

## PARECER

### **Desenvolvimento da RNT no eixo Mogadouro-Valeira para a ligação de centrais fotovoltaicas**

fevereiro de 2024

**Consulta:** Direção-Geral de Energia e Geologia, 17 de outubro de 2023.

**Base legal:** Competências consultivas dos artigos 15.º a 18.º dos Estatutos da ERSE.

**Divulgação:** Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

---

Nota de atualização de 18/09/2024:

Os pareceres emitidos pela ERSE no âmbito de um processo de decisão de terceiros, e aqueles que incidem sobre iniciativas legislativas, recaem sobre as propostas ou projetos que lhe foram remetidos. Os textos finais aprovados e publicados em Diário da República podem registar alterações integrando, ou não, no todo ou parte, aspetos que tenham sido destacados pela ERSE no parecer.

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>APRECIÇÃO</b> .....	<b>2</b>
2.1	Enquadramento da evolução da proposta de desenvolvimento da RNT.....	2
2.2	Fundamentação da atual proposta de reforço da RNT.....	3
2.3	Alocação de custos da proposta da REN.....	4
2.4	Posição da ERSE.....	6
2.5	Impactos financeiros em proveitos .....	9
<b>3</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>14</b>

Correspondendo a solicitação externa da Direção-Geral de Energia e Geologia, rececionada a 17 de outubro de 2023 (ref. 16/DSPEE/2023), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

## **1 ENQUADRAMENTO**

A REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. (REN) enviou à DGEG um pedido de decisão de aprovação de investimento urgente para um conjunto de projetos de reforço da rede nacional de transporte (RNT) de eletricidade, na zona dos eixos Lagoaça-Macedo de Cavaleiros e Mogadouro-Valeira, com o intuito de, entre outros fins associados ao desenvolvimento da RNT na região, permitir ligar um conjunto de centrais fotovoltaicas na zona de Mogadouro e na zona de Pocinho, respetivamente com 370 MVA (120 MVA+250 MVA) e 159 MVA. A proposta de investimento apresentada pela REN à DGEG vem na sequência de outras propostas iniciais de desenvolvimento da RNT que viriam a ser inviabilizadas pela Agência Portuguesa do Ambiente, I.P. (APA) no Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

Realça-se que, deste montante de nova capacidade renovável a ligar, os Títulos de Reserva de Capacidade (TRC) relativos aos 120 MVA da central Mogadouro I e aos 159 MVA da central de Pocinho foram atribuídos na modalidade de acesso geral<sup>1</sup>, enquanto o TRC relativo aos 250 MVA da central de Mogadouro II foi atribuído na modalidade de acordo com o operador da RNT<sup>2</sup>.

A DGEG considerou que, embora a competência para decidir sobre o pedido da REN recaia no titular da pasta da Energia, por analogia com o processo de aprovação do Plano de Investimento e Desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E), cabe à DGEG e à ERSE, uma análise prévia do pedido em causa. Para esse fim, a DGEG solicitou à REN informação adicional sobre os referidos investimentos.

Recebidos os esclarecimentos por parte da REN, e tendo em conta as competências atribuídas à ERSE, a DGEG solicitou o Parecer da ERSE e, em particular, a avaliação do impacto financeiro em tarifas deste conjunto de investimentos de reforço da RNT.

---

<sup>1</sup> Nos termos da alínea a) do n.º 2 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

<sup>2</sup> Nos termos da alínea b) do n.º 2 do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

## **2 APRECIÇÃO**

### **2.1 ENQUADRAMENTO DA EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE DESENVOLVIMENTO DA RNT**

Em julho de 2022, a ERSE foi contactada pelo Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática (GMAAC), no sentido de dar a conhecer o ponto de situação do processo de desenvolvimento da RNT na zona de Mogadouro, em curso, para ligação das centrais fotovoltaicas (CF) Mogadouro I e II, e Pocinho.

Nesse contacto, identificavam-se dificuldades em termos de aprovação ambiental da solução técnica inicialmente prevista pela REN, e que passava por construir uma linha simples de 400 kV entre Lagoaça e a CF Mogadouro, paralela à linha simples de 220 kV Lagoaça-Macedo de Cavaleiros. Para ultrapassar essas dificuldades, a solução deveria passar por utilizar apenas o corredor existente de 220 kV, evitando assim construir um número excessivo de novas linhas. Ora, para isso, seria necessário desmontar a linha de 220 kV e construir uma linha dupla 220+400 kV, com o terno de 400 kV dedicado exclusivamente à ligação da CF Mogadouro. Esta alternativa foi aliás incluída no EIA, como traçado C.

Nessa mesma comunicação, foi ainda possível constatar que segundo o promotor dessa CF, existia uma relutância da REN em aprovar essa solução técnica alternativa de construção da linha dupla, uma vez que a REN alegava ser prejudicada em termos regulatórios, porque a linha de 220kV a desmontar não estava totalmente amortizada e, por isso, iria perder a devida remuneração. Por outro lado, segundo a REN, como essa nova linha dupla seria paga integralmente pelo promotor, a mesma não seria incluída na sua base de ativos remunerados.

