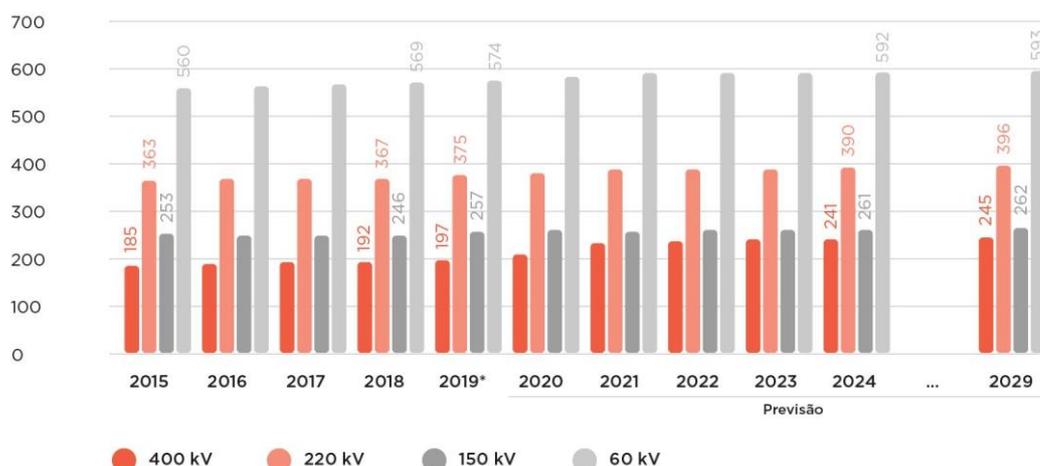
A Figura 6-15 mostra a evolução do número de painéis de 400, 220, 150 e 60 kV em exploração na RNT, considerando os Projetos Base.

FIGURA 6-15

Evolução do número de painéis nas subestações, postos de corte, seccionamento e de transição da RNT

(histórico 2015 a 2018 e previsão até 2029)

Nº total de painéis



* Valores estimados.

6.4.2. Projetos Complementares⁵⁶

A eventual concretização dos Projetos Complementares inseridos nesta proposta de Plano, implicará a seguinte variação de quantidades de equipamento:

QUADRO 6-18

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

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT						Comprimento dos circuitos de linha (km)			Transformação MAT/MAT e MAT/AT
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade		400 kV	220 kV	150 kV	[MVA]
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X			75			
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X			67			
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X				6		
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X			132			
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X						
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X				111		
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X			86			
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X			183			
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X			108			
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X			115			
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X						
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X			152	-34		
Compensação de reativa pós 2025			X	X						
Criação do injecter Pegões		X								170
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X			-3		
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fases 1, 2 e 3					X			11		
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fases 1, 2 e 3					X			0		
Painéis de linha para ligação de promotores										

⁵⁶ Para efeitos da contabilização da evolução de equipamento, incluem-se também todos os projetos aprovados do anterior PDIRT-2018-2027.

QUADRO 6-19

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

Designação dos projetos	Indutor de desenvolvimento da RNT					Instalações (nº)			Painéis (nº)			
	Integração de mercados e concorrência	Ligação a polos de consumo	Gestão do Sistema em ambiente de Mercado	Desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar eólico (PNEC 2021-2030)	Sustentabilidade	400 kV	220 kV	150 kV	400 kV	220 kV	150 kV	60 kV
Ligação a 400 kV Alqueva-Divor				X					2			
Nova linha a 400 kV Pedralva-Sobrado	X			X					2			
Reforço da ligação Ferro - Fundão				X						2		
Ligação a 400 kV Fundão-zona do Pocinho			X	X		1			4			
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 1			X	X								
Ligação a 220 kV V.P.Aguiar-Carrapatelo				X						2		
Ligação a 400 kV R. Maior-zona Carvoeira-zona Alm. Bispo-Fanhões			X	X					2			
Reforço de ligação entre o Baixo Alentejo e a região de Lisboa/Setúbal				X					4			
Reforço do eixo litoral centro a 400 kV			X	X					2			
Ligação a 400 kV Divor-Pego				X					2			
Reforço da capacidade de transporte em linhas da RNT 2025-2029 - Fase 2			X	X								
Ligação a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça				X					2			
Compensação de reativa pós 2025			X	X					2			
Criação do injecto Pegões		X										3
Otimização de Corredores na Região Demarcada do Alto Douro Vinhateiro					X							
Reformulação da rede de 220 kV na zona do Porto - Fases 1, 2 e 3					X							
Reformulação da rede de 220 kV na zona de Lisboa - Fases 1, 2 e 3					X	1						
Painéis de linha para ligação de promotores										1	2	2

6.5. PERDAS NA RNT

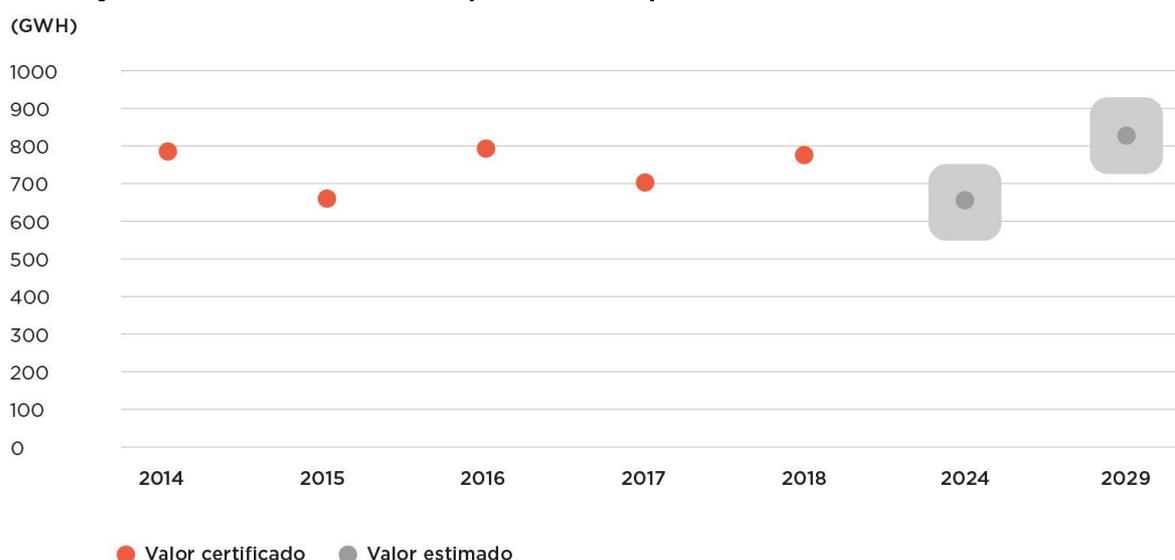
As perdas numa rede de transporte de energia eléctrica são bastante voláteis e dependem de um conjunto de condicionantes que resultam de opções sobre o dimensionamento dos seus elementos, de soluções topológicas, de condições de exploração, etc. Em Portugal, o perfil de operação dos centros produtores, com elevada dependência dos regimes hidrológicos e de eolicidade, tem um efeito bastante pronunciado nas perdas da RNT, uma vez que os meios de grande produção térmica estão maioritariamente localizados na faixa litoral do centro e sul e mais próximos das zonas de maior consumo, e os hídricos e eólicos estão essencialmente a norte e no interior, posicionados de uma forma mais dispersa e afastada dos grandes centros de consumo. Desta forma, regimes húmidos ou com forte produção eólica, em que a energia é transmitida a maiores distâncias, conduzem a perdas mais elevadas na rede.

O desenvolvimento que se tem verificado na RNT, associado a uma otimização da gestão do SEN, tem permitido acomodar um volume cada vez maior de produção renovável sem que se tenha registado um incremento significativo das perdas na rede (ver capítulo 2.6).

A quantificação dos valores expectáveis de perdas numa determinada rede, cuja estrutura se modifica ao longo do tempo, tem, naturalmente, associado um nível de incerteza não despreciable. A Figura 6-16 representa uma banda estimada de evolução para as perdas na RNT para o horizonte temporal do PDIRT, considerando a realização dos Projetos Base e dos Projetos Complementares. Do ponto de vista do parque produtor e de trocas com Espanha, foram tidos em conta cenários médios, ou seja, assumindo a não ocorrência de regimes mais extremados de produção hídrica e/ou eólica ou mesmo de trocas internacionais.

FIGURA 6-16

Evolução do valor absoluto esperado das perdas na RNT



Verifica-se que os valores estimados para as perdas na RNT no horizonte de 2024 se situam numa gama onde se enquadram os valores registados em 2015 e 2017. Para 2029, esta estimativa aponta para valores um pouco superiores, situando-se mesmo acima dos registos mais elevados dos últimos cinco anos, ocorridos em 2014, 2016 e 2018 (estes com valores muito próximos entre si). Todavia, há que salientar o elevado grau de incerteza associado a esta estimativa, face à multiplicidade de cenários possíveis no conjunto dos perfis de geração utilizados, em conjugação com os volumes de trocas internacionais efetivamente realizadas.

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*⁵⁷ não fosse inferior a 10%, tendo este objetivo, mais tarde (em outubro de 2014), sido alargado para 15% em 2030. Nos últimos anos, no sistema elétrico Português este índice tem apresentado valores na casa dos 8%.

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 2019, nomeadamente os associados à integração das centrais hidroelétricas de Salamonde II e Frades II (conclusão do eixo a 400 kV Pedralva – zona de P. Lima – V. N. Famalicão), assim como os que se encontram previstos na rede espanhola, permitirão alcançar valores sustentados de capacidade de interligação com mínimos de 2 600 MW no sentido de Portugal para Espanha e de 2 000 MW de Espanha para Portugal.

Por forma a incrementar o valor da capacidade de interligação, encontra-se previsto no horizonte de 2021 a construção de uma nova interligação na zona do Minho, ligando as subestações de Ponte de Lima, em Portugal, com a de Fontefría, em Espanha, a qual, em concordância com a evolução global prevista para o sistema elétrico ibérico, permitirá que se passe a ter valores sustentados de capacidade de trocas entre os dois países acima de 3 000 MW.

O quadro que se apresenta de seguida ilustra a estimativa da evolução da capacidade de interligação entre Portugal e Espanha para os horizontes 2020, 2024 e 2029.

