

**“128.ª Consulta Pública – Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024)”**

**PARECER do CONSELHO TARIFÁRIO**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário<sup>1</sup> (CT), na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, alterado pelo artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”<sup>2</sup>

Ao CT compete, através das suas secções especializadas - setor elétrico e gás natural, emitir parecer sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.

No decurso da elaboração deste Parecer foram efetuadas 2 apresentações do PDIRT- E 2024 ao CT:

- Pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) em 13 de janeiro de 2025;
- Pela ERSE em 23 de janeiro de 2025.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento para a fixação de tarifas do ano seguinte, o Conselho de Administração da ERSE enviou ao CT o documento<sup>3</sup> contendo a "**Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024)**", cabendo ao CT emitir parecer até 17 de fevereiro de 2025.

Assim, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

**Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade para o período 2025-2034 (PDIRT-E 2024)**

I

**GENERALIDADE**

**Objeto da Consulta Pública n.º 128/2024 – Proposta de PDIRT-E 2024**

1. O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, prevê que:
  - a. Nos termos do artigo 124.º, o Operador da Rede de Transporte (ORT) deve elaborar o Plano decenal de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT-E), tendo por base, entre outros elementos, a caracterização técnica da rede, o RMSA mais recente, a avaliação da adequação dos recursos mais recente e os padrões de segurança para planeamento da RNT;
  - b. A elaboração do PDIRT-E, enquanto programa setorial, é determinada por despacho do membro do Governo competente em razão da matéria, em articulação com o membro do Governo responsável pela área do ordenamento do território;
  - c. Após apresentação à DGEG e à ERSE, segue-se consulta de interessados promovida pela DGEG, conforme disposto no n.º 2 do artigo 125.º e no n.º 1 do artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 80/2015, de 14 de maio e consulta pública promovida pela ERSE nos termos do nº 4 do artigo 125.º.

<sup>1</sup> Doravante abreviado por CT.

<sup>2</sup> Cf. Art.º 45 dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho.

<sup>3</sup> PCA da ERSE, de 06 janeiro 2025

**d.** Nos termos do artigo 126.º, o PDIRT é objeto de atualização nos anos ímpares, devendo o ORT apresentar à DGEG e à ERSE a respetiva proposta até 15 de outubro, sendo que cada atualização deve abranger o mesmo horizonte temporal do PDIRT-E a que diz respeito, com a sua aprovação a efetuar-se mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia.

A citada norma legal prevê ainda que, o PDIRT-E pode ser objeto de alteração determinada pelo membro do Governo responsável pela área de energia, por sua iniciativa ou mediante solicitação do ORT, DGEG ou da ERSE.

**2.** Nestes termos, o Despacho n.º 9132/2024, de 12 de agosto, determinou que o ORT apresentasse à DGEG e à ERSE a proposta de PDIRT-E 2024 até ao dia 2 de dezembro de 2024, devendo a mesma incorporar uma atualização do PDIRT-E 2021 (2022- 2031) aprovado.

Este Despacho veio ainda revogar o Despacho n.º 4162/2024, de 16 de abril, que fixava em 180 dias o prazo global para aprovação do PDIRT-E 2024.

## II

### ESPECIALIDADE

#### A. Antecedentes

Sintetizando os anteriores processos de aprovação de PDIRT-E, designadamente:

- 1.** PDIRT-E 2017 (2018-2027), aprovado a 14 de fevereiro de 2019, pelo Secretário de Estado da Energia com um montante total de 535,2 M€<sup>4</sup>, a custos totais;
- 2.** PDIRT-E 2021 (2022-2031), aprovado a 2 de dezembro de 2022, pelo Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, num total de 475 M€, a custos totais, dos quais:
  - a.** 354 M€ em projetos base a concretizar até 2026,  
e cerca de
  - b.** 121 M€ em projetos complementares a concretizar até 2029.
- 3.** Neste enquadramento de aprovação de projetos, alguns dos quais recalendarizados e ainda em execução, a 2 de dezembro de 2024 o ORT submeteu à ERSE a sua proposta de PDIRT-E 2024, sobre a qual a ERSE tem a responsabilidade legal de organizar uma Consulta Pública, durante 30 dias, previamente à elaboração do relatório da mesma, seguindo-se a emissão do respetivo parecer.
- 4.** Não obstante existirem projetos aprovados por executar de anteriores PDIRT-E, a atual proposta de PDIRT-E 2024 apenas inclui montantes relativos a novos projetos individuais ou ao reforço de montantes em programas multianuais.
- 5.** Em síntese, na presente Consulta Pública, estão em discussão todos os investimentos inscritos na proposta de PDIRT-E 2024 para o horizonte 2025-2034, representando 1 691,5 M€, a custos totais.

---

<sup>4</sup> Apesar de previamente calendarizados e aprovados até 2022, há vários projetos ainda em fase de execução. Posteriormente ao PDIRT-E 2017, viria a ser submetida à ERSE a proposta de PDIRT-E 2019 (2020-2029) com um montante de 743,0 M€, sem decisão de aprovação por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia.

## **B. Conteúdo da Proposta de PDIRT-E 2024**

1. A proposta de PDIRT-E 2024 submetida à apreciação da presente consulta pública encontra-se estruturada em seis capítulos:

- Capítulo 1 - o ORT enquadra a proposta de PDIRT-E 2024, descrevendo os objetivos estratégicos a alcançar e os vetores de investimento associados, que suportam a motivação dos projetos propostos.
- Capítulo 2 – o operador caracteriza a atual RNT, os seus elementos, a evolução dos consumos, a distribuição geográfica da capacidade instalada, a inversão de fluxos na fronteira RNT/RND e os níveis de reatâncias shunt instaladas. No final é apresentada a evolução da capacidade de interligação, das perdas da RNT e dos principais indicadores de qualidade de serviço.
- Capítulo 3 – são apresentados os pressupostos do plano e é fundamentada a classificação dos investimentos, em projetos base e projetos complementares. São descritos os cenários de evolução do consumo e das pontas síncronas e da RNT, bem como a análise da adequação da RNT à procura prevista. O ORT refere que esta descrição foi efetuada atendendo aos cenários inscritos no RMSA-E 2023.
- Capítulo 4 - o ORT fundamenta os Projetos Base propostos e salienta que estes projetos terão necessariamente de ser realizados para garantir a segurança e a operacionalidade da RNT, bem como para cumprir os compromissos assumidos com o operador da RND.
- Capítulo 5 - são enquadrados os Projetos Complementares, cuja Decisão Final de Investimento (DFI) está condicionada a fatores externos ao ORT, cabendo ao Concedente a decisão sobre as soluções propostas. Estes projetos são apresentados de forma diferente do PDIRT-E 2021, sendo agregados por três indutores:
  - i. Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável;
  - ii. Ligação a polos de consumo, associado à alimentação de clientes industriais ligados em MAT;
  - iii. Sustentabilidade, associado à reformulação da rede na região do Alto Douro Vinhateiro e nas regiões do Grande Porto e Grande Lisboa.
- Capítulo 6 - é apresentada a evolução do montante entrado em exploração para o horizonte do plano. Este capítulo contém ainda os impactes tarifários, ao nível dos preços médios do setor elétrico, dos preços médios das tarifas de acesso e dos proveitos unitários da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

O ORT quantifica os benefícios resultantes da execução do plano, sendo esta quantificação monetizada para um conjunto de atributos ou quantificada por grandezas físicas, para outro conjunto de atributos para os quais não é proposta a monetização.

Adicionalmente, é apresentada a evolução ao longo do horizonte do plano de um conjunto de indicadores que permitem caracterizar a rede de transporte.