Com o objetivo de analisar esta situação, realizou-se uma reunião entre a ERSE e a REN, em que esta confirmou a sua preocupação com a conversão da linha simples para dupla, a expensas do promotor, defendendo que a solução a adotar deveria sempre ser neutra em termos regulatórios para a REN, ou seja, a empresa não deveria perder qualquer montante da remuneração relativa à linha simples existente. A ERSE registou essa preocupação da REN quanto ao facto de ser o promotor a suportar os encargos da desmontagem da linha de 220kV e construção da linha dupla, solicitando à REN que oficializasse a questão e enviasse à ERSE toda a documentação relevante relativa ao projeto, nomeadamente prazos da obra, extensão da linha a desmontar e respetivo valor do ativo em causa.

Posteriormente, em janeiro de 2023, a ERSE teve conhecimento que a solução técnica alternativa discutida em julho do ano anterior não tinha sido aprovada, e que, por isso, a REN iria encontrar uma outra solução, que permitisse ligar a CF Mogadouro e ultrapassar as limitações da Avaliação Ambiental, embora essa solução alternativa nunca tenha chegado a ser apresentada à ERSE.

Em maio de 2023, a REN apresentou uma nova solução que, por um lado, permitiria ligar a CF Mogadouro e, por outro, permitiria ligar a CF Pocinho, cuja ligação inicialmente prevista à subestação de Pocinho foi igualmente rejeitada ao nível da Avaliação Ambiental.

Assim, em junho de 2023, a DGEG foi solicitada a emitir parecer sobre esse conjunto de investimentos propostos pela REN. Em resultado dessa solicitação, e tendo em conta as competências atribuídas à ERSE, a DGEG solicitou o Parecer da ERSE a 17 de outubro de 2023.

## **2.2 FUNDAMENTAÇÃO DA ATUAL PROPOSTA DE REFORÇO DA RNT**

A atual proposta de desenvolvimento da RNT é bastante mais ampla do que a inicialmente apresentada à ERSE em julho de 2022, incluindo agora duas novas subestações 400/220 kV, sem transformação, implicando a abertura de dois eixos a 220 kV e da ligação a 400 kV relativa à Central Hídrica (CH) de Foz Tua.

Inclui ainda a conversão de duas linhas simples de 220 kV para linhas duplas 220+400 kV, sendo uma dessas ações numa extensão considerável, no troço que liga as duas novas subestações (componente de maior peso no investimento total proposto).

Face à proposta inicial, que permitia ligar a CF Mogadouro a Lagoaça, apenas subsiste o troço entre a Subestação de Lagoaça e a zona da nova Subestação de Mogadouro II, que será convertido de linha simples a 220 kV para linha dupla 220+400 kV. No entanto, do ponto de vista do promotor, esse troço deixa de fazer parte da ligação à CF, pois a CF passa a ligar-se à nova subestação de Mogadouro e não a Lagoaça.

A solução agora apresentada tem, segundo a REN, outras vantagens, permitindo maior flexibilidade na gestão da rede e a integração de futuros aproveitamentos de produção elétrica a partir de fontes renováveis, permitindo ainda reforçar o apoio aos consumos associados a Macedo de Cavaleiros.

Em concreto, a REN propõe o desenvolvimento da RNT em 2 blocos distintos, um primeiro bloco de investimentos (A) associado às CF Mogadouro I e II, num total de 23,4 M€, e um segundo bloco (B) associado à CF Pocinho, num total de 75,2 M€, e que passam por:

**Bloco A:**

- Construção de uma nova subestação “Mogadouro II”, 400/200 kV, sem transformação.
- Abertura nessa nova subestação das atuais linhas simples de 220 kV Mogadouro-Valeira e Lagoaça-Macedo de Cavaleiros.
- Reconversão da linha simples a 220 kV Lagoaça-Macedo de Cavaleiros, para dupla 220+400 kV, entre a subestações de Lagoaça e a nova subestação de Mogadouro II, sendo o circuito de 400 kV desta nova linha dupla instalado com capacidade reforçada face ao previsto no PDIRT-E<sup>3</sup>.
- Instalação na nova Subestação de Mogadouro II de quatro painéis de 220 kV (Mogadouro, Carrazeda/Valeira, Lagoaça, Macedo Cavaleiros), relativos às linhas que foram abertas, e ainda quatro painéis de 400 kV (Ribeira da Pena, CF Mogadouro, Lagoaça e Carrazeda/Valeira).

**Bloco B:**

- Construção de uma nova subestação “Carrazeda”, 400/200 kV, sem transformação.
- Abertura nessa nova subestação da atual linha simples a 220 kV Mogadouro-Valeira e da linha a 400 kV entre a CH Foz Tua e a subestação de Armamar.
- Reconversão da linha simples a 220 kV Mogadouro-Valeira para dupla 220+400 kV, entre as novas subestações de Mogadouro II e Carrazeda.
- Instalação na nova Subestação de Carrazeda de três painéis de 220 kV (Mogadouro II, Valeira, CF Pocinho), relativos à abertura da linha de 220 kV e à ligação da CF Pocinho, e ainda mais três painéis de 400 kV (CH Foz Tua, Armamar e Mogadouro II).

