

PARECER

Reforços da RNT necessários para a disponibilização da capacidade de receção prevista no Procedimento Concorrencial para centrais fotovoltaicas flutuantes a instalar em albufeiras

junho de 2023

Consulta: Direção-Geral de Energia e Geologia, 4 de maio 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 13/01/2025:

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

1	ENQUADRAMENTO	1
2	APRECIÇÃO	2
2.1	Fundamentação da proposta de reforço da RNT.....	2
2.2	Posição da ERSE.....	3
2.3	Impactos financeiros em tarifas	4
3	CONCLUSÕES	7

Correspondendo a solicitação externa da Direção-Geral de Energia e Geologia, rececionada a 4 de maio de 2023 (ref. 9/DSPEE/2023), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

A REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., enviou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) um pedido de decisão de aprovação de investimento urgente para um conjunto de investimentos de reforço da RNT com o intuito de disponibilizar a capacidade de receção necessária para a potência de injeção anunciada no procedimento concorrencial aberto através do Despacho n.º 11740-B/2021, de 26 de novembro, dos Gabinetes do Secretário de Estado Adjunto e da Energia e da Secretária de Estado do Ambiente.

A DGEG considera que, embora a competência para decidir sobre o pedido da REN recaia no titular da pasta da Energia, cabe, no entanto, e por analogia com o processo de aprovação do Plano de Investimento e Desenvolvimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (PDIRT-E), à DGEG e à ERSE, uma análise prévia do pedido em causa. Nesse sentido, 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, no dia 4 de maio de 2023, o Parecer da ERSE e, em particular, a avaliação do impacto financeiro em tarifas deste conjunto de investimentos de reforço da RNT.

A ERSE apresenta, ao abrigo das competências consultivas previstas nos seus Estatutos, o seu parecer sobre o pedido de aprovação de reforços da RNT necessários para a disponibilização da capacidade de receção prevista no procedimento concorrencial para centrais fotovoltaicas flutuantes a instalar em albufeiras e, mais concretamente, as suas considerações relativas ao impacto financeiro em tarifas deste conjunto de investimentos.

2 APRECIÇÃO

2.1 FUNDAMENTAÇÃO DA PROPOSTA DE REFORÇO DA RNT

A REN enquadra a proposta de reforço da RNT com o procedimento concorrencial aberto ao abrigo do Despacho n.º 11740-B/2021, o qual prevê a atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP)¹, num total de 263 MVA, para a instalação de centrais fotovoltaicas flutuantes nas seguintes albufeiras: Alqueva (lote 1), Castelo de Bode (lote 2), Cabril (lote 3), Alto Rabagão (lote 4), Paradela (lote 5), Salamonde (lote 6) e Tabuaço (lote 7).

Nas respetivas peças do procedimento, a empresa considerou que a capacidade de receção necessária para a ligação dos lotes 1 e 2 (150 MVA) já se encontrava disponível no imediato². Já para garantir a disponibilização da capacidade de receção remanescente (113 MVA), a atual proposta da REN prevê a realização de um conjunto de investimentos de reforço na RNT que não estavam previstos no PDIRT-E 2021, aprovado em dezembro de 2022, assim como outros investimentos complementares, num montante total da ordem de 26,4 milhões de euros, a custos diretos externos, designadamente:

Reforços adicionais aos propostos no PDIRT-E 2021

- Instalação do 3.º transformador, 220/60 kV, 170 MVA, na subestação de Penela, com um investimento estimado de 4,5 milhões de euros a custos diretos externos (5 milhões de euros a custos totais) - Investimento necessário para a disponibilização da capacidade prevista no lote 3.
- Instalação do 3.º transformador, 150/60 kV, 170 MVA, na subestação de Frades, com um investimento estimado de 3,8 milhões de euros a custos diretos externos (4,3 milhões de euros a custos totais) – Investimento necessário para a disponibilização da capacidade prevista nos lotes 4, 5 e 6.

Investimento complementar ao proposto e aprovado em sede de PDIRT-E 2021

¹ Juntamente com a atribuição dos direitos de utilização privativa de recursos hídricos públicos.

² Cf. Tabela 1 do Anexo I do Programa do Procedimento, disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/procedimentos-concursais/leilao-2021-solar-flutuante/>.

- Projeto de remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo e equipamento de MAT e BT da subestação de Recarei, com um investimento estimado de 28,7 milhões de euros a custos diretos externos (32,3 milhões de euros a custos totais). Na proposta final de PDIRT-E 2021, este projeto (PR2102), representava um investimento de 10,6 milhões de euros a custos diretos externos, calendarizado entre 2022 e 2025, resultando assim um incremento de 18,1 milhões de euros a custos diretos externos (20,4 milhões de euros a custos totais, assumindo as mesmas taxas de encargos de estrutura e gestão e de encargos financeiros implícitas no anterior valor do projeto), em relação ao investimento aprovado em sede de PDIRT-E 2021. Este investimento adicional é justificado pela REN como decorrente da necessidade de assegurar a adequação dos equipamentos da subestação ao aumento da potência de curto-circuito, e na evolução verificada dos preços de mercado de fornecimento de bens, serviços e empreitadas – Investimento necessário para a disponibilização da capacidade prevista nos lotes 3, 4, 5 e 6.

Prazo de execução

No seu pedido inicial dirigido à DGEG, a REN refere que as capacidades anunciadas no procedimento concorrencial devem ser disponibilizadas até 31 de dezembro de 2023³.

