ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

PARECER

Plano de Investimento Específico na zona de rede de Sines

junho 2024

Edifício Restelo - Rua Dom Cristóvão da Gama, 1
1400 – 113 Lisboa
Telefone: 21 303 32 00 - Fax: 21 303 32 01
Email: erse@erse.pt - Internet: www.erse.pt

Consulta: Gabinete da Secretária de Estado da Energia 12/6/2024

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

1 ENQUADRAMENTO 1
2 APRECIAÇÃO 2
2.1 Contexto da proposta de Plano de Investimento Específico 2
2.2 Solução técnica proposta pela REN 4
2.3 Calendarização das necessidades de ligação de nova procura de capacidade 7
2.4 Próximos passos 8
2.5 Análise da ERSE 9
3 COORDENAÇÃO ENTRE O PIE SINES E O PDIRT-E 13
4 IMPACTES EM PROVEITOS UNITÁRIOS 14
5 CONCLUSÕES 21

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete da Sr.ª Secretária de Estado da Energia, rececionada a 12 de junho de 2024 (R-Tecnicos/2024/2682), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

A ERSE recebeu um pedido de parecer remetido pelo Gabinete da Sr.ª Secretária de Estado da Energia (SEE), relativo à proposta de Plano de Investimento Específico na zona da rede de Sines[1], elaborada pela REN, num montante total de **536 milhões de euros**[2], relativa ao reforço da rede de MAT, acrescentando à RNT cerca de **6 GVA** de nova capacidade que permita a ligação de novas instalações de consumo na zona de Sines até 2039.

O reforço previsto para a rede de MAT, a ocorrer na zona de Sines e em áreas adjacentes ou eletricamente associadas[3], irá permitir colmatar a ausência de capacidade da RNT local para dar resposta à manifestação de interesse em nova capacidade de consumo por parte de novos promotores e a respetiva ligação destas instalações industriais à rede, num montante superior a **5 GVA**.

Sem prejuízo deste conjunto de reforço da RNT, no curto prazo, até 2026, será possível a ligação à rede de alguma nova capacidade através da cedência parcial de capacidade por parte de promotores que detêm essa capacidade, mas que que não demonstraram necessitar da mesma de imediato, em linha com o previsto no Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro[4].

O investimento em apreciação divide-se por três fases distintas, acompanhando a calendarização das necessidades de nova capacidade a ligar à rede, assim como a capacidade existente na rede.

[1] Esta proposta de Plano de Investimentos Específico resulta de uma revisão da proposta inicial apresentada pela REN à SEE em setembro de 2023, no seguimento do Despacho n.º 5/SEEnC/2023, de 23 de agosto.

[2] Valores a custos totais.

[3] Inclui infraestruturas na região do Baixo Alentejo e Algarve, que estejam interligadas com a área Sines, como linhas e subestações.

[4] O Decreto-lei n.º 80/2023, de 6 de setembro, estabelece o procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação -à rede de instalações de consumi de energia elétrica em zonas de grande procura, tendo a zona de Sines sido reconhecida como tal.

1. Previamente à concretização da primeira fase de investimentos, ou seja, até 31 de janeiro de 2026, será possível ligar à rede MAT cerca de 180 MW de novo consumo, além dos 500 MVA associado a capacidade anteriormente atribuída e que não foi objeto de cedência.
2. A primeira fase, denominada **Fase 1**, a concluir até 31 de janeiro de 2026, incluirá reforços da RNT num valor de **85 milhões de euros**, dotando a rede de **1,9 GVA** de nova capacidade, permitindo ligar cerca **1,6 GVA** de novo consumo.
3. Esgotada esta nova capacidade, a segunda fase **(Fase 2.1)** inclui a maior fatia de reforços da RNT, num montante total de **326 milhões de euros**, devendo estar concluída até 31 de março de 2029, e dotando a rede de mais **2 GVA** de capacidade de abastecimento de novo consumo (até **2,2 GVA**).
4. Finalmente, a terceira fase **(fase 2.1a)**, a concluir até 30 de junho de 2031, acrescentará à rede outros **2 GVA**, permitindo ligar a restante capacidade de consumo (**1 GVA**) e cuja calendarização se estende até junho de 2039. Ligado esse 1 GVA, a rede terá ainda outro 1 GVA disponível para futuras ligações.