## **2.3 ALOCAÇÃO DE CUSTOS DA PROPOSTA DA REN**

De acordo com a proposta apresentada pela REN, no que diz respeito ao Bloco (A), o promotor da CF de Mogadouro I e II é responsável por suportar os custos relativos aos dois painéis de 400 kV a instalar na nova

---

<sup>3</sup> NO PDIRT-E 2021, existe um projeto de construção de uma linha a 400 kV entre Lagoaça e Ribeira da Pena (PR1207), aprovado.

subestação de Mogadouro II (um para ligação à CF e outro para a ligação do terno de 400 kV proveniente de Lagoaça, onde, por sua vez, está já previsto um painel de 400 kV pago pelo promotor). O promotor é ainda responsável por suportar os custos do reforço da capacidade do terno a 400 kV da nova linha dupla. No total, o encargo a assumir pelo promotor ascende a cerca de 6,7 M€.

Todo o restante investimento, no total de cerca de 16,7 M€, será suportado pela concessão (tarifas), incluindo os custos associados à conversão da linha simples para linha dupla entre Mogadouro II e Lagoaça, alegando a REN que se trata de uma alteração ao projeto aprovado da linha simples a 400 kV entre Lagoaça e Ribeira da Pena (PR1207)<sup>4</sup>.

Em termos globais, na tabela seguinte resume-se a repartição de custos.

**Quadro 2-1 – Repartição de custos relativos à reformulação da RNT na zona Mogadouro-Lagoaça**

Projeto	Encargo Adicional para a Concessão da RNT	Encargo a assumir pelos Promotores	Encargo Total a custos diretos externos
<b>Reformulação da RNT na zona Mogadouro-Lagoaça</b>			
Nova subestação de Mogadouro II (400/220 kV, sem autotransformação equipada)	16,378	4,110	20,488
Modificação da linha Lagoaça – Macedo de Cavaleiros entre Mogadouro II e Lagoaça para 400+220 kV com reforço do terno a 400 kV	7,785	2,615	10,400
Troço equivalente previsto e aprovado no PDIRT-E 2021 (PR1207)	(7,474)		(7,474)
Subtotal	16,689	6,725	23,414

Fonte: REN

Já sobre o bloco de investimentos (B), o promotor é responsável pelos custos dos três painéis de 220 kV (Mogadouro II, CF Pocinho e Valeira), além de suportar os custos do painel adicional de interbarras a 220 kV, num total que ascende a cerca de 6,2 M€. Todo o restante investimento, num total de cerca de 68,9 M€, será suportado pela concessão, incluindo todos os painéis de 400 kV na nova subestação de Carrazeda, bem como o investimento de passagem de linha simples a linha dupla 400+220 kV entre as duas novas subestações e o respetivo painel de 400 kV na subestação de Mogadouro II.

<sup>4</sup> Este projeto (PR1207) foi aprovado, ao contrário do projeto PR1913, relativo a acrescentar um novo terno de 220 kV entre Lagoaça e Macedo de Cavaleiros, uma vez que o projeto estava previsto apenas para o quinquénio 2027-2031, e por isso não foi objeto de aprovação.



Em termos globais, na tabela seguinte resume-se a repartição de custos.

**Quadro 2-2 – Repartição de custos relativos à reformulação da RNT na zona de Carrazeda de Ansiães-Mogadouro**

Projeto	Encargo Adicional para a Concessão da RNT	Encargo a assumir pelos Promotores	Encargo Total a custos diretos externos
<b>Reformulação da RNT na zona Carrazeda de Ansiães-Mogadouro</b>			
Nova subestação de Carrazeda de Ansiães (400/220 kV, sem autotransformação equipada)	12,420	6,231	18,651
Modificação para 400+220 kV Mogadouro – Valeira entre Mogadouro II e Carrazeda de Ansiães, respetivo painel de linha a 400 kV na subestação de Mogadouro II e abertura das linhas Mogadouro – Valeira e Foz Tua – Armamar	56,516	-	56,516
Subtotal	68,936	6,231	75,167

Fonte: REN

Assim, no total de ambos os blocos, é imputado à concessão um montante de cerca de 85,6 M€ a custos diretos externos, cabendo os restantes 13,0 M€ aos promotores.

## 2.4 POSIÇÃO DA ERSE

A ERSE não coloca em causa a necessidade de se respeitar os compromissos assumidos pelo concedente ao nível das atribuições de TRC, seja através da modalidade de acesso geral (120 MVA da CF Mogadouro I e 159 MVA da CF de Pocinho), seja através da modalidade de Acordo com a REN (250 MVA da CF Mogadouro II).

Não obstante, importa analisar os investimentos propostos sob diferentes perspetivas, seja em termos de urgência na sua aprovação, para ligação das centrais fotovoltaicas, seja em termos de imputação de custos à Concessão e ao promotor.