2.2 POSIÇÃO DA ERSE

A ERSE não coloca em causa a necessidade dos investimentos de reforço na RNT, nomeadamente dos inscritos na atual proposta da REN, porquanto os mesmos se encontram enquadrados nos compromissos assumidos pela REN aquando do procedimento concorrencial aberto ao abrigo do Despacho n.º 11740-B/2021, para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP de eletricidade produzida através de centrais fotovoltaicas flutuantes instaladas nos espelhos de água de albufeiras.

Sem prejuízo, a ERSE realça apenas que, quanto ao investimento complementar já inscrito no PDIRT-E 2021 aprovado para a remodelação dos sistemas de proteção, automação e controlo e equipamento de MAT e BT da subestação de Recarei (PR2012), o mesmo tinha a sua conclusão prevista para 2025, com vários investimentos calendarizados entre 2022 e 2025.

³ Vide nota de rodapé 2.

Não obstante essa calendarização, de acordo com a informação partilhada pela REN, ao abrigo do artigo 184.º do Regulamento Tarifário, a ERSE sublinha que não foi, até ao momento, transferido para exploração qualquer investimento relativo ao projeto em causa. Assim, em linha com a previsão da REN, assume-se que, já em 2023, se irá verificar a entrada em exploração de um montante global que inclua todos os reforços agora propostos pela REN.

2.3 IMPACTOS FINANCEIROS EM TARIFAS

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 (OPEX⁴) e por uma metodologia do tipo *rate-of-return* aplicada aos custos com o capital (CAPEX⁵) decorrentes dos 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)⁶. 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 precondicionar 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.

⁴ OPEX: *Operational Expenditure*

⁵ CAPEX: *Capital Expenditure*

⁶ TOTEX: *Total Expenditure*. Esta metodologia encontra-se detalhada no documento [“Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025”](#)

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 foi 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. Conforme apresentado na Figura 2-1, é o que se verifica com os investimentos em apreço, que não alteram de modo relevante a evolução da base de ativos regulada. Por estes motivos, o ORT não receberá um valor adicional de proveitos na atividade de TEE até ao ano de 2025, mesmo em caso de aprovação e concretização dos investimentos alvo deste parecer.

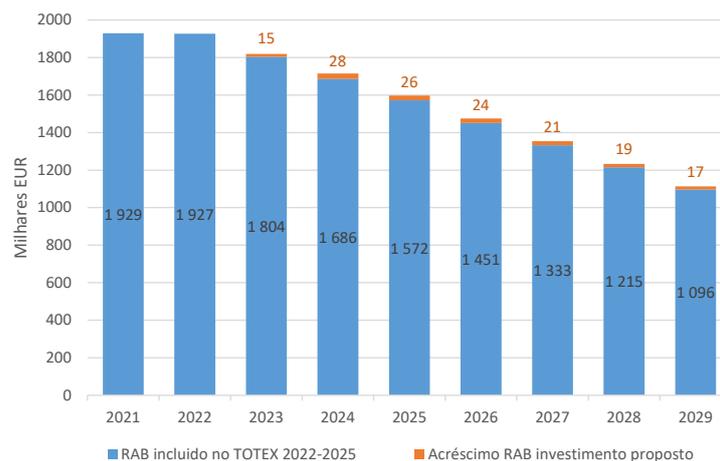
Complementarmente, a metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX da atividade de TEE em vigor desde 2022, inclui um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, que procura garantir que a remuneração total da empresa se mantém dentro de um intervalo que garante o seu equilíbrio económico-financeiro, 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.

Para estimar o contributo que os acréscimos de investimento propostos pela REN podem ter na base de ativos regulada, de modo a antever o seu impacte económico no próximo período de regulação, a figura seguinte mostra a estimativa de evolução do ativo 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 o acréscimo referente aos investimentos propostos.

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, os investimentos propostos levariam a uma variação do TOTEX e, conseqüentemente, do proveito permitido desta atividade, de cerca de 1,25%⁷.

Em suma, decorrente da atual metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, não há impacte tarifário direto nos anos remanescentes do período de regulação em curso (até 2025), uma vez que o acréscimo de investimentos em apreço nas subestações de Frades, Penela e Recarei não altera de modo

⁷ Com uma taxa de remuneração dos ativos igual ao valor real de 2022 (4,75%), para a totalidade do período de 2026 a 2029.

relevante a evolução da base de ativos regulada. Contudo, para o período de regulação subsequente (a partir de 2026), há um potencial impacte 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).

3 CONCLUSÕES

A ERSE reconhece a importância da disponibilização da capacidade de receção necessária para a ligação das potências adjudicadas no âmbito do procedimento concorrencial em causa. Nesse sentido, e tendo em conta a informação disponibilizada, considera-se adequada a proposta de reforços da RNT apresentada pela REN.

No que diz respeito ao impacto financeiro, a proposta não tem impacto nas tarifas até ao final do período regulatório 2022-2025, devido à atual metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX da atividade de TEE. Em caso de aprovação dos investimentos propostos, através de um processo autónomo ou através de um PDIRT-E subsequente, os impactos nas tarifas 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 período de regulação 2026 a 2029.

Assumindo um conjunto de pressupostos simplificadores, tais como a manutenção do nível de ativos igual ao considerado para o período de regulação 2022-2025, os investimentos propostos levariam a uma variação do proveito permitido desta atividade de cerca de 1,25%⁸.

⁸ Impacto na base de custos TOTEX com uma taxa de remuneração dos ativos igual ao valor real de 2022 (4,75%), para a totalidade do período de 2026 a 2029.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em *19 de junho de 2023*

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.