É sobre este conjunto de investimentos que a SEE solicita parecer da ERSE, com caráter de urgência, e com foco no impacto tarifário associado aos reforços de rede em causa.

2 APRECIAÇÃO

2.1 CONTEXTO DA PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTO ESPECÍFICO

A localização de novos projetos industriais estratégicos, de grande escala, tem gerado procura excecional de capacidade de ligação para abastecimento de energia elétrica. Para assegurar que esses projetos dispõem das condições necessárias, nomeadamente em termos das suas necessidades projetadas de consumo de energia elétrica, as infraestruturas de rede devem ser alvo de um adequado planeamento, que permita gerir este recurso estratégico de forma eficiente, em prol do crescimento sustentado do país.

Foi neste contexto que, em março de 2023, a SEE convocou um grupo de trabalho, denominado **"Grupo de Trabalho para Avaliação e Planeamento das Necessidades de Energia Elétrica – Grandes Consumidores (GTAPNEE-GC)"** com a missão de identificar potenciais soluções, essencialmente ao nível das necessidades de abastecimento de energia elétrica, para a instalação de novos projetos, que pretendam desenvolver a

sua atividade em território nacional, e que atualmente não vêm asseguradas as condições necessárias para o efeito, por parte dos operadores da Rede Elétrica de Serviço Público.

Em particular, foi realizado um diagnóstico preliminar das necessidades de consumo de energia elétrica dos grandes projetos industriais em curso, bem como a identificação da capacidade existente e planeada na rede elétrica nacional, com o objetivo de assegurar uma correta afetação da capacidade existente e de identificar as necessidades de expansão da infraestrutura elétrica, **tendo-se identificado Sines como uma zona de grande procura,** onde se concentram vários projetos industriais estratégicos, de grande dimensão, exigindo, por isso, uma resposta excecional ao nível das políticas públicas.

Para fazer face à necessidade de criação de nova capacidade de rede, no curto prazo, foi aprovado o **Decreto-Lei n.º 80/2023 de 6 de setembro**, que estabeleceu um procedimento excecional de atribuição de capacidade de ligação à rede de instalações de consumo de energia elétrica em zonas de grande procura, sendo a zona de Sines elegível para esse procedimento excecional de atribuição de capacidade.

Tendo sido identificado que a capacidade da rede na zona de Sines era insuficiente para abastecer o consumo que se perspetivava vir a ser criado, a SEE instruiu a REN para definir um plano de investimento específico para dotar a zona de Sines de capacidade de rede suficiente para garantir a satisfação dos consumos, tendo em conta os projetos de consumo e de produção existentes e futuros, e que permita materializar uma visão global estratégica de desenvolvimento industrial para a região e para o país.

A SEE enquadrou esta necessidade com o disposto no **artigo 126.º do Decreto-Lei n.15/2022[5], de 14 de janeiro**, que atualizou os procedimentos de revisão do PDIRT, prevendo que o PDIRT possa ser objeto de ajustamento ou alteração, sempre que se verifique a necessidade de introduzir modificações à expressão territorial do plano, por iniciativa do membro do Governo responsável pela área da energia, mediante solicitação do operador da rede de transporte (ORT), da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

Importa igualmente contextualizar que a proposta de Plano de Investimento Específico na zona da rede de Sines (PIE Sines) foi atualizada desde a 1.ª versão apresentada pela REN em setembro de 2023, tendo em conta a confirmação das manifestações de interesse por nova capacidade por parte dos promotores,

[5] Decreto-Lei n.º15/2022, de 14 de janeiro

designadamente aquando da fase de pagamento das respetivas cauções, e onde se verificou uma redução em baixa da procura de 8 GVA para 5 GVA, originando assim uma reformulação da proposta de PIE Sines, com uma redução do montante a investir superior a **320 milhões de euros.**

Finalmente, e de modo a garantir que em momento algum no tempo exista défice de capacidade, após confirmadas as reais necessidades dos promotores, novos ou existentes, a REN antecipou a data de conclusão das diferentes fases, permitindo assim dispensar a necessidade de realização de leilão de capacidade, igualmente previsto no Decreto-Lei n.º 80/2023.