Relativamente à solução técnica apresentada, a ERSE considera que a maioria dos investimentos são justificáveis e, por isso, não se opõe à sua aprovação. Excetua-se, contudo, o investimento associado à conversão da linha simples Mogadouro-Valeira para linha dupla 220+400 kV (troço entre as duas novas subestações), num total de 56,5 M€ (constante do bloco B). Efetivamente, entende a ERSE tratar-se de um

projeto estrutural da rede que visa melhorar a flexibilidade da mesma em termos de integração de fluxos resultantes de futuros eventuais aproveitamentos que se venham a instalar no local, e não exclusivamente dedicado à ligação das CF.

Não se considerando um investimento indispensável à ligação das centrais fotovoltaicas em causa, a decisão sobre a sua aprovação deve ser realizada em conjunto com a dos restantes projetos constantes na proposta de PDIRT-E 2023 (2024-2033), a apresentar pela REN, no início de 2024.

Já do ponto de vista da alocação de custos à Concessão, existe uma alteração não despreciable face à situação apresentada à ERSE em julho de 2022, uma vez que a conversão de linha simples para dupla no troço final do eixo M. Cavaleiros-Lagoaça, num total de 7,8 M€ (constante do bloco A), passa a ser imputado à Concessão e não ao promotor. Tal deve-se ao facto de o ponto de ligação da CF Mogadouro ser agora a nova subestação de Mogadouro II, e não a subestação de Lagoaça.

Embora esta situação seja mais desfavorável para a Concessão, comparativamente com a solução técnica inicial, a construção da subestação é, de facto, a única alternativa que garante que, no futuro, possa ser construído o eixo até Ribeira da Pena (em linha dupla 220+400 kV até M. Cavaleiros). De outro modo, a construção de mais linhas e eixos tenderá a ser inviabilizada do ponto de vista ambiental.

Assim, no que diz respeito aos investimentos que integram o Bloco A, a ERSE concorda com a imputação de **16,7 M€** à Concessão, deduzidos apenas do custo do painel de 400 kV relativo ao segundo terno da linha dupla até Carrazeda (2,1 M€), uma vez que a ERSE considera que esse projeto não deve ser aprovado nesta fase, mas sim em sede de apreciação do PDIRT-E 2023.

Já relativamente aos investimentos que integram o Bloco B, e em linha com essa mesma recomendação, a ERSE valida a imputação à Concessão do montante de **12,4 M€**, ao qual deve ser igualmente deduzido do custo do painel de 400 kV no outro extremo do terno da linha entre as duas novas subestações (2,1 M€).

Em conclusão, a ERSE concorda com a imputação de custos proposta pela REN, à exceção do projeto afeto ao troço de linha dupla entre as duas novas subestações (total de 56,5 M€), e respetivos painéis nos extremos desse troço (total de 4,2 M€).

### Atribuição de TRC na modalidade de Acordo entre CF Mogadouro II e REN

Relembrando que o TRC desta central foi atribuído através da modalidade de Acordo, a ERSE solicitou à DGEG o respetivo contrato com a REN, de forma a apurar qualquer montante pago pelo promotor no âmbito do mesmo, assim como identificar quaisquer investimentos previstos no Acordo e associados apenas ao promotor.

No seguimento desta solicitação, a 28 de dezembro de 2023, a DGEG remeteu à ERSE o Acordo celebrado entre a REN e o promotor (Malhada Green), datado de 16 de abril de 2021. Disponibilizou ainda o “relatório de estudos associado ao pedido de Acordo do promotor” (datado de julho de 2020). Finalmente, foi ainda remetida informação sobre a identificação dos restantes 13 requerentes de capacidade, que junto com o promotor em causa solicitaram capacidade e assinaram os restantes Acordos, complementada com informação sobre os modelos de caução e de garantia e planos de pagamento.

Analisado o conteúdo destes documentos submetidos pela DGEG, verifica-se que não consta no Acordo qualquer investimento específico de reforço da RNT destinado à criação de capacidade de receção para ligação do centro produtor em causa. Em particular, o “relatório de estudos” refere que “para a central fotovoltaica em causa, não existem reforços específicos na RNT a considerar”. Apenas existem outras 17 obras de reforço da RNT, consideradas necessárias pela REN, distribuídas em todo o território nacional, eventualmente junto dos pontos de ligação dos restantes requisitantes de capacidade.

Efetivamente, aceita-se que, à data de celebração dos estudos (julho de 2020), os pressupostos fossem diferentes dos que motivam os reforços da RNT agora em análise na região do Douro internacional (avaliação ambiental desfavorável), mas em ponto algum do relatório de estudos é fundamentada a limitação da RNT para ligação da central de Mogadouro, até porque o estudo não se debruçou apenas sobre a ligação isolada desta central, mas sim sobre o conjunto de 14 pedidos de reserva de capacidade para ligação de centrais solares fotovoltaicas, num total de 3500 MVA, e que resultou num conjunto de 17 reforços internos da RNT, com custo total próximo de 300 M€ (dos quais, 22 M€ imputados às CF Mogadouro).