## **C. Proposta de Desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte**

### **C.1. Pressupostos Metodológicos**

A proposta de PDIRT-E 2024 considera os cenários inscritos no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2023 (RMSA-E 2023), cujas projeções permitem

estabelecer estimativas entre 2025 e 2034, assim como adaptações decorrentes da revisão do Plano Nacional de Energia e Clima 2023 (PNEC 2030).

No RMSA -E 2023 são considerados quatro cenários de evolução da procura:

- cenário Conservador, subdividido em Inferior e Central;
- cenário Ambição, que considera o desenvolvimento da mobilidade elétrica e aumento de produção descentralizada com disseminação de unidades UPAC e UPP, subdivididos em Central e Superior.

Relativamente à Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), o RMSA-E 2023 separa a evolução de consumo excluindo ou incluindo a energia afeta à produção de hidrogénio.

#### **C.1.1. Análise da Oferta de Capacidade de Produção**

O CT releva que, para efeitos de verificação da adequação da rede à procura, o ORT adotou como referência para os estudos centrais do PDIRT o cenário Central Ambição do RMSA-E 2023.

Da análise efetuada a este documento<sup>5</sup>, o CT destaca a evolução prevista do parque produtor renovável para o qual se projeta a instalação adicional de 22 GW até 2030 (para um total instalado de cerca de 44 GW) dos quais 13,7 GW em tecnologia solar fotovoltaica e 6,5 GW em tecnologia eólica (dos quais 2 GW em eólica offshore). O CT nota a discrepância entre estes números, agora apresentados, e os que constam do documento de enquadramento da consulta pública.

Relativamente a grandes centros electroprodutores, nos cenários adotados pelo ORT, não se preveem até 2034, incrementos no parque térmico ou grande hídrica. Excluindo a grande hídrica e a grande térmica, não contando com a eólica *off shore* e armazenamento, a REN estima para o horizonte de 2034, uma potência instalada de 43,8 GW.

No documento do atual PDIRT, o ORT informa que no final de 2023 encontravam-se 15 GW de potência com título de reserva de capacidade (TRC) ainda sem ligação à rede, aos quais acrescem potencialmente 6 GW de capacidade de produção ainda em fase de estudo.

O CT destaca a projeção de evolução do parque electroprodutor pela sua dimensão e conseqüente impacto no sistema elétrico, que resulta essencialmente do PNEC em vigor.

#### **C.1.2. Análise da Procura**

A figura seguinte exhibe a previsão de evolução da procura para os diferentes cenários, excluindo a incorporação de hidrogénio verde.

---

<sup>5</sup> RMSA-E 2023. Pp. 156 e 157



Figura 1 – Previsão de evolução de consumo de energia elétrica em Portugal continental (excluindo hidrogénio verde)

Fonte: PDIRT 2025-2034 (REN)

A previsão da evolução da procura considera o cenário Central Ambição do RMSA-E 2023 que reflete uma evolução ambiciosa inscrita no PNEC 2030, o qual prevê uma incorporação de renováveis no consumo bruto de energia de 51% em 2030.

A figura seguinte mostra a evolução do cenário Central Ambição do RMSA-E 2023 considerando diferentes projeções de incorporação dos consumos afetos ao hidrogénio verde:

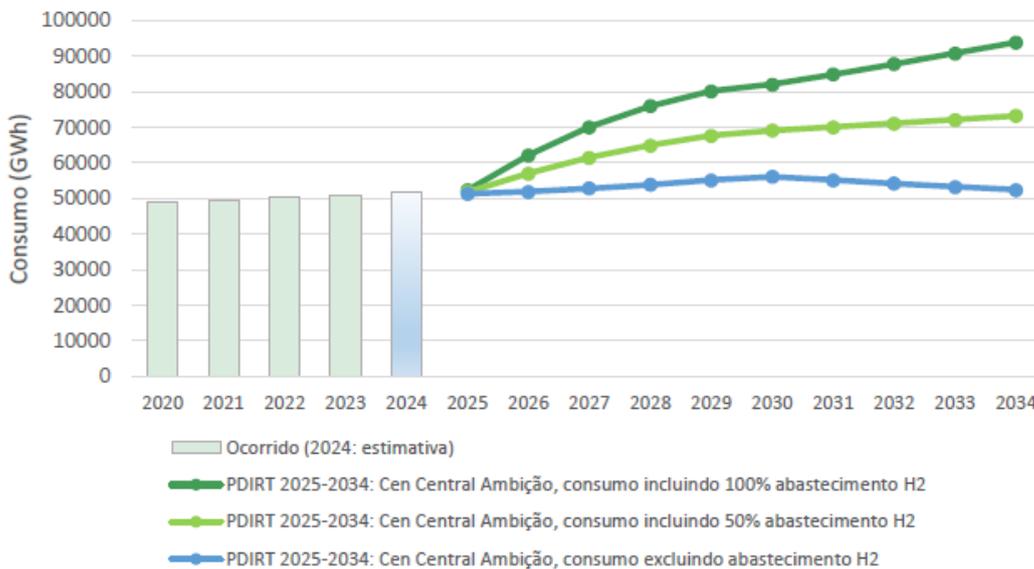


Figura 2 – Evolução ocorrida e estimada do consumo de energia elétrica (cenário Central Ambição incluindo hidrogénio verde)

Fonte: PDIRT 2025-2034 (REN)

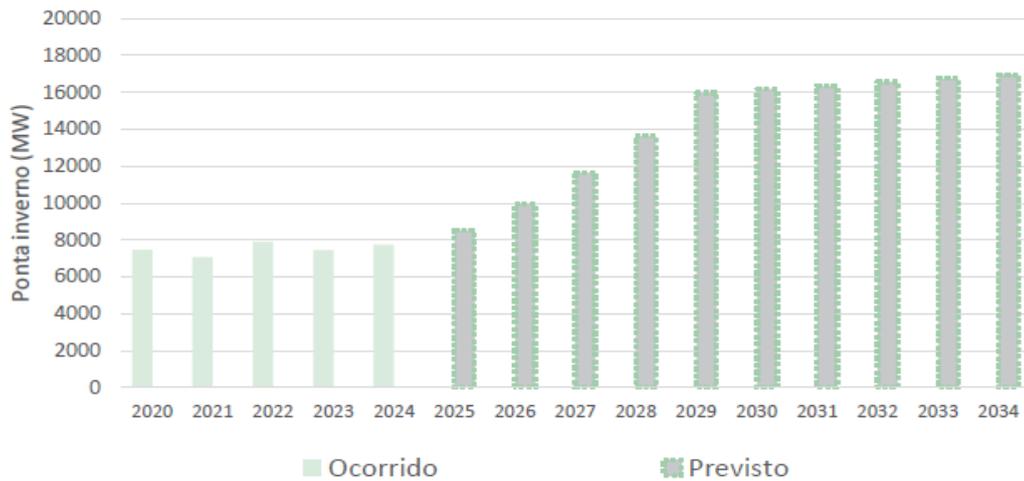
O CT destaca o elevado grau de incerteza associado à evolução do consumo que resulta do cumprimento dos instrumentos de política energética, nomeadamente no PNEC 2030 revisto.

Tal incerteza é traduzida pelos diversos cenários e reforçada pelas dúvidas quanto às quantidades de hidrogénio a produzir no período deste PDIRT, sendo esta definição particularmente relevante para determinação dos impactos técnicos e económicos no parque produtor e na estrutura de custos das redes,

salientando-se a garantia da viabilidade técnica e económica dos projetos, assim como a sua capacidade de execução no calendário estabelecido.