2.2 SOLUÇÃO TÉCNICA PROPOSTA PELA REN

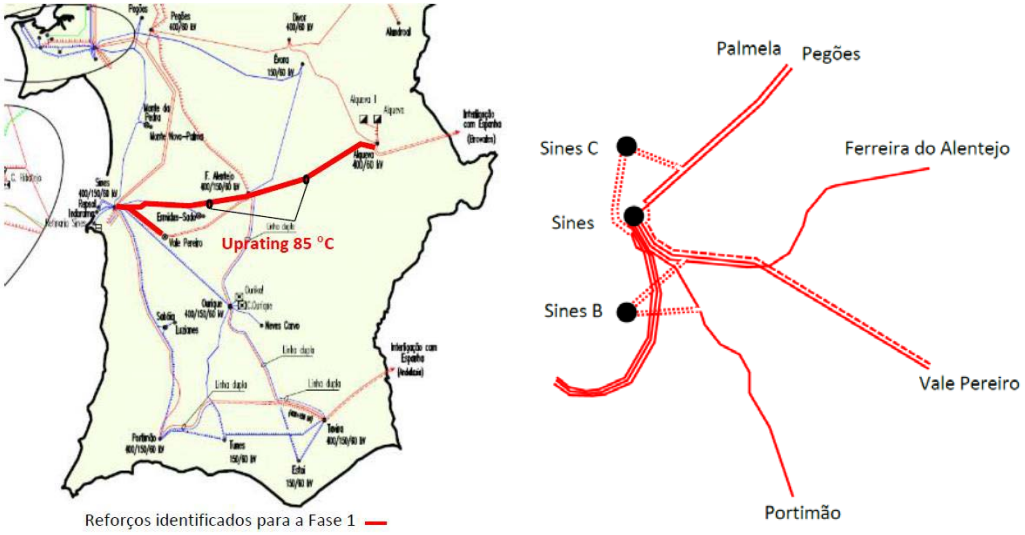
A **solução técnica** proposta pela REN, como referido assenta em três fases distintas de reforço da RNT, em termos de capacidade de transporte da mesma, e em função da calendarização da nova procura.

A **primeira fase (85 M€ e nova capacidade +1,9 GVA)** inclui essencialmente o reforço de linhas já existentes, quer com recurso a operações de *uprating* de linhas[6], quer por instalação de 2.º terno[7]. Nesta fase, a REN propõe ainda a construção de 2 novos postos de corte a 400kV, a Norte e a Sul da atual subestação de Sines, com a instalação de transformação 400/60 kV, pelo menos um dos postos de corte (Figura 2-1).

[6] Atuais linhas simples a 400kV, "Alqueva-Ferreira do Alentejo" e "Ferreira do Alentejo-Sines".

[7] Futura linha dupla a 400kV "Sines-Vale Pereiro"

Figura 2-1 – Reforços da RNT inscritos na Fase 1 do PIE Sines



Fonte: REN

Por sua vez, na **segunda fase (326 M€ e nova capacidade +2,0 GVA)**, é proposta a construção de uma nova linha dupla a 400 kV "Divor–Sines", com 1 terno equipado[8], assim como a instalação do 2.º terno da linha a 400kV "Alqueva-Divor"[9].