Fica assim claro que existem dois conjuntos de reforços necessários para a viabilização da ligação da central fotovoltaica de Mogadouro II, aqueles incluídos nos Acordos em 2021 (não específicos deste promotor),

cujos encargos são da responsabilidade do promotor; e os agora propostos pela REN, a recuperar pelas tarifas, específicos do conjunto das três centrais de Mogadouro I e II, e Pocinho.

Assim, atendendo à posição da ERSE de adiamento da decisão sobre a obra de conversão para linha dupla 220+400 kV do eixo Mogadouro-Valeira, a análise de impacto económico incidiu sobre um total de cerca de 25 M€ a custos diretos externos (após deduzidos cerca de 13 M€ suportados pelos promotores, em participações diretas à instalação de painéis de linha nas novas subestações, e 6,2 M€ de participações de reforço da RNT previstas no RRC, tal como referido na documentação anexa ao pedido de parecer).

#### Atribuição de TRC na modalidade de Acesso Geral

Sobre a atribuição de TRC na modalidade de acesso geral às CF de Mogadouro I e Pocinho, a ERSE sublinha o facto de, apesar de se ter atribuído esse direito de capacidade de injeção na rede, tal não ser suficiente para garantir a concretização dos elementos de ligação das CF às subestações associadas a esses TRC, uma vez que ainda faltava uma decisão favorável da Avaliação Ambiental, decisão que seria expectável, tendo em conta que a RNT na região não se alterou significativamente do ponto de vista técnico desde 2019 (atribuição do TRC).

A ERSE considera, por isso, que é fundamental procurar garantir que as atribuições de TRC sejam acompanhadas previamente de estudos de impacto ambiental de modo a evitar que se venham a registar situações semelhantes, originando a alteração dos pontos de injeção (exemplo da CF Pocinho) e a necessidade de realização de investimentos adicionais, com custos a suportar pela Concessão.

## **2.5 IMPACTOS FINANCEIROS EM PROVEITOS**

O parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2021 foi elaborado no contexto das metodologias de regulação em vigor no período de regulação de 2018 a 2021, em que a atividade de transporte de energia elétrica (TEE) foi regulada por uma metodologia do tipo *price-cap* aplicada aos custos operacionais (OPEX<sup>5</sup>) e por uma metodologia do tipo *rate-of-return* aplicada aos custos com o capital (CAPEX<sup>6</sup>) decorrentes dos

---

<sup>5</sup> OPEX: *Operational Expenditure*.

<sup>6</sup> CAPEX: *Capital Expenditure*.

investimentos realizados, a qual incluía um mecanismo de custos de referência sujeitos a metas de eficiência. Nesse contexto, os investimentos realizados pelo operador da rede de transporte (ORT) tinham um impacto direto nos proveitos permitidos definidos anualmente para a atividade de TEE e a análise económica de novos investimentos poderia ser efetuada numa perspetiva de potenciais acréscimos a estes proveitos em base anual.

Contudo, **no período de regulação de 2022 a 2025 ocorreu uma alteração substancial da metodologia de regulação da atividade de TEE, que passou a ser do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX)<sup>7</sup>**. O objetivo desta alteração consistiu em diminuir a relação direta existente entre os proveitos do ORT e o investimento realizado na atividade de TEE e, deste modo, passar a não prejudicar as opções estratégicas de utilização de recursos, quer sejam OPEX ou CAPEX, com vista a permitir uma gestão economicamente mais eficiente pelo operador e assegurando simultaneamente que, nessas condições, dispõe de recursos suficientes para desenvolver a sua atividade.

No âmbito desta metodologia, o cálculo dos proveitos permitidos considera os investimentos previstos pelo ORT para a globalidade do período de regulação, nomeadamente os investimentos previstos no último PDIRT-E aprovado ou que foram alvo de parecer por parte da ERSE, que são considerados na componente de CAPEX incluída da base de custos TOTEX, definida no início de cada período de regulação.

Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, **os investimentos previstos e os realizados na atividade de TEE em cada ano deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, que passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX**, de acordo com a variação anual do IPIB-X (sendo X a meta de eficiência) e dos indutores de custos aplicáveis.

Assim, neste contexto de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, **as atualizações dos investimentos anteriormente aprovados nos PDIRT-E deixam de ter um impacto direto nos proveitos permitidos anuais da atividade de TEE nos anos que se encontrem dentro do período de regulação em curso**, desde que os investimentos propostos não alterem de forma relevante a componente de CAPEX ou a evolução dos indutores de custos físicos, face ao considerado no início do período de regulação.

---

<sup>7</sup> TOTEX: *Total Expenditure*. Esta metodologia encontra-se detalhada no documento [“Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”](#).

Complementarmente, a metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX da atividade de TEE em vigor desde 2022 inclui um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que procura garantir que a remuneração total da empresa se mantém dentro de um intervalo que garante o seu equilíbrio económico-financeiro, evitando a obtenção de rendas excessivas ou de menores ganhos que possam comprometer o desempenho das suas atividades. O resultado deste mecanismo, baseado no desempenho real da empresa ao longo de todo o período de regulação face às metas impostas pela ERSE, é calculado e refletido nos proveitos permitidos no período de regulação subsequente. Para este cálculo do desempenho real da empresa serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados, quer no âmbito de um PDIRT-E, quer em processos autónomos, designadamente semelhantes ao presente parecer.