O CT salienta também a evolução prevista no PDIRT relativa à ponta síncrona de carga do SEN, nomeadamente o valor acima de 18 GW projetado a partir de 2029. Este valor corresponde ao dobro do atingido em 2024:

### Verão



### Inverno



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

Figura 3 - Evolução ocorrida e estimada das pontas síncronas sazonais da carga referida à emissão Fonte: PDIRT 2025-2034 (REN)

A ERSE refere que esta projeção apresenta um desalinhamento com o racional implícito no RMSA-E-2023. No entanto, segundo a REN, esta projeção tem em consideração informação relativa a processos avançados de potência requisitada para ligação de novos consumos, com referência a setembro/outubro/2024, incluindo a capacidade de ligação atribuída na Zona de Grande Procura de Sines, que no total atinge mais do que 6 000 MVA, dos quais cerca de 5 000 MVA já atribuídos no âmbito do procedimento excecional recentemente terminado, cf. comunicado pela DGEG.

O ORT refere ainda que para além de Sines, encontram-se já identificadas outras zonas de Portugal continental com pedidos de ligação à RNT de instalações de consumo de elevada potência, não apenas dedicadas à produção de hidrogénio.

Com efeito, se, por um lado, o RMSA-E 2023 apresenta as projeções da ponta síncrona em que considera que a satisfação dos consumos das cargas relativas aos grandes consumidores industriais a ligar à RNT é feita sobretudo através de produção dedicada e não a partir da rede, por outro lado, refere que a espacialização dessas cargas, distantes das respetivas unidades de produção, requer que a satisfação desses consumos possa ser feita a partir da rede, por conseguinte, com reflexos ao nível das pontas da RNT.

Assim, analisando o que se está a desenvolver em termos de procura ao longo do território de Portugal continental, o ORT apresenta, no Anexo 12 da proposta de PDIRT, a quantificação das estimativas da ponta síncrona considerando consumos industriais ligados à rede e abastecidos através desta, donde se retira que o principal contributo para o aumento da ponta síncrona decorre da satisfação dos grandes consumos industriais a ligar à RNT em muito alta tensão.

Face às projeções prospetivadas o CT manifesta preocupação com: (i) a evolução do valor de ponta síncrona que se perspectiva a partir de 2025 e o impacto desta em toda a rede elétrica; (ii) o aumento das incidências da inversão de fluxos de energia nas redes; (iii) a gestão da rede tendo em vista a garantia de segurança de abastecimento.

O CT considera assim particularmente crítica a garantia de viabilidade e concretização dos projetos previstos, sob pena de se vir a comprometer a trajetória de sustentabilidade do SEN.

## **C.2. Metodologia de Seleção de Investimentos e Informação Económica**

### **C.2.1. Classificação e caracterização dos projetos de investimento**

1. A proposta de PDIRT mantém a classificação dos projetos de investimento tida em propostas anteriores: Projetos Base e Projetos Complementares.
2. Nos Projetos Base estão incluídos os projetos que o ORT considera essenciais para garantir a segurança e operacionalidade das instalações em serviço, procedendo à desagregação nas seguintes categorias: Modernização e digitalização de instalações da RNT; Apoio aos consumos da RND; Gestão Operacional da RNT; Gestão Global do Sistema, Cibersegurança e Sistemas de Informação; Investimento corrente urgente e Investimento não básico.
3. Os Projetos Complementares estão associados a decisões externas ao ORT, dependentes de política energética e de promoção da sustentabilidade socioambiental, *“relativamente aos quais o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor”*.
4. O ORT organiza estes projetos de acordo com os seguintes indutores:

- Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (recepção de nova produção a partir de FER, considerando o RMSA-E 2023 e a revisão/atualização de 2024 do PNEC 2030);
- Ligação a polos de consumo (potenciais novos pontos de alimentação);
- Sustentabilidade (otimização de tipologia na construção de algumas novas infraestruturas da RNT e potenciais alterações à RNT no Alto Douro Vinhateiro e em zonas urbanas consolidadas de elevada densidade).

O volume de transferências para exploração resume-se no seguinte quadro:

<b>Investimentos M€</b>	<b>1º quinquénio (2025-2029)</b>	<b>2º quinquénio (2030-2034)</b>	<b>Total (2025-2034)</b>
<b>Projetos base</b>	497 M€	420.3 M€	917.3 M€
<b>Projetos complementares</b>	208 M€	566.2 M€	774.2 M€
<b>Total dos projetos</b>	705 M€	986.5 M€	<b>1 691.5 M€</b>

Tabela 1 – Volume de transferências para exploração a custos totais do PDIRT-E 2024 (elaboração CT)

5. O CT considera adequada a classificação e caracterização tida pelo ORT, nomeadamente os critérios para determinação de Projetos Base e Complementares.

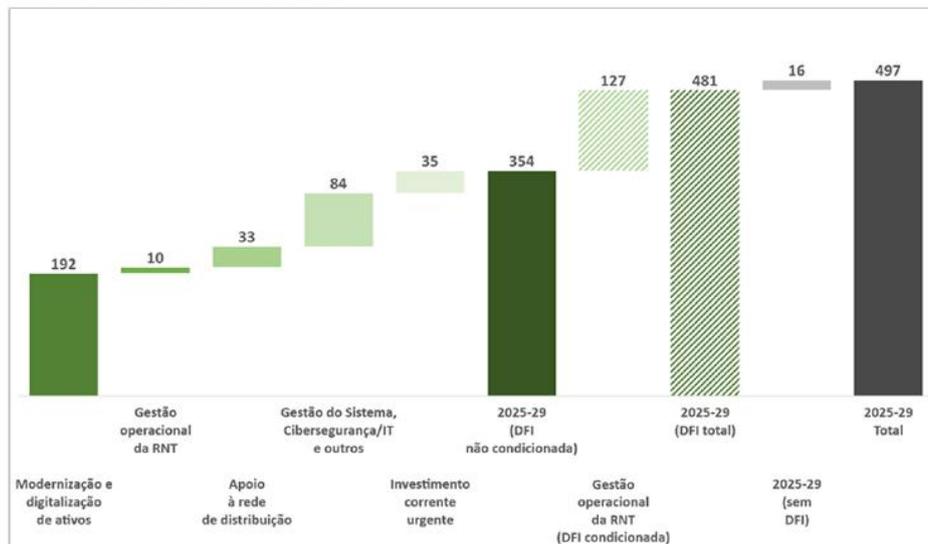
#### **C.2.2. Decisão final de investimento (DFI)**

1. Tal como nas anteriores edições do PDIRT-E, o ORT identifica os projetos que necessitam de uma Decisão Final de Investimento (DFI) nesta proposta de PDIRT-E e outros cuja decisão pode ser adiada para futuras atualizações do plano.
2. Assim, e conforme se constata no gráfico seguinte, do total de 497 M€ em Projetos Base (valor a custos totais), a concretizar no primeiro quinquénio, 354 M€, correspondendo a 71%, requerem DFI já nesta proposta de PDIRT-E. Adicionalmente, 127 M€ dizem respeito a um conjunto de projetos para os quais o ORT também pede DFI, mas a sua efetiva concretização está condicionada à verificação de necessidades operacionais da RNT que o justifique. Subsistem 16 M€ cuja decisão será reavaliada nas atualizações futuras do PDIRT-E, realizadas a cada dois anos.