⁵⁷ Definido para cada Estado-Membro como o quociente entre o valor da capacidade de interligação e a totalidade da potência instalada nos centros eletroprodutores.

QUADRO 6-20

Previsão dos Valores Mínimos⁽¹⁾ Indicativos da Capacidade Comercial de Interligação

(Limitações Previsionais só de rede)

	Portugal -> Espanha [MW]	Espanha -> Portugal [MW]
2020	2 600	2 000
2024	3 200	3 600
2029	3 200 - 3 500	3 600 - 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.

Uma vez que a capacidade de interligação é fortemente dependente da topologia das redes e da constituição dos parques eletroprodutores português e espanhol, entre outros fatores, e existindo alguma incerteza quanto à evolução dos parques produtores solar e eólico, nomeadamente no que se refere à sua localização ao longo do território, para o horizonte de mais longo prazo deste Plano – 2029 – as capacidades de interligação são apresentadas sob a forma de bandas mais prováveis.

Salienta-se também que em relação aos valores apresentados, poderão vir a ocorrer reduções, em períodos limitados no tempo, motivadas por indisponibilidades de elementos de rede ou limitações associadas a condições de menor disponibilidade do parque produtor português e/ou espanhol.

Com o objetivo de evitar potenciais restrições de capacidade, nomeadamente no sentido de Espanha para Portugal, fruto do acréscimo de potência de produção instalada que se prevê para a região do Minho (centrais hidroelétricas da cascata do Tâmega, assim como novas centrais eólicas e solares na região do Minho), e propiciando mesmo um ligeiro aumento na capacidade de interligação, foi identificado como solução a construção de uma nova linha a 400 kV, ligando a atual subestação de Pedralva e a futura de Sobrado.

A REN apresentou a candidatura da linha Pedralva – Sobrado ao estatuto de Projeto de Interesse Comum, ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 347/2013 do parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, tendo-lhe sido atribuída essa classificação nas primeira, segunda e terceira listas de PIC da UE. Presentemente, este projeto é candidato a integrar a quarta lista de PIC da EU, a qual se prevê vir a ser publicada até final do ano de 2019.

Tendo em consideração os valores previstos até 2029/2030 para a evolução, quer do parque produtor português (potência instalada da ordem dos 30 GW, em alinhamento com os objetivos traçados na proposta de PNEC 2021-2030), quer da capacidade de interligação, estima-se para o horizonte 2029/2030 que o indicador 'interconnection ratio' possa estar numa gama entre 12% e 14%⁵⁸. 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.

⁵⁸ Considerando o intervalo 3 600 MW a 4200 MW de capacidade de interligação, no sentido de importação.

Ainda no âmbito da capacidade de interligação internacional para trocas comerciais, atualmente encontram-se em curso estudos para avaliação de uma possível futura interligação elétrica entre Portugal e Marrocos. No entanto, não existindo de momento uma decisão tomada quanto à sua construção nem uma definição quanto às características técnicas do projeto, o seu eventual impacto no SEN será analisado em futuras edições do PDIRT, na posse de informação mais assertiva.

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 a política energética nacional, com a concessionária da RND, com os grandes consumidores ligados diretamente em MAT e com o operador da rede de transporte de Espanha.

Os reforços de rede, para além de satisfazerem as necessidades para as quais foram estudados, facultam, por vezes, uma margem de capacidade adicional, possibilitando a ligação de novos consumos ou centros de produção. Tal deve-se ao facto de os elementos que integram os novos reforços de rede serem, por uma questão técnico-económica de projeto, construção, operação e manutenção, padronizados ao nível das suas características eléctricas (nomeadamente a sua capacidade nominal), originando que as soluções propostas acabem, em alguns casos, por facultar um valor de capacidade um pouco superior às estritas necessidades do caso em apreço.

No que diz respeito à oferta de energia, a liberalização do sistema eletroprodutor e a aposta nas energias renováveis, com um elevado grau de incerteza na sua localização, produtividade e data de concretização, vieram alterar o paradigma tradicional, que era baseado em cenários de evolução do sistema produtor de maior estabilidade. As capacidades de receção, consignadas no Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua atual redação, e definidas de forma previsional, constituem assim, neste ambiente de incerteza, um suporte e um instrumento de referência para o processo de atribuição de pontos de ligação a novos centros produtores. Neste contexto, com o objetivo de fazer face à dinâmica de atribuição dos pontos de receção, ressalta a necessidade de avaliação dos valores futuros de capacidade de receção na RNT, tendo em consideração as perspetivas mais recentes quanto à evolução futura da rede interligada.

Tal como referido no subcapítulo 3.6., de acordo com a evolução prevista para o sistema eletroprodutor até 2029, face à potência que se encontrava instalada no final de 2018, perspetiva-se um crescimento de aproximadamente 11 GW de potência instalada em aproveitamentos renováveis, excetuando a 'grande hídrica', dos quais se estima que cerca de 7,5 GW sejam para aproveitamento da energia solar e aproximadamente 3 GW em aproveitamento do recurso eólico.

Tendo em consideração a localização do recurso renovável (nomeadamente o solar e o eólico) em Portugal continental e os pedidos de informação sobre capacidade de receção disponível na rede recebidos da parte de promotores para ligação de nova potência, infere-se que, maioritariamente, as regiões mais a sul, 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.

6.7.2. Metodologia de cálculo

A avaliação da capacidade adicional para a ligação de novos centros produtores, pode ter na sua base duas abordagens distintas:

Individual – o valor de capacidade adicional calculado para cada nó individualmente, tem como pressuposto não haver qualquer outra nova injeção nas outras subestações/zonas que se encontrem eletricamente próximas;

Simultânea – o valor de capacidade adicional calculado para cada nó admite que nas subestações/zonas eletricamente próximas também poderão vir a ser ligados outros novos centros eletroprodutores.

Na primeira abordagem, individual, a informação retirada tem um grau de relevância baixo, na medida em que a capacidade efetiva em cada nó da rede pode variar bastante, consoante as potências que venham a ser atribuídas/licenciadas nas subestações/zonas que se encontrem eletricamente próximas.

Dada a dinâmica de atribuição de potência de ligação para novos centros eletroprodutores, a metodologia de avaliação de capacidades simultâneas mostra-se a mais adequada, não só porque não condiciona a resposta a um determinado pedido de existência de capacidade às solicitações de todos os outros anteriores considerados individualmente (o que seria complicado de gerir e dificilmente possibilitar dar informação ao promotores quando estão em apreciação vários pedidos em simultâneo), como também permite disponibilizar aos *stakeholders* uma maior garantia de existência de capacidade, de forma mais independente de outras solicitações que possam ocorrer nas subestações/zonas eletricamente próximas.

A avaliação da capacidade da rede é suportada em análises de regimes de operação da RNT considerando condições normais (disponibilidade de todos os elementos da rede) e de contingência (com indisponibilidade de elementos de rede), e no estrito cumprimento dos 'Padrões de segurança para Planeamento da RNT' (constante no Regulamento da Rede de Transporte apresentado no Anexo 1). Estas análises têm, fundamentalmente, em conta as restrições que resultem do seguinte:

- ✓ Verificação da adequação da capacidade de transporte dos elementos da RNT (linhas, autotransformadores, transformadores, etc.);
- ✓ Verificação do cumprimento do perfil de tensões admissíveis na RNT;
- ✓ Garantia de segurança, estabilidade e nível da qualidade de serviço (harmónicas, *flicker*, etc.) do sistema elétrico tanto em regime permanente como em regime dinâmico. Em especial, prevenir eventuais situações mais gravosas, na sequência de defeitos na RNT, que possam conduzir a disparos de geração superiores a 2 000 MW;
- ✓ Manutenção de valores adequados da capacidade de interligação com Espanha.

O cálculo é efetuado com base na melhor estimativa dos fluxos de potência na RNT, para um leque alargado de cenários plausíveis de operação da rede dos horizontes em estudo, fluxos esses que são também fortemente influenciados pelo funcionamento integrado dos dois sistemas elétricos ibéricos e de nova geração que venha, entretanto, a ser atribuída.

Dada a elevada quantidade de combinações distintas para a alocação de potência pelas diversas subestações da RNT, torna-se inviável assegurar a existência de capacidades simultâneas para elevados montantes a nível global, tendo em conta a incerteza associada, quer à localização dos futuros centros eletroprodutores, quer a outros fatores externos como seja a evolução do sistema eletroprodutor espanhol. Assim, após uma atribuição de capacidades atingindo um valor global de 400 MVA, revela-se necessário efetuar uma reavaliação das capacidades de receção no sentido da sua confirmação ou alteração.

Neste contexto, a estimativa das capacidades de receção é atualizada numa base periódica, de modo a incorporar a efetiva taxa de concretização, quer dos novos centros produtores quer de reforços na própria RNT, como ainda a composição da rede e do parque produtor em Espanha com a qual a RNT se encontra interligada.

Para o curto prazo, apresentam-se no Quadro 6-23, de forma desagregada por 'zona de rede', subestação e nível de tensão, os valores de capacidade de receção de nova geração na RNT à data de 31 de maio de 2019. Esta informação é também reportado anualmente pelo ORT através da Caracterização da RNT⁵⁹.

Para o médio/longo prazo, os acréscimos de capacidade de receção resultantes dos reforços de rede propostos neste PDIRT são apresentados por zona geográfica, Quadro 6-25, dada a incerteza sobre a evolução, não só da rede como também do próprio parque eletroprodutor e dos trânsitos transfronteiriços, nomeadamente nos horizontes de longo prazo, tendo como objetivo transmitir a ordem de grandeza dos montantes disponíveis em cada área. Neste contexto, os referidos acréscimos de capacidades de receção deverão ser reavaliados e confirmados em futuras edições do PDIRT, tendo em conta a efetiva evolução das redes e dos sistemas eletroprodutores português e espanhol.

Caso se venham a registar alterações significativas nos fluxos transfronteiriços, pode acontecer a necessidade de introduzir alterações aos valores de capacidade para nova receção ainda disponíveis, em particular nas regiões geograficamente próximas dos eixos de interligação com Espanha, de forma a não comprometer os valores de capacidade de interligação entre Portugal e Espanha.

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

Do largo conjunto de potências já atribuídas ou cativas pela DGEG para ligação à rede de novos centros eletroprodutores, existe um subconjunto de projetos que ainda não se encontram em serviço (ligados à rede). No Quadro 6-21 apresenta-se a potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa à data de 31 de maio de 2019, e que ainda não se encontra ligada à rede.