Os investimentos ocorridos e que foram alvo de aprovação são igualmente considerados no cálculo da componente de CAPEX incorporada na base de custos TOTEX da atividade de TEE para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026, onde serão igualmente assumidas as projeções de investimento atualizadas pelo último PDIRT-E aprovado ou que tenha sido alvo de parecer por parte da ERSE, até esse momento, bem como projeções de investimentos aprovados no âmbito de processos autónomos.

Importa assim **estimar o contributo que o sobrecusto de investimento proposto pela REN, decorrente das reformulações da RNT nas zonas de Mogadouro-Lagoaça e de Carrazeda de Ansiães-Mogadouro, pode ter na base de ativos regulada, de modo a antever o seu impacte económico no próximo período de regulação que se iniciará em 2026.** Como referido anteriormente, no que diz respeito aos custos de investimento da solução proposta pela REN, está em causa um custo direto externo (CDE) de cerca de **25,0 M€** imputáveis à Concessão da RNT, que exclui o investimento no eixo transversal entre as duas novas subestações Mogadouro II e Carrazeda de Ansiães (e respetivos painéis), cuja decisão a ERSE entende que deve ser avaliada no próximo PDIRT-E. Acrescem os encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros, que nesta simulação se assume serem da ordem de 12,4%<sup>8</sup> dos custos de investimento (CDE), resultando num custo total de investimento de 28,1 milhões de euros. A este montante são deduzidos os montantes de participações<sup>9</sup> para reforço da RNT, a suportar pelos promotores das centrais de Mogadouro I (120 MVA) e Pocinho (159 MVA), cujos TRC foram atribuídos em regime geral, obtendo-se um montante

---

<sup>8</sup> Média das taxas de encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros dos últimos 4 anos.

<sup>9</sup> Ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 22 de abril de 2019.

de 6,2 milhões de euros. Deste modo, a base de ativos regulada da atividade TEE será incrementada em **21,9** milhões de euros.

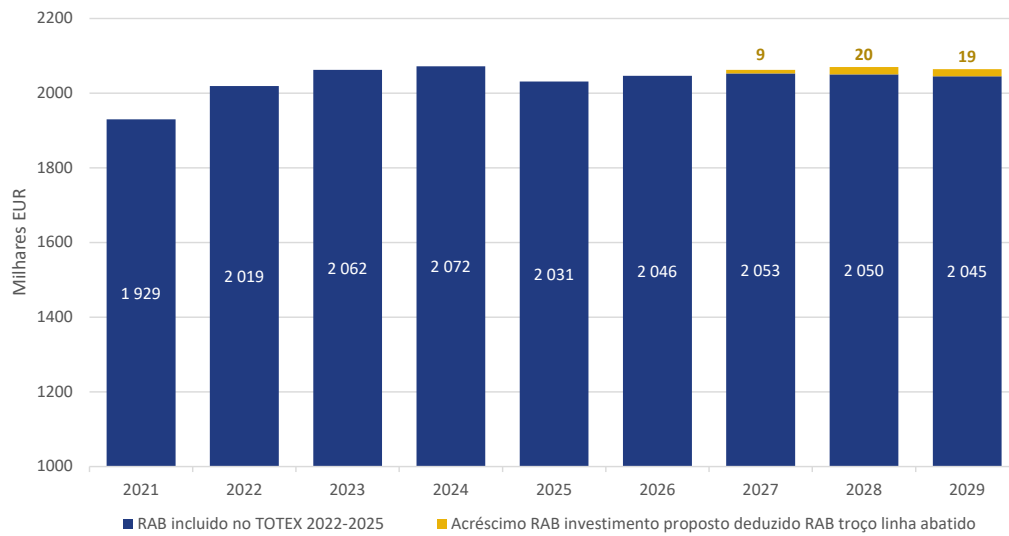
Complementarmente, nestas simulações foi necessário assumir os seguintes pressupostos adicionais:

1. Dadas as características dos investimentos que a ERSE admite virem a ser incorporados na base de ativos regulada neste processo de aprovação *ad-hoc* (duas novas subestações 400/220 kV, sem autotransformação equipada), foi assumido que 90% do novo ativo será amortizado a 30 anos e o restante a 10 anos;
2. Não tendo sido indicada uma data em concreto para a concretização e transferência para exploração dos projetos, adotou-se como pressuposto o ano de 2027, por ser o ano mais próximo referido na informação disponibilizada pela DGEG;
3. A reformulação da RNT na zona de Mogadouro-Lagoaça implica a desmontagem de um troço da linha a 220 kV entre Macedo de Cavaleiros e Lagoaça, com uma extensão aproximada de um terço do total do comprimento da linha, que não se encontrará totalmente amortizada no final de 2026 (valor líquido nesta data de cerca de 3,3 milhões de euros para a totalidade da linha). **Assim, o abate deste troço de linha terá um custo, que se entende não deva ser suportado pelos consumidores através das tarifas de uso de rede de transporte**, por não existir informação sobre os benefícios diretos para os consumidores resultantes das intervenções que a REN propõe. Tal pressuposto é também suportado pelo facto de, atualmente, a base de custos TOTEX da atividade de TEE incorporar um montante genérico para a empresa fazer face a eventuais abates, baseado em valores ocorridos no passado. Assim, a simulação de impactos assume que ao CAPEX acrescido com os novos projetos é deduzido o CAPEX correspondente ao troço de linha abatido (correspondente a um terço dos 3,3 milhões de euros por amortizar). Caso os consumidores fossem chamados a suportar o abate deste troço de linha, esse custo teria de ser repartido com os promotores, tendo em conta a respetiva contribuição para o custo total da obra.