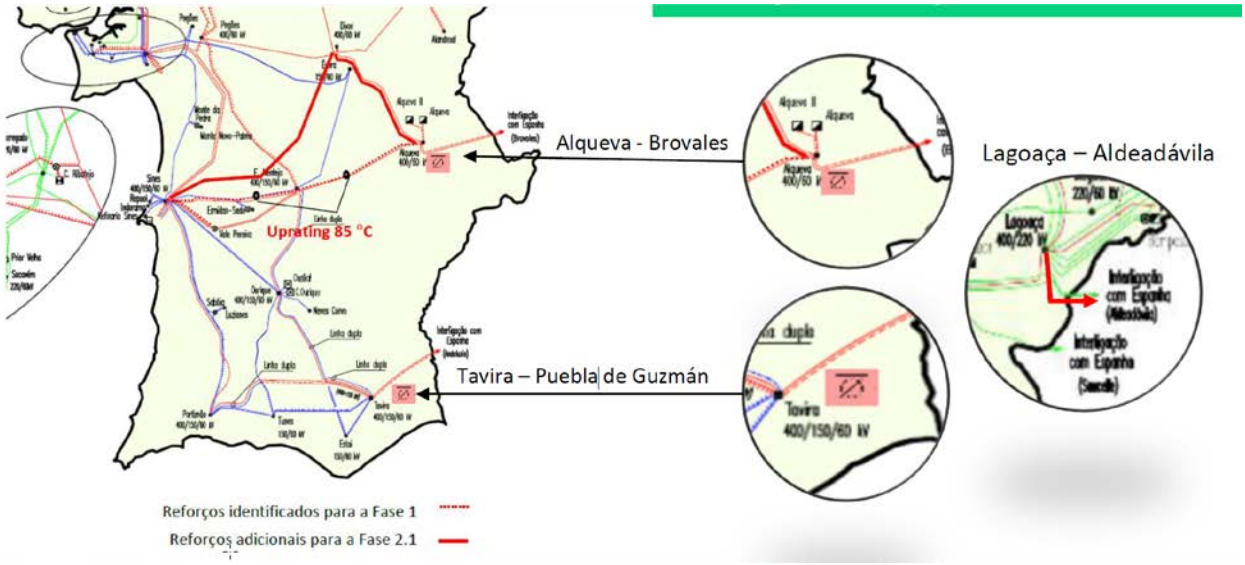
Adicionalmente, é proposta a construção de 2 novas instalações com desfasadores, junto às subestações de Alqueva e de Tavira, destinados a "influenciar" o sentido do trânsito nas interligações "Alqueva-Brovales" e "Tavira-Puebla de Guzmán", respetivamente. Está ainda planeada a instalação de meios de compensação de reativa (1.º escalão), incluindo baterias de condensadores e reatâncias *shunt*.

Ainda associado a esta fase, e decorrente do impacto do novo consumo na alteração do padrão de trânsito na RNT não apenas na região sul, a REN refere a necessidade de reforço da linha de interligação a 400kV "Lagoaça-Aldeadavilla", mas cujo valor do investimento não foi incluído no montante inscrito na proposta de PIE Sines, em apreciação. (Figura 2-2)

[8] Segundo a REN, a instalação do 2.º terno, a ocorrer na 3.ª fase deve preferencialmente ser realizada nesta 2.ª fase, de modo a otimizar o custo da obra.

[9] O investimento na linha a 400kV Alqueva-Divor faz parte do 2 conjunto de Acordos, celebrados ao abrigo do DL15/2022, pelo que no custo da 2.ª fase apenas se inclui o custo com a instalação do 2. terno.

Figura 2-2 – Reforços da RNT inscritos na Fase 2.1 do PIE Sines



Fonte: REN

Finalmente, a **terceira fase (125 M€ e nova capacidade +2,0 GVA)**, inclui várias intervenções a nível das linhas aéreas, designadamente a construção de uma segunda linha dupla a 400kV "Alqueva-Ferreira do Alentejo" (1 terno equipado)[10], e a instalação dos segundos ternos nas linhas a 400kV "Divor-Sines" e Ferreira do Alentejo – Vale Pereiro[11].