Na subestação de Sines, encontra-se reservada, ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006, a potência de 800 MW destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa. Do ponto de vista das capacidades de receção de nova geração na RNT, está entendido que a ligação à RNT na subestação de Sines da central objeto

⁵⁹ "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede" documento publicado pelo ORT em março com periodicidade anual.

desta Portaria, mantendo-se esta em vigor, tirará partido de parte da capacidade de rede utilizada pela atual central a carvão de Sines, após a sua desclassificação, razão pela qual esta reserva de potência não aparece no Quadro 6-21.

No Quadro 6-22 encontra-se um resumo dos pedidos de informação de existência de capacidade de receção na RNT efetuados pelos promotores junto do ORT no ano de 2018, para a instalação de centros eletroprodutores solares.

QUADRO 6-21

Potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa e que ainda não se encontra ligada à rede [MVA] à data de 31 de maio de 2019

Instalação da RNT	Grande Térmica e Grande Hídrica ^{a)} [MVA]	Outros centros produtores [MVA]	Instalação da RNT	Grande Térmica e Grande Hídrica ^{a)} [MVA]	Outros centros produtores [MVA]
A. Mira	-	11	Oleiros	-	9
Alcochete	-	59	Ourique	-	50
Alqueva	-	122	P. Alto	-	79
Batalha	-	96	Paraimo	-	63
Bodiosa	-	14	Pedralva	-	20
C. Branco	-	51	Pereiros	-	67
Canelas	-	10	Pocinho	-	35
Carrapatelo	-	5	Pombal	-	17
Carregado	-	87	Portimão	-	101
Carriche	-	6	Prelada	-	2
Carvoeira	-	14	Riba d'Ave	-	48
Chafariz	-	93	Ribeira de Pena ^{b)}	1295	-
Custóias	-	14	Rio Maior	-	64
Ermesinde	-	7	Sacavém	-	3
Estarreja	-	7	Santarém	-	189
Estoi	-	25	Sete Rios	-	6
Estremoz	-	60	Setúbal	-	104
Évora	-	37	Sines	-	353
F. Alentejo	-	81	Tábua	-	44
F. Ferro	-	14	Tavira	-	353
Fafe	-	4	Torrão	-	2
Falagueira	-	50	Trajouce	-	2
Fanhões	-	28	Tunes	-	14
Feira	-	18	V. Chã	-	42
Ferro	-	13	V. Fria	-	44
Fridão ^{b)}	266	-	Valpaços	-	44
Lavos	-	53	Vermoim	-	43
Macedo	-	7	Vila P. Aguiar	-	4
Mogadouro	-	67	Zézeze	-	57
Mourisca	-	9			

a) Entende-se como Grande Hídrica, os centros eletroprodutores hídricos com potência instalada superior a 30 MW.

b) Instalação futura.

QUADRO 6-22

Total dos pedidos* formulados junto do ORT relativamente a projetos solares em 2018

Subestação	Nível de Tensão	Total de Pedidos		Subestação	Nível de Tensão	Total de Pedidos	
	[kV]	Número	Potência [MVA]		[kV]	Número	Potência [MVA]
Valpaços	60	2	79	Santarém	60	3	183
Recarei	60	2	48	Rio Maior	60	10	365
Torrão	60	1	40	Fanhões	60	1	30
Carrapatelo	220	1	83	Carvoeira	60	2	16
Armamar	220	1	95	Porto Alto	150	2	200
Lagoaça	400	1	120		60	6	236
	220	4	198	Trafaria	60	2	39
Macedo de Cavaleiros	60	6	72	Palmela	150	3	550
	220	3	273	Setúbal	60	4	121
Pocinho	60	3	137	Alcochete	400	6	893
Bodiosa	60	1	49		60	24	840
	220	6	702	Sines	400	12	1404
Ferro	60	8	203		60	15	753
Vila Chã	60	4	86	Estremoz	400	1	162
Tábua	60	3	129		60	8	296
	220	2	190	Divor	400	2	505
Paraimo	60	1	48		60	13	799
Pereiros	60	3	138	Alqueva	60	4	106
	400	1	338		150	1	120
Lavos	60	4	165	Ferreira do Alentejo	60	9	238
Batalha	60	1	60		400	5	781
Zêzere	60	3	95	Ourique	150	1	77
Castelo Branco	60	1	23		60	9	411
	400	2	199		400	1	164
Falagueira	150	1	80	Tavira	150	1	119
	60	3	71		60	3	96
Pego	400	3	390	Portimão	60	1	15
Carregado	60	1	60	Tunes	60	1	33
				TOTAL		150	13719

(*) - Não estão contabilizados os pedidos apresentados diretamente ao ORD, sem que o ORT tenha sido consultado.

Da observação do quadro anterior pode-se constatar um elevado interesse por parte dos promotores na instalação de centrais de aproveitamento da energia solar na região sul (Alentejo e Algarve). Não obstante, também se tem verificado a existência de um número não dispiciente de pedidos/potência para o restante território de Portugal continental, incluindo nas regiões mais a norte.

6.7.4. Capacidade de receção para o curto prazo

Tendo por base a informação sobre atribuição/cativação de capacidade de receção por parte da DGEG (ver Quadro 6-21) e a topologia da rede a 31 de maio de 2019, a RNT dispõe de um

potencial de capacidade de receção para nova geração (ainda não atribuída/cativa), que se encontra distribuído ao longo de toda a rede, conforme reportado, de forma desagregada por 'zona(s) de rede', no Quadro 6-23.

No Anexo 13 pode ser visto, sob a forma de quadro, uma discretização por subestação e nível de tensão, da seguinte informação: (i) potência que se encontra atribuída/cativa pela DGEG, com referência a 31 de maio de 2019; (ii) capacidade disponível para receção de nova geração com a estrutura da RNT a 31 de maio de 2019; (iii) acréscimo de capacidade de receção que resulta com a realização dos projetos deste PDIRT.

Da análise ao Quadro 6-23 é possível constatar que uma parte apreciável do montante de capacidade de receção localiza-se mais junto dos grandes eixos a 400 kV que se estendem ao longo do litoral desde Braga até à região da Grande Lisboa (rede mais desenvolvida em consequência de um consumo mais elevado nesta faixa litoral face à produção existente), e não tanto no interior onde, por seu lado, reside a maior fatia do potencial renovável.

Os significativos montantes de potência de centros eletroprodutores que se encontram ligados ou já licenciados nas redes de MT e AT conduzem, de forma genérica nas regiões de maior apetência para a instalação de centros produtores baseados em energias renováveis, a uma saturação da capacidade de receção no nível de tensão de 60 kV, tal como pode ser constatado no Quadro 6-23 e na 'Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede | Situação a 31 de Dezembro de 2018'. Nos casos em que a capacidade no nível de 60 kV é inferior à do nível MAT da mesma subestação, a limitação resulta da capacidade de transformação MAT/AT instalada. Com os pressupostos contidos nesta proposta de PDIRT, prevê-se que o adicional de capacidade de receção de nova produção indicada, se localize maioritariamente nos níveis de tensão de MAT, em particular nas zonas de maior apetência de recurso renovável.

De referir que a instalação de autotransformação na futura subestação de Ponte de Lima ligando os níveis de tensão de 400 e 150 kV, ao permitir um meio alternativo de escoamento da produção injetada na rede de 150 kV local, para a rede de 400 kV, cria condições para a possibilidade de transferência de 200 MVA de capacidade que se encontra disponível na rede de 400 kV, para a de 150 kV da respetiva área, disponibilizando assim condições para uma mais eficiente ligação à rede por parte de centrais de média dimensão.

Conforme já referido, importa salientar que os valores de capacidade de receção de nova geração apresentados são fortemente dependentes, quer da evolução do sistema eletroprodutor, português e espanhol, quer dos locais onde ao longo do tempo vai sendo atribuída potência para a instalação de novos centros eletroprodutores, cujo grau de incerteza é tanto maior quanto mais dilatado for o horizonte em análise. Neste contexto, acompanhando a evolução efetiva dos pressupostos subjacentes à apresentação da estimativa das capacidades de receção, nomeadamente à efetiva localização da potência que entretanto venha a ser atribuída, terá de ser efetuada uma reanálise às condições previsionais de funcionamento da rede para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação, com conseqüente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede, caso venham a ocorrer alterações significativas dos fluxos energéticos nos eixos de interligação com a rede de Espanha ou de perspetiva de atribuição de potência de geração num montante superior a 400 MVA num período de dois anos.

QUADRO 6-23

Estimativa da capacidade disponível para a receção de nova geração na RNT
Valores Indicativos para além da potência indicada pela DGEG como atribuída/cativa à data de 31 de maio de 2019⁶⁰