**Figura - 4**

**Projetos Base - Transferências para Exploração no período 2025-2029<sup>3</sup>  
(estimativa a custos totais)**

valores em milhões de EURO



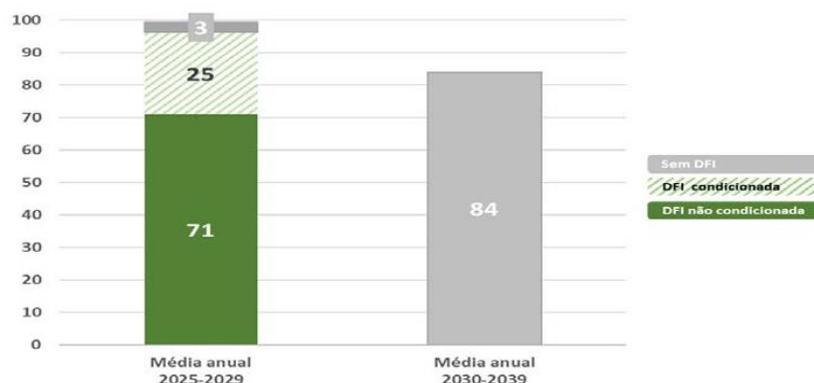
Fonte: Proposta de PDIRT-E 2024

3. A figura seguinte apresenta, de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências para exploração dos Projetos Base no primeiro e no segundo quinquênios do plano:

**Figura - 5**

**Projetos Base - Transferências para Exploração nos períodos 2025-2029 e 2030-2034 (valores médios anuais estimados a custos totais)<sup>5</sup>**

valores em milhões de EURO



Fonte: Proposta de PDIRT-E

4. Para os Projetos Complementares, a DFI sobre a sua implementação cabe ao Concedente, sendo que, como assinalado pelo ORT, nos casos que envolvem a construção de novos eixos de transporte, a emissão da DFI deve ocorrer com pelo menos quatro anos de antecedência, isto é, a DFI pelo Concedente deve ser tomada na presente sede de apreciação do PDIRT-E 2024, se pretender que tais objetivos de política energética sejam cumpridos no horizonte temporal do PNEC 2030.

5. O CT considera ajustada esta abordagem do ORT, de identificar aqueles investimentos tidos como essenciais para a manutenção das condições de segurança e operacionalidade da rede e que necessitam de DFI no âmbito desta proposta de PDIRT-E, face a outros investimentos que embora também importantes a sua não realização atua em detrimento da criação de condições de rede para a resposta a necessidades relacionadas com decisões externas ao ORT, nomeadamente as de política energética.

#### **C.2.3. Projetos a concretizar**

1. O ORT, no Anexo 4 da proposta de PDIRT-E 2024, caracteriza o estado de concretização dos projetos já aprovados, desagregando o mesmo por exercício de PDIRT-E e processo de aprovação autónoma.
2. No global, são quantificados cerca de 1 500 M€, a custos diretos externos, referentes a projetos ainda por transferir para exploração, que se encontram aprovados em sede de PDIRT-E ou em processos de aprovação autónoma.
3. Segundo o ORT, o atraso na concretização destes projetos deve-se a vários fatores, entre os quais a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado, a necessária coordenação das indisponibilidades dos elementos da RNT com as instalações a esta ligada, assim como a coordenação com o operador da rede de transporte espanhola e operador da RND, e, com maior relevância, para os projetos em causa, os atrasos nos projetos sujeitos a procedimentos de avaliação de impacte ambiental e na obtenção das respetivas licenças de estabelecimento face às estimativas iniciais.
4. Alguns destes projetos aprovados foram recalendarizados e encontram-se em execução, tendo o respetivo investimento, no todo ou em parte, sido despendido ao longo dos anos precedentes.
5. O CT reconhece que as infraestruturas de rede são fundamentais para a segurança do abastecimento e para transição energética em curso, e releva o grande desafio que se coloca ao ORT na concretização dos projetos associados ao volume de investimento previsto para o primeiro quinquénio do plano (2025 a 2029).

#### **C.2.4. Projetos de grande impacto**

1. Seguindo o disposto pelo Decreto-Lei n.º 18/2024, de 2 de fevereiro, na sua redação atual, o ORT apresenta, na proposta de PDIRT-E 2024, os projetos elétricos de grande impacto suscetíveis de gerar significativas externalidades locais negativas<sup>6</sup>, aos quais ainda acrescem os projetos inscritos em edições anteriores de PDIRT-E, bem como outros projetos que sejam objeto de procedimentos de aprovação autónoma.
2. De acordo com o mesmo diploma, compete aos operadores das redes de eletricidade atribuir, após prévio requerimento, uma compensação aos municípios afetados pelos projetos elétricos estratégicos de grande impacto, em função da comprovação dessas significativas externalidades locais negativas sofridas ou da necessidade justificada de outras medidas adequadas de compensação.
3. O CT alerta para o facto de que, não obstante o referido diploma prever, no n.º 3 do artigo 5.º, a possibilidade de o Fundo Ambiental apoiar a compensação do SEN pelos valores suportados nas tarifas de eletricidade, podem ainda assim resultar custos dessas compensações, no todo ou em parte, para as tarifas de eletricidade.

---

<sup>6</sup> vide volume 2 – Anexo A, do documento de enquadramento desta consulta pública.

### **C.2.5. Análise multicritério/custo-benefício**

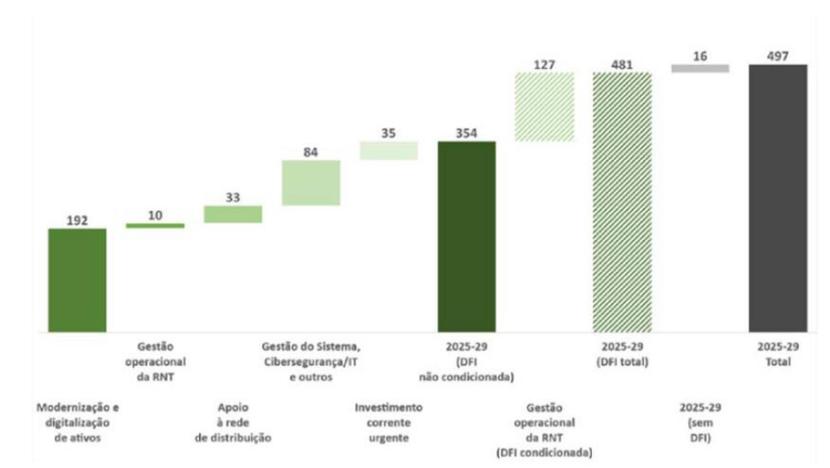
1. No seu processo de avaliação e seleção dos projetos de investimento, o ORT apresenta os custos dos investimentos propostos (ou blocos de projetos de investimento desde que interligados entre si com o mesmo objetivo), bem como os benefícios que os mesmos possam vir a propiciar ao SEN, utilizando, para tal, uma Metodologia combinada multicritério de Custo-Benefício (MCB).
2. Utilizando esta metodologia, o ORT apresenta as soluções técnico-económicas que entende darem a melhor resposta às diferentes necessidades, em resultado da comparação entre soluções alternativas.
3. A avaliação dos projetos é realizada através do cálculo de um conjunto de atributos (benefício socioeconómico, redução das perdas de energia, redução de emissões de gases com efeito de estufa, entre outros) de modo a medir os custos e os benefícios associados a um projeto ou bloco de projetos de investimento.
4. O CT considera que, a par da avaliação de natureza qualitativa, o ORT deve, sempre que possível, apresentar a monetização dos custos e benefícios.
5. Por seu lado, o n.º 5 do artigo 123.º do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina que *“no planeamento das redes, os novos investimentos em infraestruturas de rede dependem de uma análise de custo e benefício face a outras alternativas viáveis, designadamente o recurso à contratação, em mercado, de flexibilidade de recursos distribuídos, nomeadamente o armazenamento, medidas de resposta da procura e da produção de eletricidade (...)”*.
6. Assim, considera o CT que a exemplo do ORD, o ORT deve passar a evidenciar as soluções alternativas viáveis previstas no referido diploma, bem como o resultado da avaliação que lhe permitiu optar por um determinado projeto em detrimento de tais soluções alternativas.