A Figura 2-1 mostra a estimativa de evolução do ativo líquido a remunerar da atividade de TEE, desagregada entre o que foi considerado no cálculo da base de custos TOTEX para o período de regulação 2022-2025 (e a respetiva evolução estimada entre 2026 e 2029) e o acréscimo referente ao investimento adicional

proposto, a custos totais, que será imputado à Concessão da RNT, e consequentemente, repercutido nas tarifas de acesso às redes.

Figura 2-1 – Previsão de evolução da base de ativos regulada da atividade de TEE



Assumindo que a componente CAPEX na nova base de custos TOTEX, para o período de regulação que se iniciará em 2026, manteria um peso equivalente ao da base de custos definida para o período de regulação 2022-2025 e assumindo um OPEX constante, **o acréscimo de investimento proposto levaria a uma variação do TOTEX anual e, consequentemente, do proveito permitido desta atividade de cerca 1,18 milhões de euros (0,45% da atual base de custos TOTEX)**<sup>10</sup>. Caso os projetos sejam antecipados em 1 ano face ao pressuposto assumido (ou seja, em 2026), a variação do proveito permitido ao longo do próximo período de regulação será de 1,64 milhões de euros (0,62% da atual base de custos TOTEX).

Em suma, independentemente da data de transferência para exploração, não haverá impacte tarifário direto nos anos remanescentes do período de regulação em curso (até 2025), uma vez que o acréscimo de investimentos em apreço para a reformulações da RNT nas zonas de Mogadouro-Lagoaça e de Carrazeda de Ansiães-Mogadouro não altera de modo relevante a evolução da base de ativos regulada. Tal decorre da atual metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX. Contudo, para o período de regulação

<sup>10</sup> Com uma taxa de remuneração dos ativos igual ao valor real de 2023 (5,26%), para a totalidade do período de 2026 a 2029.



subsequente (a partir de 2026), há um impacto económico, quer decorrente da projeção da base de ativos regulada, que afeta a componente de CAPEX a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, quer por via do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação, cujo resultado é repercutido no período de regulação subsequente.

Não obstante este contexto regulatório da atividade de TEE, salienta-se a importância da análise e aprovação de acréscimos de investimentos face ao considerado nos PDIRT-E, para que possam ser considerados em todos os momentos de avaliação económica subsequentes, nomeadamente nas revisões das bases de custos totais e na determinação dos montantes do mecanismo de partilha de ganhos e perdas (neste caso, se forem executados), bem como contextualizar económica e tecnicamente este novo investimento face ao conjunto dos investimentos integrados nos planos de investimento.

### **3 CONCLUSÕES**

A ERSE reconhece a importância do desenvolvimento da RNT para responder aos desafios colocados pelo crescimento de novos aproveitamentos a partir de fontes de energia renovável, onde se inclui o conjunto de investimentos agora proposto pela REN para ligar as centrais fotovoltaicas de Mogadouro I, II e Pocinho.

Antes de mais, a ERSE considera que, estes processos de aprovação autónoma de investimentos, fora do processo normal, bienal, de revisão, apreciação e aprovação de propostas de PDIRT-E, incluindo a realização de consultas públicas, apenas devem ocorrer em último recurso, defendendo, por isso, que reforços de rede desta dimensão, quer em termos de ativos, quer em termos de valor, devem ser, sempre que possível, objeto de análise e aprovação em sede de PDIRT-E. Não obstante, analisado o conteúdo das propostas, conclui-se que parte da proposta é justificada, pelos motivos a seguir expostos.

Atendendo às dificuldades de aprovação ambiental das soluções técnicas iniciais, apresentadas pela REN à ERSE em julho de 2022, e atendendo à necessidade de desenvolvimento futuro da RNT na região, obrigando à construção de novos corredores de linhas, considera-se adequada a estratégia da REN em criar duas novas subestações e desse modo melhor distribuir os fluxos na zona entre Macedo de Cavaleiros e Lagoaça, e na zona de Carrazeda de Ansiães, onde também existe a confluência de várias linhas.

Do ponto de vista da solução apresentada, a ERSE não identifica qualquer motivo que a leve a recomendar a não aprovação dos investimentos propostos, excetuando a obra relativa à passagem para linha dupla

220+400 kV do troço da atual linha simples a 220 kV Mogadouro-Valeira (futura linha Mogadouro II e Carrazedá) e respetivos painéis de linha de 400 kV nas respetivas subestações, num total próximo de 60 M€ a custos diretos externos.