Zona de rede	Barramento	[kV]	Capacidade atual (MVA)		Zona de rede	Barramento	[kV]	Capacidade atual (MVA)	
			Restrição individual	Zona(s)				Restrição individual	Zona(s)
1	Riba d'Ave	400		0	21	Paraimo	220		340
	Riba d'Ave	60			22	Paraimo	400 ^{b)}		
10	Fafe	150		0	23	Estarreja	220 ^{b)} ou 60	90	340
	Fafe	60			24	Mourisca	220 ^{b)} ou 60		
2	Recarei	400		0	26	Lavos	400		696
	Sobrado	400 ou 220			27	Pombal	60 ^{b)}	d)	
	Vermoim	400			29	Batalha	400 ou 60		
2 A	V. N. Famalicão	400		599	36	Rio Maior	400 ou 220		24
	Recarei	220 ou 60			30	Zêzere	220 ou 60		
8	Vermoim	220 ou 60 ^{b)}		0	35	Santarém	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}		220
	Prelada	220 ou 60 ^{c)}			33	Falagueira	400		
9	Custóias	220 ou 60 ^{b)}		0	34	Pego	400		220
	Ermesinde	220 ou 60			35 A	Carregado	220 ou 60 ^{c)}		
11	Canelas	220 ou 60		0	38	Carvoeira	220	100	335
	Mogadouro	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}			37	Ribatejo	400	0	
12	Macedo	220 ou 60		0		Fanhões	400 ou 220 ou 60 ^{c)}		335
	Valpaços	220 ou 60				A. Mira	400 ^{b)} ou 220 ^{b)} ou 60		
3	Frades	150		0	39	Sete Rios	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}		104
	Frades	60				Zambujal	220 ou 60 ^{c)}		
4	Vieira do Minho	400		0	40	Trajouce	220 ou 60 ^{c)}		104
	Ribeira de Pena	400			41	Carriche	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}		
	Pedralva	400 ou 150			42	Sacavém	220 ^{b)} ou 60 ^{c)}		
5	P. Lima	400		0		Alto São João	220 ou 60 ^{c)}		104
	V. Fria	150 ou 60			43	P. Alto	150	90	
6	Oleiros	150 ou 60		0		60	50	104	
	Torrão	220 ^{b)}	120		44	F. Ferro	150 ou 60		
13	Torrão	60	51	0		Trafaria	150 ou 60		104
	Torrão	220 ^{b)}			45	Palmela	150		
14	Carrapateiro	60	0	272		Setúbal	150 ou 60 ^{b)}		104
	Valdigem	220	100			Palmela	400		
15	Vila P. Aguiar	220 ou 60	0	0	46	F. Ferro	400		104
	Valdigem	60	0			Pegões	400		
15 A	Armamar	400		303		Alcochete	60		104
	Armamar	220	100		48	Évora/Divor ^{b)}	400 ou 60 ^{c)}	0	
18	Bodiosa	400		0	48 A	Estremoz	400 ou 60	d)	19 ^{e)}
	Bodiosa	60	0		47	Sines	150		
16 A	Lagoaça	400		120		60		19 ^{e)}	
	Lagoaça	220	50		50	Sines	400		
17	Pocinho	220		160		400 ^{b)} ou 150 ^{b)}	0	32 ^{e)}	
	Pocinho	60	40		52	Ourique	150 ^{b)}		d)
19	V. Chã	220 ^{b)} ou 60		0		60		32 ^{e)}	
	Chafariz	220			49	Alqueva	400		0
19 B	Fundão	400 ou 220		0		60		32 ^{e)}	
	Ferro	220			54	Portimão	400 ou 150		0
31	C. Branco	220 ou 150		0	53 A	Tavira	400		0
	C. Branco	60				Estoi	150 ou 60		
32	Falagueira	150		85	53	Tavira	150		0
	Falagueira	60				Tavira	60		
20	Tábua	220		0				0	
	Tábua	60	0						
25	Pereiros	220 ou 60		85				0	
	Pereiros	220							
25	Penela	220		0				0	
	Penela	60	0						

- Os valores a sombreado traduzem restrições individuais da potência de receção para o nível de tensão assinalado, não sendo cumulativos com o valor máximo que se encontra expresso na respetiva zona de rede.
- Nos níveis de tensão em que não esteja mencionada qualquer restrição individual, terá de ser avaliado, caso a caso, a viabilidade de atribuição de capacidade de montante superior a 250, 150, 150 e 100 MVA, respetivamente nas tensões de ligação de 400, 220, 150 e 60 kV.
- A eventual atribuição de capacidade num montante global superior a 400 MVA num período de tempo inferior a dois anos, exige a análise prévia das condições de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança da rede, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede.
- Não estão considerados nesta tabela os projetos que participaram no sorteio de abril de 2018 e que aguardam a existência de capacidade.
 - Subestação de Évora da RNT com desativação prevista no médio/longo prazo.
 - Não existem painéis livres para novas ligações. Necessidade de estudar a viabilidade de uma possível ampliação.
 - O barramento neste nível de tensão pertence à Rede Nacional de Distribuição de eletricidade.
 - Por não haver nesta subestação segurança 'n-1' na ligação à RNT, o valor da capacidade de receção encontra-se limitado à capacidade que o ORD tenha para escoar a totalidade da produção afeta a este injetor em caso de indisponibilidade da referida ligação. Não obstante, o valor da potência total (ligada e atribuída) na rede da zona de influência das subestações de Estremoz, Ourique e Pombal não poderá vir a ser superior a 85 MVA, 115 MVA e 150 MVA, respetivamente.
- No conjunto das ZR nº 47, 49, 50, 51, 52, 53, 53A e 54, o total da capacidade de receção para novos centros eletroprodutores, para além da potência já atribuída e/ou cativa, encontra-se limitado a 32 MVA.

⁶⁰ Este quadro já considera a desativação da potência que se encontrava atribuída para uma central termoelétrica de ciclo combinado na subestação de Sines.

Capacidades de receção para o médio/longo prazo

Da comparação entre as capacidades de receção para nova geração previstas na RNT para 2019 e a localização do recurso renovável (este em grande parte com base nas solicitações recebidas da parte de promotores para ligação de nova potência), verifica-se ser limitada a capacidade para instalação de novos centros eletroprodutores, nomeadamente na região sul (Alentejo e Algarve).

Neste contexto, o Quadro 6-24 identifica os projetos (apresentados em detalhe no capítulo 4 e 5.), com impacto ao nível dos valores das capacidades de receção de nova geração na RNT.

QUADRO 6-24

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

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

Nova linha a 400 kV Alqueva - Divor (PR1901)
Reforço da ligação Ferro - Fundão (PR1903)
Nova linha a 400 kV Fundão - Zona do Pocinho (PR1904)
Reforços da capacidade de transporte em linhas da RNT (PR1907)
Nova linha a 400 kV Ferreira do Alentejo - Pegões (PR1905)
Individualização dos ternos da linha dupla Pegões - Fanhões (PR1905)
Nova linha a 400 kV Rio Maior - (Almargem) - Fanhões (PR0903)
Nova linha a 400 kV Rio Maior - Lavos (PR1908)
Nova linha a 400 kV Divor - Pego (PR1909)
Nova linha a 400 kV Pedralva - Sobrado (PR0911)
Nova linha a 220 kV V.P.Aguiar - Carrapatelo (PR0913)
Nova linha a 400 kV Ribeira de Pena - Lagoaça (PR1207)

Na medida em que para diversos casos o acréscimo de capacidade de receção só é conseguido com a realização de mais do que um projeto (PR) de reforço de rede, apresenta-se no Quadro 6-25 a estimativa de acréscimos de capacidade de receção na RNT associados a cada projeto ou associação de projetos apresentados nesta proposta de Plano com impacto na capacidade de receção.

Na generalidade dos casos os acréscimos de capacidade identificados situam-se essencialmente nos níveis de tensão de MAT das correspondentes áreas assinaladas. A disponibilização de parte dessas potências no nível de AT das subestações locais da RNT carece de análise adicional a realizar caso a caso, tendo em conta a capacidade de transformação MAT/AT. Refira-se que nos casos em que havendo capacidade de receção no nível MAT mas que seja reduzida, ou até mesmo nula, a capacidade no barramento de AT das subestações da RNT, tal se deve a um excedente significativo da produção face ao consumo das referidas subestações. Nestes casos, não sendo necessário reforçar a capacidade de transformação MAT/AT por questões de alimentação do consumo, a capacidade de receção na AT ficará limitada, podendo esta restrição vir a ser ultrapassada caso o Concedente venha a decidir no sentido do reforço da capacidade de transformação MAT/AT para efeitos de receção de nova produção em AT.

QUADRO 6-25

Estimativa de acréscimo das capacidades de receção para nova geração

Unidade : MVA

Projeto	Áreas geográficas								Total
	A e B	C e D	E	F e H	G	I	J	L, M e N	
PR1901 - "Alqueva - Divor"								700 ¹⁾	700
PR1903 - "Ferro - Fundão"									
PR1904 - "Fundão - Pocinho"		100		500				100	700
PR1907 - "Upratings (Fase 1)"									
PR1905 - "F. Alentejo-Pegões"									
PR0903 - "R. Maior - (Almargem) - Fanhões"						300	200	400	900
PR1908 - "R. Maior - Lavos"									
PR1909 - "Divor - Pego"					100	200	300		600
PR1907 - "Upratings (Fase 2)"									
PR0911 - "Pedralva-Sobrado"	400								400
PR0913 - "V.P. Aguiar - Carrapatelo"		400							400
PR1207 - "R. Pena - Lagoaça"		400							400
Total	400	900	500	100	500	600	1100	4100	

1) Para além da nova linha a 400 kV Alqueva – Divor, é necessário a concretização do eixo a 400 kV F. Alentejo – Ourique – Tavira (projeto este aprovado no âmbito do PDIRT 2018-2027) bem como o reforço da capacidade de transporte das linhas a 400 kV Palmela – Sines 2 e 3 e do eixo a 400 kV Palmela – Alcochete – Fanhões.

Os valores de acréscimos de capacidade de receção apresentados para as zonas I, J, L, M e N no quadro anterior, pressupõe a realização dos mesmos pela ordem que constam na tabela (por exemplo, o PR1901 é o primeiro a ser realizado). Caso venha a ocorrer uma diferente sequência de concretização dos referidos projetos, o respetivo acréscimo de capacidade terá de ser reavaliado.

Da observação dos valores apresentados no Quadro 6-25, estima-se um significativo potencial de incremento, nomeadamente em áreas de elevado potencial renovável, da capacidade para receção de nova geração com a realização dos respetivos reforços.

Não obstante, tal como referido no capítulo 3.6, faz parte dos pressupostos deste PDIRT que o aproveitamento do recurso renovável terá uma dispersão nacional, embora com maior intensidade nas zonas de maior potencial de recurso. A título de exemplo, admite-se que dos 8.1 GW de meta para aproveitamentos solares para o horizonte 2029/2030 (objetivo PNEC 2021-2030), 1.5 GW (17 a 20%) ficarão localizados nas regiões a norte do paralelo Leiria – Castelo Branco.

Conforme já referido, mais uma vez se salienta que os valores estimados para as capacidades de receção de nova geração são fortemente dependentes, quer da evolução do sistema eletroprodutor, português e espanhol, quer dos locais nos quais vai sendo atribuída potência para a instalação de novos centros eletroprodutores, cujo grau de incerteza é tanto maior quanto mais longínquo o horizonte em análise.

O elevado interesse manifestado por parte dos promotores para a construção de centros eletroprodutores para aproveitamento do recurso solar, quer em Portugal quer em Espanha, faz antever uma profunda alteração nos fluxos energéticos com elevado impacto ao nível da operação da rede ibérica cujos impactos estão fortemente dependentes quer do tipo de tecnologia quer da localização onde venham a ser instalados os centros eletroprodutores.