### **C.3. Critérios e Princípios para Fundamentação da Decisão Final de Investimento**

#### **C.3.1. Projetos Base**

1. No primeiro quinquénio 2025-2029, os projetos de investimento classificados como Projetos Base, apresentados pelo ORT na proposta de PDIRT-E 2025, totalizam, a custos totais, cerca de 497 M€:
  - a. 361 M€ associados à atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE);
  - b. 84 M€ associado à atividade de GGS/Cibersegurança/IT/outros;
  - c. 35 M€ associado a Investimento Corrente Urgente (até 2028);
  - d. 16 M€ sem pedido de emissão de DFI.
2. O ORT apenas solicita aprovação e emissão de DFI sobre os Projetos Base inscritos no primeiro quinquénio no montante de 354 M€, ficando adiada para momento posterior a decisão sobre 127 M€ desse mesmo quinquénio, em função das reais necessidades do sistema a serem apuradas ao longo do horizonte do plano.

Figura 3-6 - Projetos Base: Transferências para Exploração (M€) no período 2025-2029  
(valores estimados a custos totais)



FONTE: REN

- No segundo quinquénio (2030-2034), o ORT prevê um investimento médio anual em projetos base de 84 M€ (a custos totais), ou um total de 420,3 M€. Sobre estes projetos, não existe desagregação individual.

#### C.3.1.1. Modernização e Digitalização de Ativos

- Este bloco de investimento refere-se aos projetos que, segundo o ORT, se enquadram na otimização do tempo de vida útil dos ativos da RNT, e visam assegurar os níveis regulamentares de fiabilidade e qualidade de serviço da RNT, totalizando 192 M€ no primeiro quinquénio.
- O ORT aplica uma metodologia com base na análise do Índice de Estado de Ativo de cada equipamento, que, no seu entendimento, permitirá identificar aqueles equipamentos a necessitarem de intervenção, bem como outra metodologia subjacente à seleção dos ativos a intervir, criando a designada “onda de substituição” ou “*replacement wave*”.
- O CT regista como positiva a existência de uma metodologia adicional que tenha por base indicadores de estado dos ativos a intervir.

#### C.3.1.2. Gestão Operacional da RNT

- Este bloco de investimento, que totaliza cerca de 10 M€ no primeiro quinquénio, procura a otimização da operação da RNT para enfrentar os desafios impostos pela crescente integração de produção renovável.
- Os principais aspetos abordados incluem:
  - Gestão de perfis de tensão na rede, com possível instalação de novas reatâncias *shunt* para controlo de reativa;
  - Melhoria da inércia do sistema, um desafio crescente devido ao aumento da variabilidade entre produção e consumo, especialmente no contexto de fontes renováveis;
  - Implementação de meios de compensação síncrona STATCOM, visando assegurar a estabilidade e eficiência da rede elétrica.

3. O CT considera adequada a informação disponibilizada, não obstante entender prudente a monitorização das variáveis que determinem a necessidade destes investimentos e que os resultados decorrentes sejam apresentados ao Concedente antes da tomada de decisão final.

#### **C.3.1.3. Compromissos com a RND sobre segurança da alimentação à RND**

1. Este bloco de investimento abrange projetos destinados a cumprir os compromissos assumidos com o operador da RND, em termos de manutenção dos níveis de segurança de abastecimento para os consumos das instalações ligadas à RND.
2. Estes projetos incluem o aumento da capacidade de transformação MAT/AT em 13 subestações, assim como a instalação de equipamentos para gestão do perfil de tensões da rede (gestão da energia reativa), e representa um investimento de cerca 33 M€, no primeiro quinquénio.
3. Segundo a ERSE, de acordo com os dados apresentados na proposta, verifica-se o adiamento de vários projetos face à calendarização de edições anteriores do PDIRT-E, sendo omissa a justificação para tal adiamento, ou qualquer balanço sobre os impactos na RNT e na segurança do abastecimento, decorrentes do adiamento dos projetos.
4. Face ao exposto, o CT defende que o ORT deve complementar a proposta, apresentando as razões que levaram ao adiamento de vários dos projetos e sempre que possível com a correspondente análise de impactos, em particular nas condições de abastecimento dos consumos das instalações ligadas à RND.
5. Adicionalmente, o CT faz notar que para além do consumo ligado à RND, a infraestrutura de distribuição tem um crescente número de pedidos de ligação para instalações de produção descentralizada, que também dependem de capacidade disponível nos pontos de interligação com a RNT e na própria RNT, o que aumenta as exigências de capacidade de rede e subsequentemente a importância deste tipo de investimento.

#### **C.3.1.4. Gestão Global do Sistema, Cibersegurança, Sistemas de Informação e Outros**

1. O ORT apresenta no PDIRT-E 2024 um investimento total de 84 M€, dos quais 33 M€ são destinados à Gestão Global do Sistema. Estes investimentos são distribuídos ao longo do primeiro quinquénio e incluem diversos projetos, nomeadamente:
  - a. Projetos na Rede de Telecomunicações e Segurança (RTS), destinados a assegurar as condições necessárias à gestão técnica global do SEN, incluindo aqueles que permitem a ligação dos ativos ao Centro de Operação da Rede e ao Centro de Despacho Nacional.
  - b. Projetos associados diretamente à atividade de despacho, com destaque para investimentos no novo edifício do Despacho Nacional, a construir em Sacavém, que inclui a instalação de um novo sinótico mural (segundo o ORT, este investimento teria sempre de ser executado mesmo sem o novo edifício).
  - c. Projetos de reabilitação e adequação de edifícios administrativos, devido à sua idade e a necessidade de se efetuar melhorias em algumas das instalações, designadamente em Vermoim, Sacavém e Ermesinde (matérias de segurança).
2. O CT considera importante a adequação da capacidade do GGS para dar resposta às novas dinâmicas e desenvolvimentos nos mercados de eletricidade, onde a exigência para a gestão eficaz das redes se

torna fundamental com a entrada de novos *players* e novas formas de participação em mercado (e.g., resposta da procura; autoconsumo; participação em agregação).

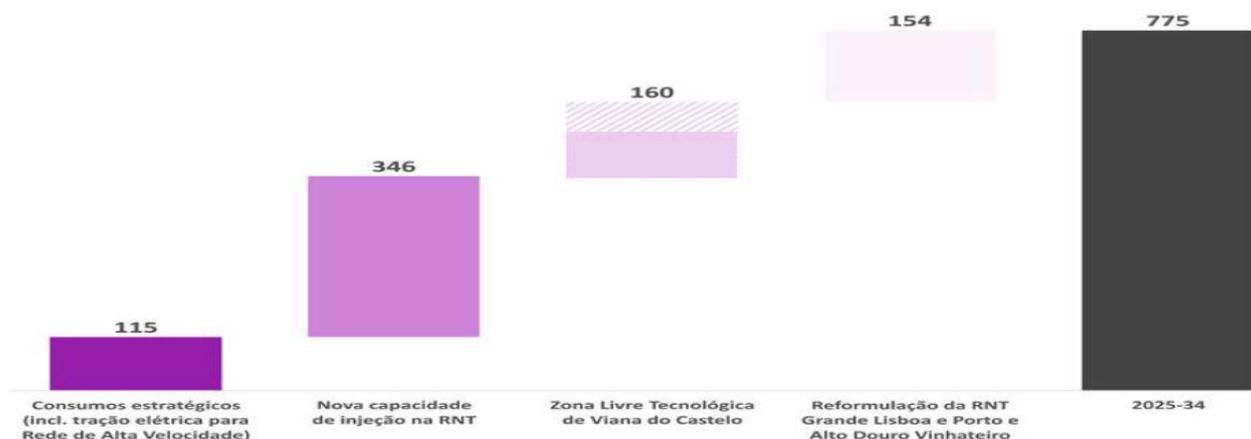
3. Neste contexto, o CT compreende a necessidade de investimento, destinado a reduzir o risco de falha de componentes críticos para a GGS, o reforço de requisitos de Cibersegurança, o cumprimento dos códigos de rede europeus e a melhoria da eficiência energética, entre outros.