Esta posição da ERSE, de recomendar, neste momento, o adiamento da aprovação da obra, deve-se ao facto de não existirem evidências que a mesma seja imprescindível para a ligação das CF, reconhecendo-se, contudo, a sua mais valia ao nível do aumento da flexibilidade da RNT em termos de gestão dos fluxos provenientes destes e de outros futuros aproveitamentos renováveis. Nesse sentido, entende a ERSE que a aprovação desta obra deve ser discutida em sede de processo de apreciação da proposta de PDIRT-E 2023 (2024-2033), que deverá ser submetida pela REN no início de 2024. Assim, à exceção desta obra, a ERSE não identifica qualquer motivo que obste ao seu parecer positivo à aprovação dos restantes investimentos.

Relativamente à imputação de custos desta nova solução técnica à Concessão, importa antes de mais esclarecer que a nova tipologia da RNT é mais abrangente do que a solução inicial apresentada à ERSE em julho de 2022, permitindo outras mais valias futuras para a RNT em termos de integração de nova produção renovável, além da atual ligação das centrais fotovoltaicas. Assim, naturalmente, haverá custos que deverão ser suportados pela Concessão e não pelos promotores. Acresce que, pelo facto de o ponto de ligação passar a ser mais próximo dos centros eletroprodutores, estes apenas terão de suportar parte do equipamento a instalar nas novas subestações, além dos elementos de ligação, como previsto regulamentarmente.

Sobre a atribuição de capacidade, destaca-se a atribuição de TRC à central fotovoltaica de Mogadouro II (250 MVA) através da modalidade de Acordo. Sobre esta atribuição, foram analisados os documentos anexos ao Acordo individual celebrado com esse promotor, entretanto disponibilizado pela DGEG, não se identificando no Acordo qualquer investimento específico de reforço da RNT, destinado à criação de capacidade de receção para ligação do centro electroprodutor em causa. Em particular, o “relatório de estudos” refere que *“para a central fotovoltaica em causa, não existem reforços específicos na RNT a considerar”*. Apenas existem outras 17 obras de reforço da RNT, consideradas necessárias pela REN, distribuídas em todo o território nacional, eventualmente junto dos pontos de ligação dos restantes requisitantes de capacidade

Efetivamente, aceita-se que, à data de celebração dos estudos (2020), os pressupostos fossem diferentes dos que motivam os reforços da RNT agora em análise na região do Douro internacional (avaliação ambiental desfavorável), mas em ponto algum do relatório de estudos é fundamentada a limitação da RNT para ligação da central de Mogadouro, até porque o estudo não se debruçou apenas sobre a ligação isolada desta central, mas sim sobre o conjunto de 14 pedidos de reserva de capacidade para ligação de centrais solares fotovoltaicas, num total de 3500 MVA, e que resultou num conjunto de 17 reforços internos da RNT, com custo total próximo de 300 M€ (dos quais, 22 M€ imputados a Mogadouro).

Fica assim claro que existem dois conjuntos de reforços necessários para a viabilização da ligação da central fotovoltaica de Mogadouro II, aqueles incluídos nos Acordos em 2021 (não específicos deste promotor), cujos encargos são suportados pelo promotor; e os agora propostos pela REN, a recuperar pelas tarifas, específicos do conjunto das 3 centrais de Mogadouro I e II, e Pocinho.

Assim, atendendo à posição da ERSE de adiamento da decisão sobre a obra de conversão para linha dupla 220+400 kV do eixo Mogadouro-Valeira, a análise de impacto económico incidiu sobre um total de cerca de 25 M€ a custos diretos externos (após deduzidos cerca de 13 M€ suportados pelos promotores, em participações diretas à instalação de painéis de linha nas novas subestações). Há ainda que considerar 6,2 M€ de participações de reforço da RNT previstas no RRC, relativos às centrais de Mogadouro I e Pocinho, cujos TRC foram atribuídos em regime geral.

No que diz respeito ao impacto financeiro, devido à atual metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX da atividade de TEE, os impactos tarifários ocorrerão a partir das tarifas de 2026 por efeito da sua inclusão na base de custos, e, eventualmente de forma indireta, através da aplicação do mecanismo de partilha de ganho e perdas ao longo do período de regulação 2026 a 2029.

Assumindo um conjunto de pressupostos simplificadores, a solução proposta levaria a um incremento do proveito permitido desta atividade a recuperar pelas tarifas de acesso entre 1,18 e 1,64 milhões de euros, por ano, no período 2026-2029, consoante se considere a transferência para exploração dos projetos em 2027 ou 2026, respetivamente. No cálculo destes impactos, assumiu-se que o valor dos ativos existentes na RNT que vão ser abatidos devido à realização dos projetos em apreço não pode ser suportado pelos consumidores através das tarifas de uso de rede de transporte. No primeiro caso o incremento no proveito permitido da atividade de TEE seria de 0,45% e no segundo de 0,62%.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 21 de fevereiro de 2024

Emitido no exercício das competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE, o documento é suscetível de ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior, nos termos legais. A disponibilização não abarca a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.