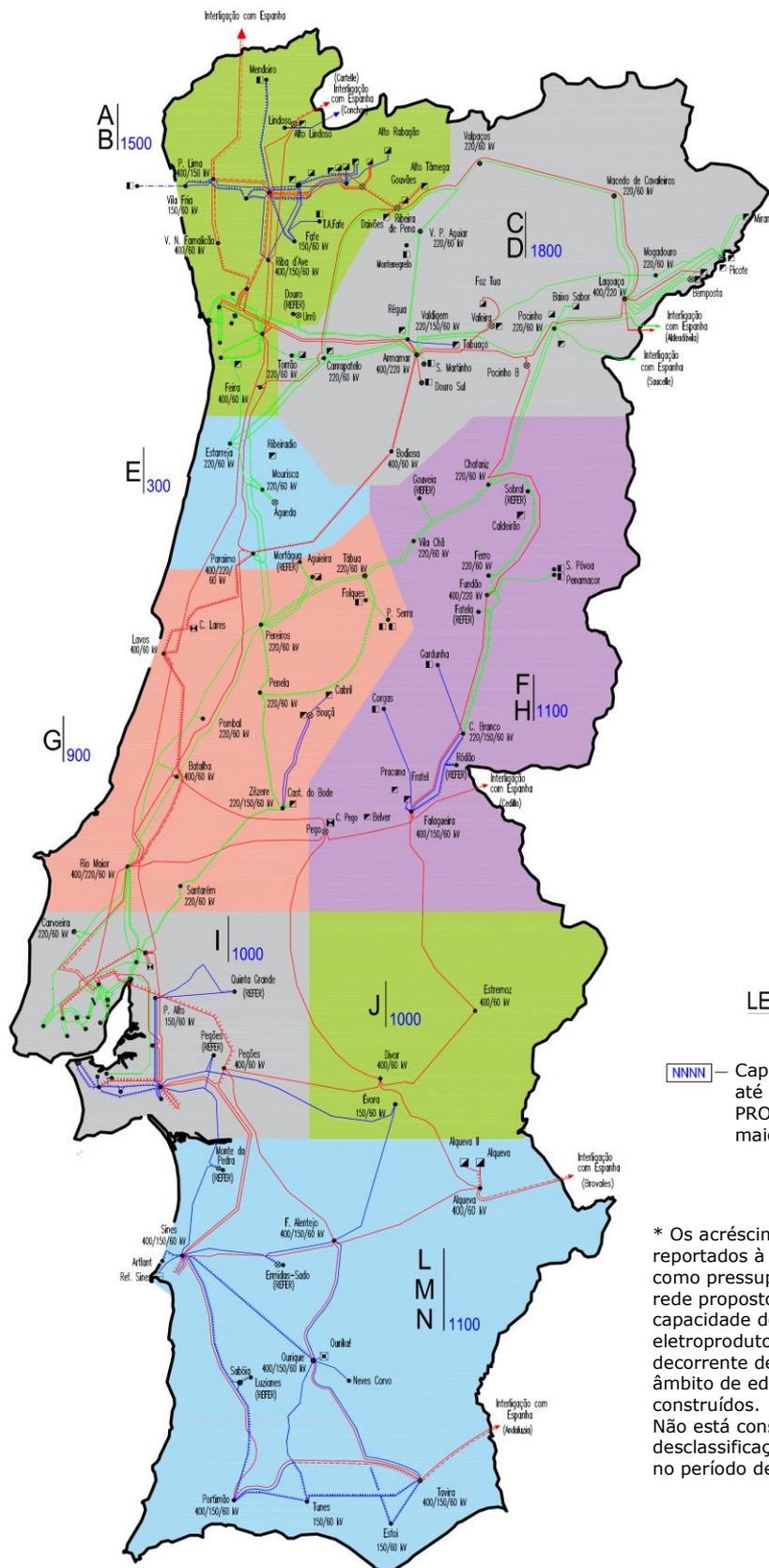
Acompanhando a evolução efetiva dos pressupostos para a apresentação da estimativa das capacidades de receção, terá de ser efetuada uma reanálise às condições previsionais de funcionamento da rede, para verificação da conformidade de operação e condições de segurança de operação, com consequente identificação do respetivo impacto ao nível das demais capacidades de receção disponibilizadas pela rede, caso se perspetive que venham a ocorrer alterações significativas dos fluxos energéticos na RNT quer, mais concretamente, nos eixos de interligação com a rede de Espanha. Deste modo, sendo o grau de incerteza associado ao acréscimo de capacidade de receção para os projetos previstos para a segunda metade do segundo quinquénio muito superior ao inerente aos projetos previstos para o primeiro quinquénio, o efetivo acréscimo das capacidades de receção associado aos projetos previstos para o final do período desta proposta de PDIRT deve ser reavaliado em próximas edições do PDIRT.

A Figura 6-17 ilustra os valores previsíveis de capacidade de receção para nova geração, à data de 31 de maio de 2019, considerando a concretização dos projetos propostos neste Plano que têm impacto na capacidade de receção para novos centros eletroprodutores, assim como a capacidade decorrente de projetos já licenciados/aprovados no âmbito de edições anteriores do PDIRT e ainda não construídos.

Para além do incremento associado aos projetos de reforço de rede apresentados neste subcapítulo, há a destacar a capacidade que ficará disponível após a desclassificação de centrais, nomeadamente as que se prevêem ocorrer no período desta proposta de PDIRT, acréscimo esse de capacidade que não se encontra refletido na Figura 6-17. Chama-se a atenção que, no caso particular da zona de Sines e tal como referido anteriormente, encontra-se reservada, ao abrigo da Portaria n.º 1074/2006, a potência de 800 MW destinada à produção de energia elétrica a partir de carvão com reduzidos níveis de emissão de gases com efeito de estufa, razão pela qual a futura desclassificação da atual central a carvão de Sines, mantendo-se em vigor aquela Portaria, apenas permitirá um acréscimo de capacidade de um montante não superior a 400 MW na região.

FIGURA 6-17

Previsão da capacidade de recepção de nova produção para o horizonte 2029*
Situação prevista para a RNT com os projetos com impacto na capacidade de recepção



LEGENDA

NNNN — Capacidade adicional de recepção até 2029 face à potência PRE e PRO ligada e reservada a 31 de maio de 2019

* Os acréscimos de capacidade aqui apresentados, reportados à data de 31 de maio de 2019, têm como pressuposto a realização dos reforços de rede propostos neste Plano com impacto na capacidade de recepção para novos centros eletroprodutores, assim como a capacidade decorrente de projetos já licenciados/aprovados no âmbito de edições anteriores do PDIRT e ainda não construídos.

Não está considerado o valor resultante da desclassificação de centrais, que venha a ocorrer no período desta proposta de PDIRT.

6.8. ANÁLISE DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6.8.1. Enquadramento

A energia elétrica, enquanto bem essencial nas sociedades modernas, está sujeita a obrigações de serviço público, nomeadamente no que respeita à qualidade do seu abastecimento e à sua disponibilização em termos adequados às necessidades dos consumidores.

A qualidade do serviço prestado no âmbito do transporte de energia elétrica é uma preocupação das várias entidades atuantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN). É tradução desta preocupação, o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) que foi revisto no ano de 2017 (publicado em Diário da Republica, 2ª série de 20 de dezembro), tendo entrado em vigor a 1 de janeiro de 2018, e que estabelece padrões, quer de natureza técnica, quer comercial, a que deve obedecer o serviço prestado, pelas diversas entidades do SEN.

O RQS define que a REN, na sua qualidade de operador da rede de transporte de energia elétrica no território do continente, deve fazer um acompanhamento exaustivo dos padrões de qualidade de serviço, nomeadamente através da publicação anual de um relatório sobre a qualidade de serviço prestada pela empresa. A informação neste relatório pretende contribuir para uma melhor compreensão de alguns aspetos correlacionados com a qualidade de serviço da rede de transporte de energia elétrica.

A RNT tem vindo a apresentar níveis de qualidade de serviço com uma progressiva e sustentada melhoria de desempenho.

O ORT tem orientado a sua ação para a consolidação dos indicadores de qualidade de serviço e de desempenho já alcançados, assegurando o posicionamento da empresa no quadrante mais exigente (menor custo e melhor desempenho) de estudos internacionais de *benchmarking* de operadores de redes de transporte.

6.8.2. Indicadores de qualidade de serviço - Projetos Base

Tendo presente a relevância socioeconómica da segurança e continuidade do abastecimento de energia elétrica com características técnicas adequadas, a qualidade de serviço foi identificada como um dos objetivos do Plano.

Nesta secção são apresentados os resultados dos indicadores de qualidade de serviço, que resultam da execução dos Projetos Base do PDIRT, de forma a evidenciar os benefícios que este aporta para a continuidade e segurança do abastecimento.

REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS

Os Quadros 6-26 a Quadro 6-28 apresentam os indicadores de continuidade e segurança do abastecimento, dos blocos de projetos relativos à remodelação de linhas, subestações e sistemas.