### **C.3.2. Projetos Complementares**

1. Os Projetos Complementares são mobilizados por fatores com decisão externa ao ORT, nomeadamente:
  - a. os de política energética (deverão ter em consideração o RMSA-E-2023 e as metas definidas pelo PNEC 2030 revisto em 2024);
  - b. de alimentação a consumos estratégicos de que é exemplo a linha ferroviária de alta velocidade e
  - c. de promoção da sustentabilidade socioambiental.
2. Quanto a este grupo de projetos, o ORT apresenta soluções à luz de critérios regulamentares e do enquadramento legislativo em vigor, cabendo, contudo, ao Concedente a decisão final de Investimento (DFI) e a indicação da data de entrada em exploração.
3. A presente proposta organiza os projetos por três indutores:
  - a. Desenvolvimento do aproveitamento do potencial de energia renovável (incluindo desenvolvimento do aproveitamento do potencial solar e eólico), em que se inserem todos os projetos de reforço da capacidade de receção de nova produção renovável, em linha com o PNEC 2030;
  - b. Ligação a polos de consumo, associado à alimentação de clientes industriais ligados em MAT; e
  - c. Sustentabilidade, associado à reformulação da rede na região do Alto Douro Vinhateiro e nas regiões do Grande Porto e Grande Lisboa.
4. O ORT dá especial importância à integração de um volume cada vez maior de produção a partir de fontes de energia renovável, razão pela qual os projetos de investimento dedicados ao aumento da atual capacidade de receção de nova potência renovável representam cerca de 45% do investimento total em Projetos Complementares.
5. No total, ao longo dos dez anos de horizonte do PDIRT-E 2024, o investimento em Projetos Complementares ascende a 775 M€, a custos totais.
6. O CT regista que o ORT calendariza, no primeiro quinquénio, mais concretamente para os últimos anos, cerca de 27% do total a investir (209 M€), calendarizando para o segundo quinquénio o maior volume de investimento, 566 M€, ou seja, 73% do total.
7. A proposta de PDIRT-E 2024 agrupa os Projetos Complementares em quatro blocos de investimento, a saber:
  - a. Consumos Estratégicos;
  - b. Capacidade de Injeção na RNT;

- c. Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo;
  - e
  - d. Reformulação da RNT.
8. A desagregação do investimento em cada um dos quatro blocos está representado na Figura seguinte:

**Figura 5-1 - Projetos Complementares: Transferências para Exploração (M€) no período 2025-2034 (valores estimados a custos totais)**



FONTE: REN Proposta de PDIRT 2025-2034 Pág. 152

- 9. O CT entende que o custo e impacto tarifário do grupo dos Projetos Complementares, que decorrem de novas necessidades de rede, deve ser avaliado com elevado rigor, dada a sua dependência de fatores exógenos, não controláveis pelo ORT.
- 10. Para estes projetos, cuja realização e calendarização não dependem da iniciativa do ORT, não lhes são atribuídas datas-objetivo específicas firmes para entrada em exploração.
- 11. O CT regista que os Projetos Complementares de anteriores propostas de PDIRT, ou de procedimentos de aprovação autónomos que foram objeto de aprovação pelo Concedente, não fazem parte do conjunto de investimentos que são colocados nesta apreciação, ainda que o impacto tarifário destes projetos esteja já contemplado nas projeções da ERSE e do ORT.

#### **C.3.2.1. Consumos Estratégicos**

- 1. A alimentação a consumos estratégicos, como é o caso da linha ferroviária de alta velocidade Porto-Lisboa, é um dos vetores de desenvolvimento prospetivado pela RNT, enquadrando-se no indutor “Ligação a polos de consumo”.
- 2. Este grupo de projetos complementares contempla quatro pontos de interligação da RNT. Para tal, encontra-se prevista a abertura de três novas instalações da RNT (i) na ‘zona de Oliveira de Azeméis/Estarreja’, (ii) na ‘zona de Cantanhede’, (iii) na ‘zona de Leiria’, sendo o quarto ponto de alimentação a concretizar na atual subestação da RNT de Rio Maior.

3. Estas novas instalações, para além de proporcionar as condições necessárias à alimentação elétrica à linha ferroviária de alta velocidade Porto – Lisboa, traduzem-se igualmente em novos pontos de interligação da RNT, podendo servir para a alimentação a outros consumos com ligação em MAT, ou mesmo para a ligação de centros electroprodutores.
4. A este projeto está associado um montante de cerca de 107 M€ o que representa mais de 90% do montante previsto para o bloco associado aos consumos estratégicos.
5. Ainda no âmbito dos consumos estratégicos e com o objetivo de melhor abastecer consumos da RND localizados no eixo Pegões - Vendas Novas - Montemor-o-Novo, estão previstos cerca de 8 M€ para a criação de ponto injetor de Pegões, com possibilidade de instalação de transformação 400/60 kV em Pegões.
6. O CT regista, contudo, que o ORT considera que *“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”*.
7. Como é referido pela ERSE no documento de enquadramento à presente proposta de PDIRT-E 2024, *“Sendo estratégico para o país a construção de novos eixos ferroviários e a modernização dos existentes, importa recordar que o setor ferroviário tem estado sempre diretamente envolvido na comparticipação dos custos adicionais de investimento no setor elétrico que as suas especificidades provocam. Apesar de nada ser referido sobre esta questão na proposta de PDIRT-E 2024, a análise específica destes investimentos deverá tê-la em consideração.”*
8. O CT acompanha esta perspetiva da ERSE e recomenda, sempre que possível, o recurso a fundos europeus e nacionais elegíveis para estes fins.

#### **C.3.2.2. Capacidade de Injeção na RNT**

1. No documento de enquadramento do PDIRT, a ERSE refere que *“a capacidade para injeção na RNT, criada e a criar, nomeadamente ao abrigo das modalidades de acesso através de procedimento concorrencial (leilões solares de 2019, 2020 e 2021) e através de acordo com promotores (dois grupos de Acordos concretizados, maioritariamente para a tecnologia solar fotovoltaica), é passível de satisfazer as metas mais ambiciosas do PNEC 2030, na versão revista.”*
2. No entanto, o ORT refere que *“Por forma a dar condições de rede para o cumprimento desses objetivos no que se refere à integração de FER, nomeadamente eólica onshore, este Plano apresenta um conjunto de projetos que visam criar nova capacidade de injeção na RNT.”* Este investimento corresponde a 6 projetos que somam um total de 346 M€.
3. O CT recomenda que a criação de nova capacidade seja acompanhada de devida monitorização tendo como requisito a viabilidade dos projetos apresentados.