QUADRO 6-26

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

Remodelação e Modernização de Ativos			
Bloco de projetos	Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Melhoria para a segurança de pessoas e bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo (0-10)*
LPA.PM1 (remodelação c/ Uprating)	206	+++	5
LRA.OR (remodelação c/ Uprating)	153	+++	5
LACT.PM (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3
LACT.FN (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3
LFF.RJ (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3
LPM.SN2 (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3
LPM.SN3 (remodelação c/ Uprating)	1639	++	3

QUADRO 6-27

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos – Subestações

Remodelação e Modernização de Ativos									
Bloco de projetos	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW/M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW/M€)		Redução de capacidade de transporte em risco de indisponibilidade (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de probabilidade de falha (nº falhas/un/ano)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens (+++/++/+)	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (0-10)
Carregado	146	0,9	91	0,5	3 665	409	0,08	+++	6
Fanhões	173	1,0	159	0,9	8 909	161	0,06	+++	7
Ferreira do Alentejo	85	0,5	88	0,5	3 498	53	0,06	+++	5
Palmela	-	-	-	-	8 163	0	0,06	+++	5
Pereiros	220	1,3	198	1,2	3 750	534	0,04	+++	6
Rio Maior	154	0,9	135	0,8	6 444	215	0,05	+++	6
Vila Pouca Aguiar	51	0,3	51	0,3	1 632	334	0,02	+++	6

QUADRO 6-28

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos relacionados com Remodelação e Modernização de Ativos – Sistemas

Remodelação e Modernização de Ativos										
Bloco de projetos	Redução da carga natural em risco de interrupção (MW M€)		Redução de carga sem recurso em risco de corte (MW M€)		Redução do risco de indisponibilidade de capacidade de transporte (MVA)	Redução de potência de produção em risco de corte (MW)	Redução de ENF em risco (MWh)	Cavas de Tensão: redução da duração (%)	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Melhoria do Indicador do Estado do Activo (O-10)
Palmela	0	-	0	-	8 163	0	0	15	+++	4
Portimão	99,7	0,6	119,3	0,7	3 920	181	1 481	-	+++	5
Ribatejo	0	-	0	-	6 420	784	0	-	+++	5
Sabóia	0	-	0	-	444	0	0	-	+++	5

COMPROMISSOS COM O ORD E SEGURANÇA DE ALIMENTAÇÃO

O Quadro 6-29 e o Quadro 6-30 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 6-29

Indicadores de Continuidade e Segurança do Abastecimento para blocos de projetos Compromissos com o ORD e segurança de alimentação – Horizonte 2024

Blocos de Projetos	Compromisso com o ORD e segurança de alimentação				
	Aumento do ICP (%)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) ENF (M€/ano)*	Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
Ligação à RND, nas regiões do Minho	-	-	955 0,4		-
Ligação à RND, na região do Alentejo	-	-4%	2 635 1,0		-

* Potencial económico decorrente da redução da energia em risco

QUADRO 6-30

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

Blocos de Projetos	Compromisso com o ORD e segurança de alimentação				
	Aumento do ICP (%)	Cavas de tensão: redução da profundidade (%)	Redução de Energia em Risco (MWh/ano) ENF (M€/ano)*	Redução do TIE	Qualidade da onda de tensão
Ligação à RND, nas regiões do Minho	-	-	1 030	0,4	 -
Ligação à RND, na zona de Trás-os-Montes	-	1%	246	0,1	 -
Ligação à RND, na zona Centro	-	0%	457	0,4	 -
Ligação à RND, na região de Lisboa e Setúbal	-	1%	597	0,3	 -
Ligação à RND, na região do Alentejo	-	-8%	2 791	1,1	 -

* 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, S.A., enquanto concessionária da RNT, mas também para os outros agentes do Sistema Elétrico 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 que a expansão dos meios de produção e o reforço da RNT levam normalmente, no longo prazo, a um acréscimo continuado dos valores em questão.

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 é constituído na sua maioria por geração não convencional (entenda-se com um recurso reduzido a geradores síncronos), 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 e potenciando comportamentos incorretos de sistemas de proteção.

No Anexo 16 apresenta-se uma estimativa dos valores máximos e mínimos das correntes de defeito trifásico simétrico e monofásico (valor eficaz subtransitário) para os anos de 2020 e 2024, sendo igualmente apresentados os valores trifásicos máximos para o ano de 2029. No mesmo anexo são também apresentados os valores máximos e mínimos, previstos para 2020 e 2024, da relação X/R para a sequência direta nos barramentos MAT da RNT. Os valores aqui apresentados estão calculados num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo Projetos Base e Projetos Complementares, dado que, caso estes últimos venham a ser implementados, induzirão valores máximos de correntes de defeito superiores.

O valor máximo/mínimo em cada barramento e por ano é determinado a partir do valor máximo/mínimo da envolvente dos cenários de rede simulados relevantes de ponta, intermédio e vazio para cada ano, para dois regimes de hidraulicidade (húmido e seco), e para os períodos sazonais de inverno e verão, sendo retido o maior/menor valor determinado de entre eles. Estes cenários foram subdivididos em sub-cenários, de forma a ter em consideração a influência da produção em regime especial.

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 – Crestuma – Canelas e Vila Pouca de Aguiar - Valpaços – Macedo de Cavaleiros – Pocinho. Foi também considerada o futuro fecho de malha entre os pontos injetores de Pedralva e Vila fria.

CRITÉRIOS DE CORRENTES DE DEFEITO PARA EFEITOS DE DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS

De forma a uniformizar e sistematizar as regras de definição dos níveis de correntes de defeito nas instalações da RNT, foi desenvolvido um documento normativo designado por 'Regras de definição dos níveis de correntes de defeito para projeto de instalações da Rede Nacional de Transporte'. No Quadro 6-31 são apresentados os valores de correntes de defeito considerados para dimensionamento de instalações na RNT.

QUADRO 6-31

Correntes de defeito máximas para efeitos de dimensionamento de instalações

Níveis de tensão (kV)	400	220	150	60
Corrente de defeito máxima (kA)	40 ou 50	40 ou 50	31,5, 40 ou 50	31,5 ou 25*

*Para corrente de defeito fase-terra, quando existam saídas a cabo subterrâneo.

Plataforma de 400 kV:

Como regra geral deverá ser assumido para o dimensionamento das novas instalações e ampliações/remodelações das instalações já existentes o valor de 50 kA. Como exceção a esta regra poderão estar instalações localizadas no interior do País, em zonas com menos geração e onde não se preveja um desenvolvimento significativo da RNT, em que a regra será de 40 kA.

Plataforma de 220 kV:

Nas novas instalações sem autotransformação 400/220 kV (ou até um máximo de dimensionamento de duas unidades de autotransformação) deverá assumir-se, como regra geral, o valor de 40 kA, exceto nos casos em que se verifique um diferencial menor que 10 kA, entre o valor normativo de projeto da nova instalação (40 kA) e o valor máximo de corrente de defeito estimado no 'Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte' (PDIRT) em vigor, em que se deverá passar a assumir 50 kA. Para as novas instalações de articulação 400/220 kV com três unidades de autotransformação, deverá continuar a ser assumido o valor de 50 kA.

Para as futuras remodelações e ampliações a executar em instalações já existentes deverá ser adotado como regra geral o valor de 40 kA, exceto nas instalações com, ou em vias de evolução para, autotransformação com três unidades de 400/220 kV e nas instalações com valor máximo de

corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente superior a 31,5 kA, em que se deverá passar a assumir o valor de 50 kA.

Plataforma de 150 kV:

Para as novas instalações de 150 kV deverá ser assumido o valor de 40 kA como regra geral, exceto nos casos em que se verifique um diferencial menor que 10 kA entre o valor normativo de projeto da nova instalação (40 kA) e o valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente, em que se deverá passar a assumir 50 kA. As instalações de articulação 400/150 kV com três unidades de autotransformação, e próximas de zonas de maior concentração de produção, deverão continuar a ser dimensionadas para o valor de 50 kA.

Para as futuras remodelações e ampliações a executar em instalações já existentes deverá ser adotado como regra geral o valor de 40 kA, exceto nas instalações com, ou em vias de evolução para, três unidades de autotransformação 400/150 kV, e próximas de zonas de maior concentração de produção, e nas instalações com valor máximo de corrente de defeito estimado no PDIRT mais recente superior a 31,5 kA, em que se deverá passar a considerar o valor de 50 kA.

Como exceção às regras definidas no parágrafo anterior, encontram-se algumas instalações existentes na zona sul da RNT, em que os valores de corrente de defeito são reduzidos e com um crescimento previsto inferior ao valor máximo de corrente de defeito especificado para a instalação. Deste modo, em futuras remodelações e ampliações a realizar nas instalações de Monte da Pedra, Ermidas do Sado, Sabóia, Tunes e Estoi, deverá continuar a ser adotado o valor de 31,5 kA, enquanto nas instalações de Tavira e Portimão deverá ser mantido o atual valor de 40 kA.

Plataforma de 132 kV:

Caso venham a ocorrer evoluções nesta plataforma, serão definidos os valores de corrente de defeito a praticar no dimensionamento dos equipamentos abrangidos por essas alterações na rede de 132 kV.

Plataforma de 60 kV:

Como regra geral deverá continuar-se a assumir o valor de 31,5 kA como valor limite para as correntes de defeito trifásico e monofásico, exceto em instalações onde haja saídas com novos cabos subterrâneos da Rede Nacional de Distribuição ou de outra Entidade, onde o valor da corrente de defeito monofásico deverá ser limitado a 25 kA.

Para as instalações em que se encontrem ligados, ou na sua proximidade elétrica, cabos subterrâneos com bainha dimensionada para correntes de curto-circuito máximas de 11 kA (durante 600 ms) será necessário continuar a assumir medidas corretivas, através da instalação de reatâncias de neutro nos transformadores de potência, até esses cabos serem substituídos ou eliminados da rede, tendo o cuidado de continuar a garantir um fator de defeito à terra máximo de 1.4, correspondente a uma rede com neutro efetivamente ligado à terra.

Como é evidente, a REN, S.A. 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, características de grupos geradores, dimensionamento de reatâncias de transformadores e autotransformadores.

Não interessando, num documento como o PDIRT, desenvolver mais esta temática, indicam-se apenas as ações pontuais corretivas de controlo que têm sido necessárias levar a cabo num número pouco significativo de casos.

O ORT tem prosseguido com a análise e a concretização de soluções de controlo das correntes de defeito em alguns pontos da RNT em que no passado se detetaram ou tinham sido previstos valores para além dos limites fixados, tal como referido em anteriores edições do PDIRT.

Desde 2011, foram efetivamente instaladas novas reatâncias de neutro nos 60 kV dos transformadores das subestações de Setúbal, Carriche, Lavos, Zambujal, Prelada, Ermesinde, Vila Pouca de Aguiar e Rio Maior.

Está ainda contemplada a instalação de novas reatâncias de fase nos 60 kV dos transformadores da subestação de Lavos, com o objetivo de limitar a corrente de defeito trifásica simétrica nos 60 kV desta subestação.

CORRENTES DE DEFEITO NA RNT

A Figura 6-18 apresenta a distribuição das correntes de defeito trifásico máximas estimadas para cada nível de tensão ao longo do período de 2020 a 2029.