#### **C.3.2.3. Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo – Eólico Offshore**

1. Para a Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo é proposto um projeto que permite a partir de 2031 aumentar a capacidade de transmissão dos atuais 25 MVA para 80 MVA (ligação de produção *offshore*). Segundo o ORT o valor deste investimento varia entre 88 e 160 M€, dependendo da solução tecnológica a adotar e a perspetiva de oferta de mercado.

2. O CT entende que a decisão sobre este investimento deve ser realizada após definição do custo exato do investimento, assinalando o elevado volume de investimento para o acréscimo previsto de potência de 55 MVA, e energia anual a produzir de 88 GWh/ano, mesmo considerando que esta infraestrutura se destina a promover e facilitar projetos com soluções e tecnologias inovadoras, conforme previsto no Decreto Lei 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

#### **C.3.2.4. Reformulação da RNT – Lisboa, Porto e Alto Douro Vinhateiro**

1. Na região demarcada do Alto Douro Vinhateiro são apresentadas propostas de investimento para realocação de alguns troços de atuais linhas para fora da região demarcada, num total de 14 M€. A efetiva realização desta intervenção depende da aprovação do Concedente, bem como de pareceres vinculativos das entidades oficiais competentes.
2. No PDIRT são apresentadas propostas de investimento para a modificação para circuito subterrâneo de algumas linhas áreas existentes, designadamente na região do grande Porto (75 M€) e na região da grande Lisboa (65 M€).

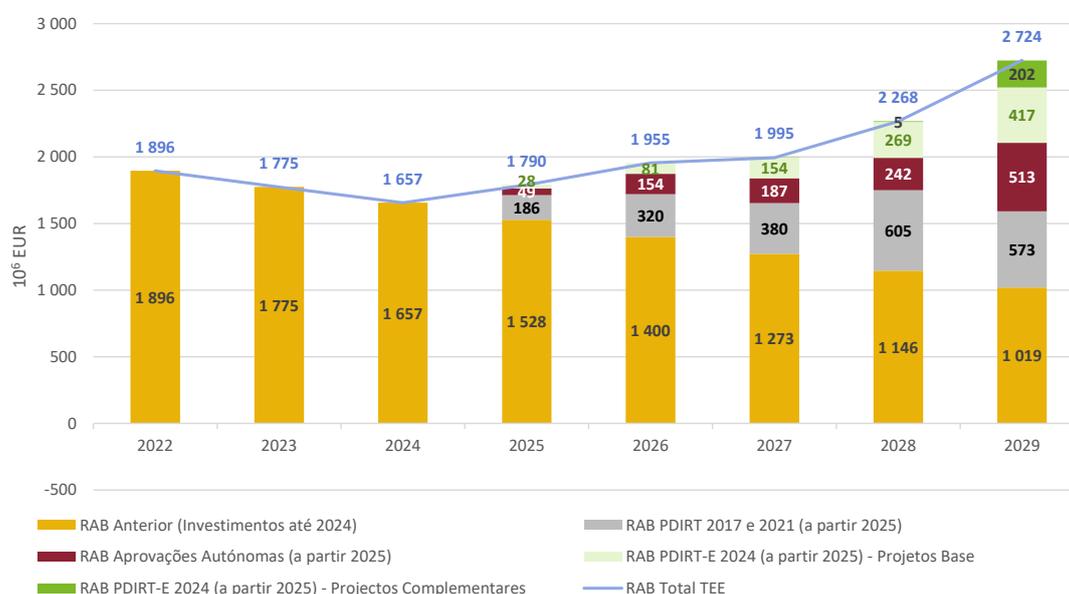
Estes projetos têm como objetivo dar seguimento a critérios de otimização e ordenamento do território, no sentido de maior sustentabilidade, permitindo melhorar a compatibilização da atividade de transporte de energia com os diversos usos do território em contexto de elevada densidade populacional.

3. O CT entende que a dimensão do PDIRT e esforço exigido para sua implementação justifica uma priorização dos projetos capazes de responder, entre outros, às metas traçadas no país presentes no PNEC.
4. Não obstante os objetivos presentes na reformulação da RNT através de modificação para circuitos subterrâneos e alterações do traçado, o CT considera que estes investimentos devem ser convenientemente ponderados em função das pronúncias das autoridades competentes na respetiva matéria e decididos pelo Concedente atentos os objetivos de política energética e socioambientais subjacentes e o custo associado.

#### **D. Impacte nos proveitos e custos da rede de transporte**

1. A análise de impactes tarifários deste Plano deve ser combinada com os restantes custos do setor e incluir os ativos da RNT atualmente em exploração e os já aprovados em edições anteriores de PDIRT e em autorizações autónomas que se prevê entrarem em exploração no horizonte deste PDIRT.
2. A ERSE procedeu a uma apresentação ao CT na qual inclui alguns dados adicionais relativamente ao impacto dos proveitos na atividade da rede de transporte e variações do TOTEX (OPEX + CAPEX) até 2029, ao invés do ORT que apresenta uma estimativa da evolução do custo unitário da atividade de transporte para todo o horizonte temporal do PDIRT.
3. O CT realça o gráfico seguinte da ERSE que projeta a evolução anual prevista para a base de ativos (RAB). Neste gráfico, para além do PDIRT-E-2024 (projetos base e complementares), consideram-se os efeitos no RAB dos investimentos anteriores a 2024, aprovações autónomas e PDIRT anteriores ainda a entrar em exploração, deduzidos das respetivas amortizações e de participações.

CONSELHO TARIFÁRIO



**Figura 4 – Evolução RAB da atividade de TEE (fonte: ERSE)**

4. A soma das várias parcelas de ativos permite constatar o incremento total da base de ativos: 1 790 M€ em 2025 e 2724 M€ em 2029 (incluindo os projetos complementares), o que representa um crescimento de 52% em 4 anos.
5. Esta variação exclui o investimento em ativos da RNT a entrar em exploração neste período, na modalidade de Acordo celebrados com promotores ao abrigo do artigo 18.º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro que, por serem integralmente financiados pelos titulares dos centros electroprodutores, não se traduzem num aumento do RAB.
6. O CT verifica que uma parte significativa da evolução da base de ativos corresponde a projetos relativos a PDIRT anteriores já aprovados e em aprovações autónomas.
7. A ERSE apresenta também a evolução do TOTEX da atividade de transporte, assumindo que irá manter o modelo de alisamento de proveitos no próximo período de regulação (2026-2029).

CONSELHO TARIFÁRIO

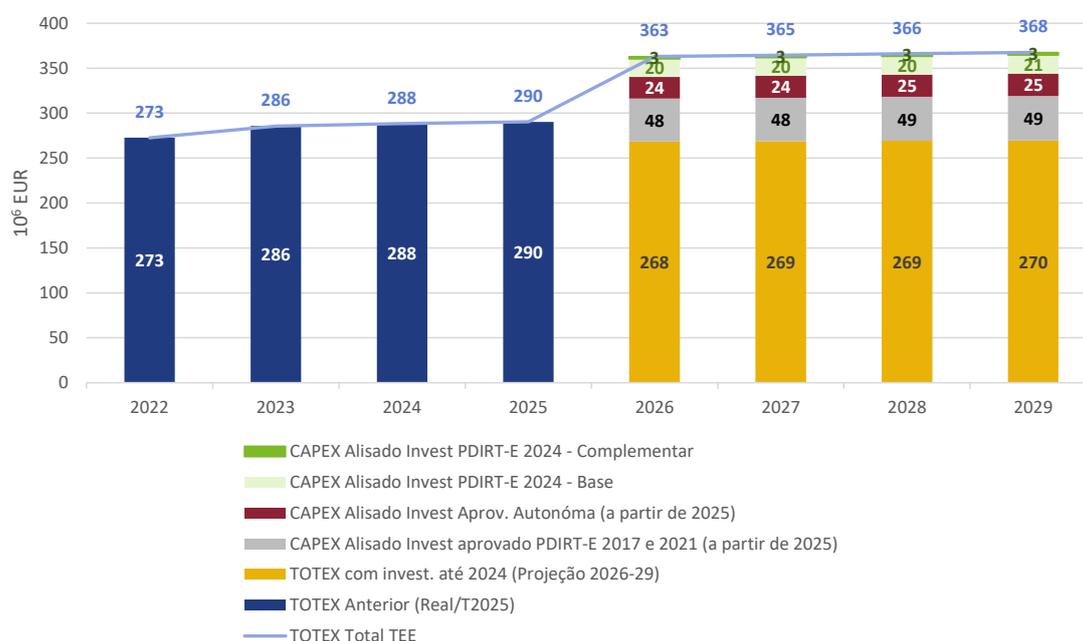


Figura 5- Evolução TOTEX da atividade de TEE (fonte: ERSE)

8. Segundo a ERSE, entre 2025 e 2029 observa-se uma taxa média anual de crescimento do TOTEX de 6,1%, que resulta da incorporação de todos os investimentos previstos para o novo período de regulação na definição da nova base de custos TOTEX para 2026.
9. A evolução do TOTEX unitário (Eur/MWh) apresentada pela ERSE considera 3 cenários de consumo entre 2025-2029:
  - Cenário Superior – Taxas de evolução anual do cenário central ambição RMSA-E 2023 e 50% do cenário central ambição RMSA-E 2023 para a produção de H<sub>2</sub> (2024 e 2025 valores tarifas 2025) – taxa de crescimento média anual do custo unitário TOTEX de (-) 0.94%;
  - Cenário Central – Taxas de evolução anual do cenário central ambição RMSA-E 2023 e 0% do cenário central ambição RMSA-E 2023 para a produção de H<sub>2</sub> (2024 e 2025 valores tarifas 2025) - taxa de crescimento média anual do custo unitário TOTEX de (+) 4.17%;
  - Cenário Inferior – Taxas de evolução anual do cenário inferior Conservador RMSA-E 2023 e 0% do cenário inferior Conservador RMSA-E 2023 para a produção de H<sub>2</sub> (2024 e 2025 valores tarifas 2025) - taxa de crescimento média anual do custo unitário TOTEX de (+) 5.32%.
10. O CT constata que os diferentes cenários de consumo poderão conduzir a custos de rede bastantes díspares até 2029, pelo que reforça a sua posição de que a aprovação dos investimentos deve ser alicerçada em incrementos de consumo que os viabilizem e minimizem o impacto no custo unitário da rede.
11. O CT considera que a análise do impacto dos projetos do PDIRT deve ser coerente com os cenários de procura a que o PDIRT permite dar resposta e com todo o período que o mesmo abrange.

- 12.** Com efeito, importa ressaltar que os investimentos da RNT dão resposta à conjugação dos projetos de elevado consumo e de nova produção, alinhados com os objetivos de política energética e com as solicitações de ligação à rede dos diversos interessados, tanto do lado da procura, como do lado da produção, com externalidades positivas significativas com impacto, entre outros, na economia.
- 13.** Desta forma, o ORT apresenta o impacte de projetos base e complementares nos proveitos unitários médios da atividade de transporte (sem alisamento de proveitos) para o período 2025-2034 estimando:
- Um aumento de 4%, de 5,3 €/MWh em 2025 para 5,5 MWh em 2034, caso se considere o cenário central do RMSA-E 2023 com 50% da energia dedicada a H<sub>2</sub> a circular na RNT e;
  - Uma redução de 19%, de 5,3 €/MWh em 2025 para 4,3 MWh em 2034, caso se considere o cenário central do RMSA-E 2023 com 100% da energia dedicada a H<sub>2</sub> a circular na RNT.
- 14.** O CT releva que esta análise dos impactes tarifários incide apenas no impacte dos proveitos da atividade de transporte, que representam cerca de 5% dos proveitos totais do setor elétrico e recomenda que sejam igualmente considerados os benefícios, para todo o SEN, nos preços de mercado resultantes da integração das novas centrais que os projetos da RNT permitem e do aumento da escala de consumos decorrentes das novas zonas de grande procura (e.g. Sines).

### III

#### CONCLUSÕES

O Conselho Tarifário considera que, na proposta apresentada pela ERSE, deverão ser tidas em conta as recomendações constantes deste Parecer.

**Em 17 de fevereiro de 2025**, o parecer que antecede teve a seguinte votação:

**Votos a favor: 20 (vinte)**

**Votos contra: 0 (zero)**

tendo sido aprovado por **unanimidade**

O parecer que antecede contém **23 (vinte e três)** páginas, sendo **3 (três)** destinadas à votação e assinatura dos membros do conselho tarifário.

Constam ainda, mais **19 (dezanove)** páginas, contendo sentidos de voto que fazem parte integrante do mesmo, o que perfaz um total de **42** (quarenta e duas) folhas.

**ERSE**ENTIDADE REGULADORA  
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

## CONSELHO TARIFÁRIO

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Manuela Moniz</b>	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área da energia, que preside	Anexo 1	—	—
<b>Patrícia Carolino</b>	Representante da Direção-Geral do Consumidor	Anexo 2	—	—
<b>Ana Vasconcelos</b>	Personalidade de reconhecido mérito e independência a designar pelo membro do Governo responsável pela área do Ambiente	Anexo 3	—	—
<b>Luís Vasconcelos</b>	Representante da Associação Nacional de Municípios	Anexo 4	—	—
<b>João Fernandes</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 5	—	—
<b>Eduardo Quinta Nova</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 6	—	—
<b>Célia Marques</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - UGC	Anexo 6	—	—
<b>Ingride Pereira</b>	Representante de associações de defesa do consumidor com representatividade genérica (Setor Elétrico) - DECO	Anexo 7	—	—
<b>Luís Pisco</b>	Representante dos consumidores da Região Autónoma da Madeira	Anexo 8	—	—
<b>Carlos Silva</b>	Representantes dos consumidores nos termos do n.º 6 do artigo 46.º dos Estatutos da ERSE - AIMMAP	Anexo 9	—	—
<b>João Marinho</b>	Representante de associações que tenham como associados consumidores de eletricidade em média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) - Siderurgia Nacional	Anexo 10	—	—
<b>Paula Almeida</b>	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) - REN	Anexo 11	—	—

CONSELHO TARIFÁRIO

NOME	Entidade	Votação		
		FAVOR	CONTRA	ABSTENÇÃO
<b>Rui Miguel Bernardo</b>	Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) – E-Redes	Anexo 12	—	—
<b>Joaquim Teixeira</b>	Representante das entidades concessionárias de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) - CEVE	Anexo 13	—	—
<b>Bruno Matos</b>	Representante do comercializador de último recurso de eletricidade que, nestas funções, atue em todo o território do continente – SU ELETRICIDADE	Anexo 14	—	—
<b>Bruno Pais</b>	Representante dos pequenos comercializadores de energia	Anexo 15	—	—
<b>Ricardo Ferrão</b>	Representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre	Anexo 16	—	—
<b>Luís Miguel Plácido</b>	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma dos Açores - EDA	Anexo 17	—	—
<b>Rui Vieira</b>	Representante das empresas do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira - EEM	Anexo 18	—	—
<b>Henriqueta Bastos</b>	Representante dos consumidores da Região Autónoma dos Açores	Anexo 19	—	—