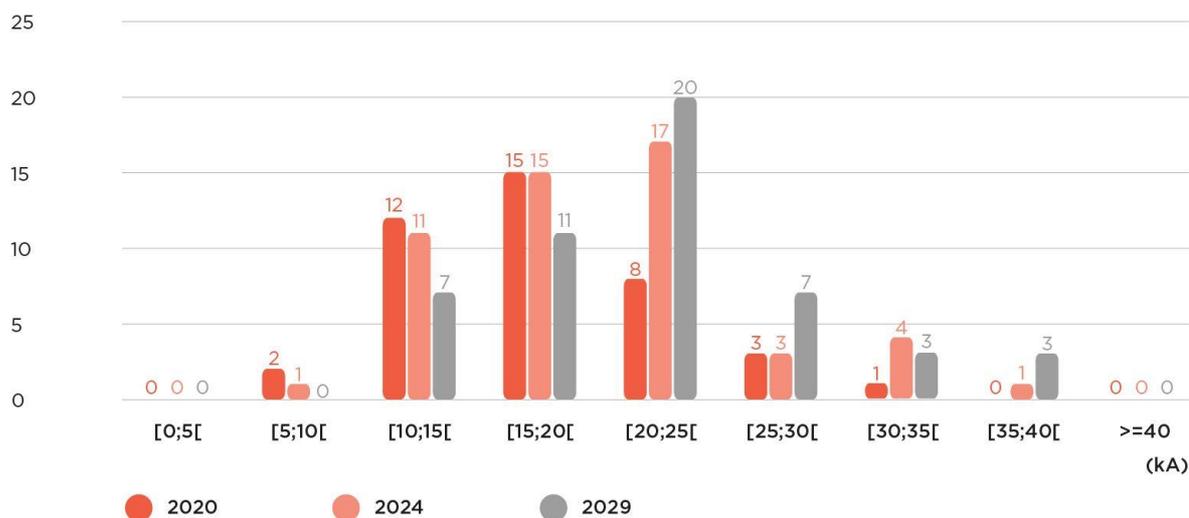
Salienta-se que os gráficos apresentados através da Figura 6-18 englobam todas as instalações onde foram calculadas as correntes de defeito, e não apenas os barramentos da RNT.

FIGURA 6-18

Classes de correntes máximas de defeito trifásico por nível de tensão estimadas para 2020, 2024 e 2029

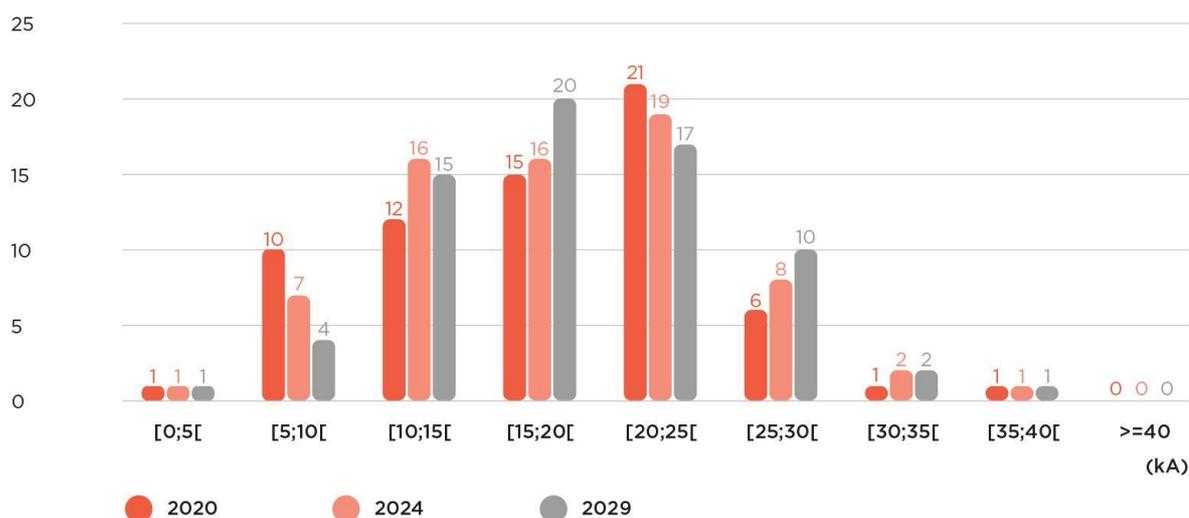
Instalações de 400 kV

Nº de Instalações



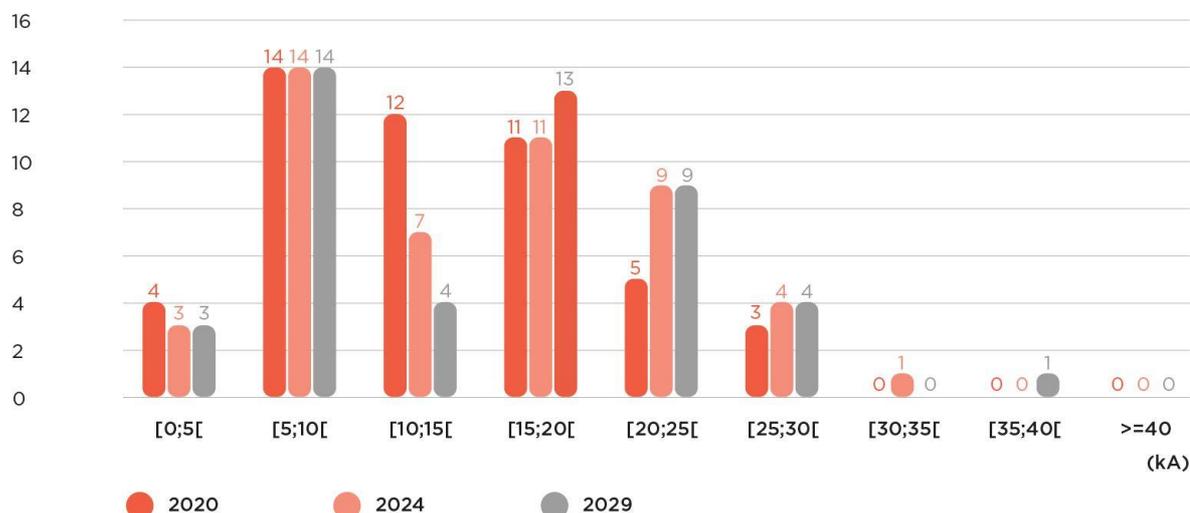
Instalações de 220 kV

Nº de Instalações



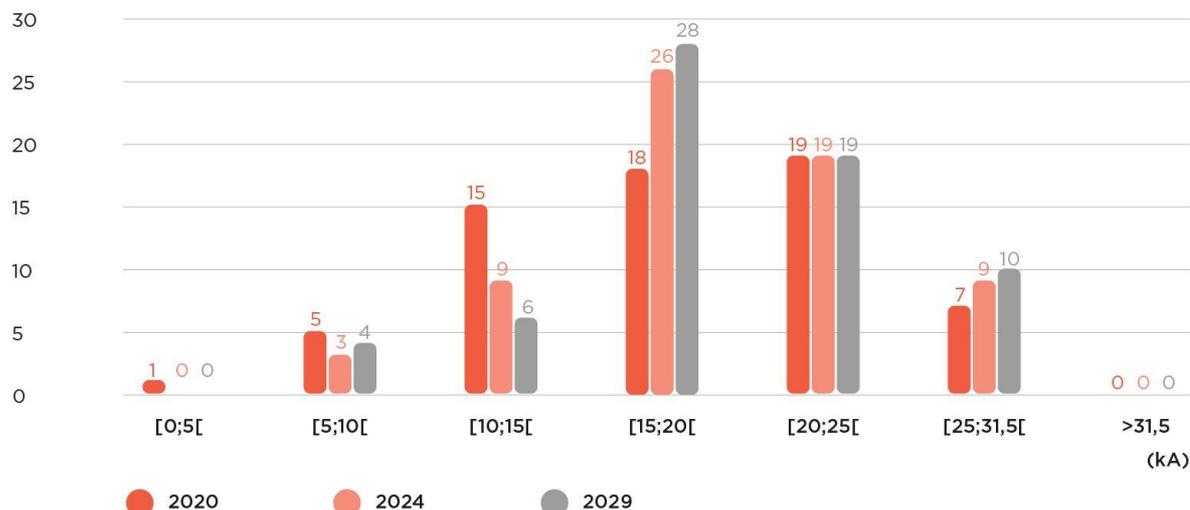
Instalações de 150 kV

Nº de Instalações



Instalações de 60 kV

Nº de Instalações



Ao nível dos 400 kV, verifica-se que, exceto num número reduzido de instalações, os valores mais elevados de corrente de defeito encontram-se suficientemente abaixo dos valores limite de 40 e 50 kA especificados no projeto destas instalações. Ao longo do período de 2020 a 2029 as instalações que poderão apresentar valores mais elevados, entre 30 e 37 kA, são as subestações de Lagoaça, Pedralva, Recarei, Riba d’Ave, Alto Lindoso e Sobrado.

A lista previewal de correntes de defeito nos barramentos de 220 kV não apresenta riscos de ultrapassagens de limites. No entanto, com base em alguns cenários de rede estudados, prevê-se um valor de corrente de defeito muito próximo dos 40 kA na subestação de Recarei. Uma das

medidas já tomadas, como se encontra previsto no documento normativo com os critérios de correntes de defeito para efeitos de dimensionamento, é ir fazendo acompanhar as remodelações dos seus equipamentos considerando o valor de 50 kA, de forma a acomodar este aumento previsto das correntes de defeito trifásico e monofásico. Esta situação tenderá a melhorar com a prevista desclassificação da central da Tapada do Outeiro, em 2029. Outras medidas complementares poderão vir a ser equacionadas, caso venham a ser necessárias.

A nível das correntes de defeito nos 150 kV, verifica-se que os valores apresentados se encontram dentro dos limites para as quais as instalações foram inicialmente projetadas, ou têm vindo a ser progressivamente redimensionadas, para fazer face aos valores de corrente de defeito na rede.

Ao nível dos 60 kV, de um modo geral todas as instalações encontram-se adequadas aos valores de corrente de defeito máximas calculadas ao longo do período de 2020 a 2029, uma vez que estes valores se encontram abaixo do valor de 31,5 kA considerado ao nível do projeto destas instalações.

CONCLUSÃO

Da análise realizada à evolução das correntes de defeito ao longo do período de 2020 a 2029, num cenário de desenvolvimento futuro da RNT incluindo para além dos Projetos Base também os Projetos Complementares, foi possível constatar que as instalações existentes, remodeladas/ampliadas, e aquelas que se prevê entrarem proximamente em serviço, encontram-se adequadamente dimensionadas para as correntes de defeito estimadas para este período. Para isso, tem sido relevante o acompanhamento da evolução estrutural da rede, com as correspondentes análises das correntes de defeito em diferentes cenários de funcionamento da rede

6.10. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE À EVOLUÇÃO DA PROCURA E DA OFERTA

6.10.1. Evolução da procura

De forma a estimar o impacto que uma eventual alteração nas taxas locais de crescimento de consumos previstas possa ter nas necessidades de investimento na fronteira Transporte-Distribuição, foi realizada uma análise de sensibilidade àquela taxa, considerando um valor de crescimento nulo após 2019, isto é, assumindo a estagnação do consumo com referência a 2019. De referir que esta análise debruça-se apenas sobre o impacto que essa eventual estagnação do consumo possa ter ao nível dos Projetos Base.

Uma vez que os prazos de concretização de projetos desta natureza podem levar em média cerca de 2 a 3 anos, desde que se tome a decisão de realização até à sua entrada em exploração, a concretização de projetos previstos no horizonte 2020-2022 assume um carácter determinante para garantir o cumprimento dos compromissos já assumidos com o ORD, pelo que o seu adiamento não foi considerado nesta análise de sensibilidade.

No que diz respeito aos novos transformadores a instalar na rede que tenham como objetivo a substituição de outros que será necessário vir a desclassificar por obsolescência, considera-se nesta sensibilidade que os mesmos virão a ser adquiridos independentemente da evolução dos consumos, na medida em que a razão da sua necessidade não advém do crescimento dos consumos, mas sim das condições de operacionalidade das unidades existentes.

Para o período de 2023 a 2029, e de acordo com o Quadro 4-11, a previsão de necessidade de novos transformadores, excluindo as substituições de unidades existentes em final de vida útil, é a que se apresenta no Quadro 6-32.

QUADRO 6-32

Necessidades de novos transformadores para o período 2023-2029 excluindo as substituições de unidades existentes em final de vida útil

Subestação	Potência
Divor	1x170
Ourique	1x126*

* Instalação de painéis na unidade de reserva parada em Ourique, proveniente de outra subestação.

O reforço da capacidade de transformação em Divor, para além de permitir melhorar a fiabilidade na alimentação aos consumos servidos por esta subestação, que passa a dispor de segurança n-1 na transformação MAT/AT, possibilita, em coordenação com o ORD, também retirar de serviço uma das atuais unidades instaladas na subestação da RNT de Évora, já muito antigas, evitando a sua substituição.

No caso particular da subestação de Ourique, encontra-se previsto, para 2024, a ligação do segundo transformador 150/60 kV. De salientar que atualmente este transformador já se encontra 'parqueado' nesta instalação (transferido de outra subestação), a sua colocação em serviço pressupõe apenas a construção dos respetivos painéis de ligação. Num cenário de estagnação do consumo, a construção destes painéis de ligação é passível de ser adiada, desde que o ORD mantenha a capacidade de abastecer os consumos da área de influência desta subestação perante a falha da única unidade atualmente em serviço.

Neste contexto, um cenário com uma taxa de crescimento do consumo muito reduzida ou mesmo de estagnação, em relação ao considerado nesta proposta de Plano (que já é baixa e de cerca de 0,6 %) não terá, no período de abrangência deste exercício, um impacto significativo ao nível das necessidades de investimento previstas pelo ORD em novos Pontos de Entrega à RND ou de reforço da capacidade de transformação instalada.

6.10.2. Evolução da oferta

No cenário Ambição do RMSA-E 2018 (Anexo 2) está considerado a desclassificação das atuais centrais a carvão de Sines (1180 MW) e do Pego (576 MW) em 2025, assim como da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (990 MW), em 2029.

Num cenário de desclassificação destas três centrais, aliado a um contexto de elevado crescimento e penetração de novos centros produtores baseados em fontes de energia renovável, dispersos ao longo do território, impõe-se continuar a assegurar o cumprimento dos 'Padrões de segurança para planeamento da RNT' por forma a verificar da qualidade, fiabilidade e segurança de operação da rede.

Neste contexto, encontram-se previstos estudos adicionais incorporando informações mais recentes sobre a evolução da rede e do parque produtor em Portugal, nomeadamente tendo em consideração as metas e objetivos que constam da proposta de PNEC 2021-2030. Nestes estudos, devem também ser observadas alterações relevantes previstas no sistema espanhol com potencial impacto no sistema português.

6.11. ESTABILIDADE DO SISTEMA

6.11.1. Princípios Gerais

O SEN deve encontrar-se dimensionado para ter um comportamento estável, mantendo o sincronismo dos geradores para 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 especifica, 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 ainda em vigor, tendo por isso especificado, por exemplo, os requisitos técnicos para as futuras centrais hídricas de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega que constituirão a “cascata” do Tâmega.

O ORT tem também como prática a realização de estudos de estabilidade, em particular para prever as consequências de perturbações de maior relevância e de probabilidade de ocorrência relevante, quer a nível de planeamento com a entrada de grandes centros eletroprodutores ou de novas interligações, quer ainda a nível da análise de configurações particulares de exploração previsional ou no âmbito da análise de incidentes. 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.

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, que conduzem a tempos de eliminação superiores aos especificados no ponto 9.3.1 do Capítulo 9 do RRT, e que se encontram explicitados no ponto 9.3.3 do mesmo capítulo.

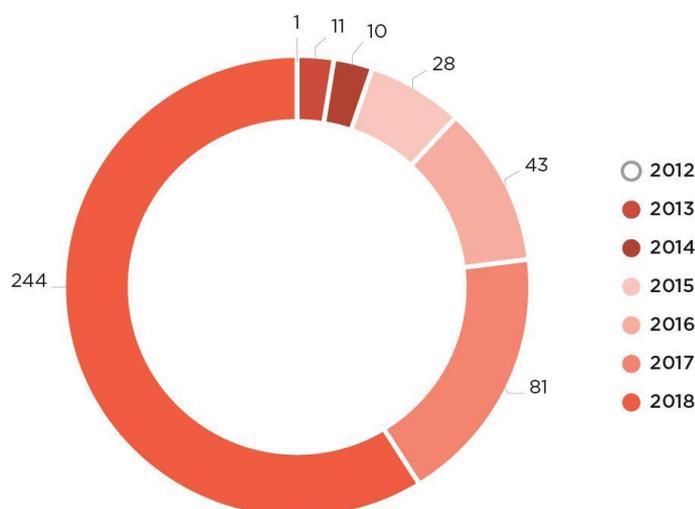
6.11.2. Novos desafios para a segurança e estabilidade do sistema elétrico

A progressiva descarbonização do sistema elétrico europeu e nacional e a transição energética dependem de uma crescente penetração de fontes de energia renováveis substituindo o uso de combustíveis fósseis. Como consequência, os geradores síncronos convencionais térmicos serão gradualmente substituídos por geração baseada em fontes de energia renováveis, sendo uma parte significativa ligada à rede através de eletrónica de potência. A flexibilidade que hoje em dia é proporcionada inerentemente pela geração síncrona convencional, como a reserva primária, o controlo de tensão ou a inércia 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, prevê-se um aumento substancial da potência instalada em geração renovável, em particular com uma forte penetração da geração a partir da energia solar, tendo em conta as metas estabelecidas pelo governo no PNEC 2021-2030. Nesta linha de rumo, é de salientar o número crescente de pedidos de parecer de capacidade de receção e condições técnicas de ligação à rede que têm vindo a ser efetuados junto do ORT para ligações à RNT (maioritariamente para centrais fotovoltaicas), conforme ilustrado na Figura 6-19.

FIGURA 6-19

Evolução do número de pedidos de pareceres solicitados à REN nos últimos anos



6.11.3. Novas 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 baseando-se na dimensão dos mesmos (potência instalada), garantindo que estes tenham um desempenho adequado, essencial para o correto funcionamento de todo o sistema elétrico interligado. Esses requisitos exigidos aos geradores englobam funcionalidades de controlo de frequência e tensão, requisitos de robustez face a defeitos na rede e funcionalidades para gestão do sistema.

Em consequência, estão finalizadas as contribuições por parte do ORT, na medida das suas responsabilidades, para o estabelecimento dos requisitos não exaustivos do código, os quais deverão ser publicados pela entidade competente, finalizando a implementação nacional deste regulamento. Outra componente onde estão igualmente previstas contribuições por parte do ORT, são os novos procedimentos de ligação à rede estabelecidos no referido regulamento, que incluem um "licenciamento" do ponto de vista da segurança da rede, incluindo um procedimento de comunicação operacional e de verificação de conformidade.

Enquanto o Regulamento (EU) 2016/631 não se encontra totalmente implementado em Portugal, foi publicado um despacho do Diretor Geral de Energia e Geologia, em Diário da República, com requisitos transitórios a aplicar na ligação de geradores de eletricidade à rede elétrica de serviço público de centrais fotovoltaicas e centrais fotovoltaicas de concentração. A publicação deste despacho com requisitos técnicos permite garantir que as centrais fotovoltaicas que se prevê ligar à rede no curto-prazo contribuam de forma adequada para a segurança e estabilidade do sistema elétrico.

Durante o ano de 2018 foi implementado pela REN um projeto que permitiu desenvolver e melhorar modelos de simulação em regime dinâmico de geradores de diversas tecnologias, armazenamento, cargas e linhas HVDC, abrangendo os requisitos técnicos exigíveis pelos novos códigos europeus de ligação, de forma a poder simular adequadamente o Sistema Elétrico Nacional presente e futuro. Este projeto vem possibilitar que a REN, enquanto responsável pela segurança e estabilidade do SEN, continue a contribuir para que os grandes desafios técnicos que a transição energética trás, devido ao facto de as novas tecnologias de produção renovável não terem as mesmas capacidades técnicas da geração clássica, sejam ultrapassados com sucesso, antecipando e propondo a implementação de novas medidas técnicas.

Em suma, crê-se que nos próximos anos a simulação dinâmica da rede portuguesa interligada com a rede europeia, tendo em atenção o mercado europeu de eletricidade, a segurança de abastecimento e o cumprimento das metas de integração de energias renováveis, assumam um papel cada vez mais central na validação do funcionamento futuro dos cenários de desenvolvimento da rede, bem como na antecipação das necessidades técnicas do lado do parque produtor, para o correto funcionamento do sistema elétrico.

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 