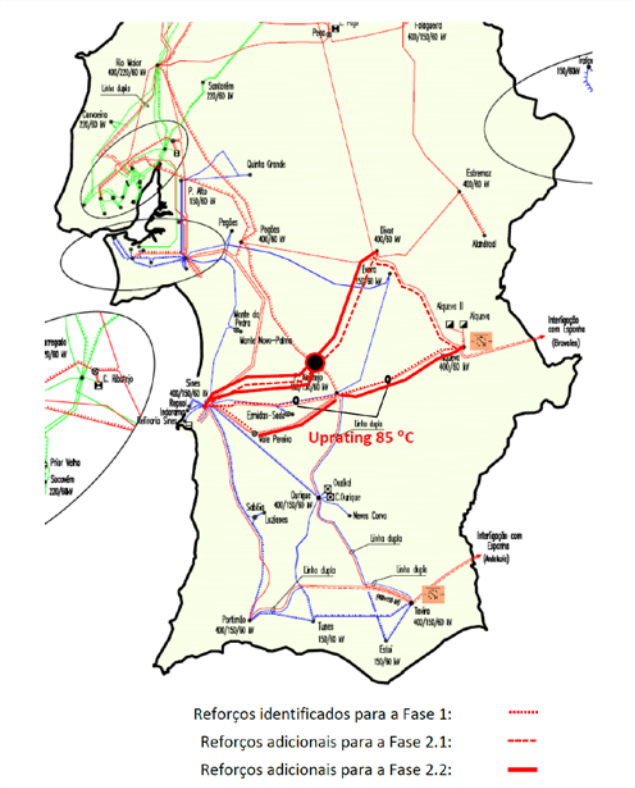
Esta fase inclui ainda a construção de um novo posto de corte a 400kV na zona de Odivelas, para onde serão então desviadas as linhas a 400kV Divor – Sines e F. Alentejo – Pegões/R. Maior). Está ainda planeada a instalação de meios de compensação de reativa (2.º escalão), incluindo baterias de condensadores e reatâncias shunt.

Na Figura 2-3, ilustra-se a totalidade dos reforços da RNT a concretizar, e que, no seu conjunto, permitirão acrescentar cerca de 6 GVA de nova capacidade.

[10] Esta será uma segunda linha, também, dupla, em acréscimo à atual linha "F.Alentejo-Sines" em exploração

[11] Segundo a REN, a instalação dos 2.º ternos das linhas "Ferreira do Alentejo-Vale Pereiro" e "Divor-Sines", deveria ocorrer na fase1 e fase 2.1, respetivamente, de modo a otimizar o custo da obra.

Figura 2-3 – Reforços da RNT inscritos na Fase 2.1a do PIE Sines



Fonte: REN

2.3 CALENDARIZAÇÃO DAS NECESSIDADES DE LIGAÇÃO DE NOVA PROCURA DE CAPACIDADE

Como referido, na elaboração da proposta de PIE Sines, a REN procurou adequar as necessidades de reforço da RNT à calendarização da ligação à rede de nova capacidade de consumo, garantindo a existência de capacidade disponível, sem recurso ao leilão previsto no Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro.

Assim, após uma primeira fase de manifestação de interesse por parte de promotores, num montante agregado de cerca de 7,9 GVA, e que obrigava à concretização do total de reforços da RNT apresentados na 1.ª versão da proposta de PIE Sines, em setembro de 2023 (num total de 862 M€), durante a fase de

confirmação desse interesse e respetiva prestação de caução, apenas se confirmou uma procura de cerca de 5 GVA[12], correspondendo a um valor de caução acumulado pago de **63** milhões de euros[13].

Na sequência, já em novembro de 2023, a REN apresentou uma versão revista da proposta de PIE Sines, ajustada ao valor firme da nova procura de capacidade a ligar à rede, e que face à versão inicial do PIE, incluía um menos projetos de investimento, com uma redução de cerca de **326 milhões de euros no total a realizar**.

Não obstantes esta revisão da proposta de PIE Sines, após a validação pela DGEG das justificações apresentadas pelos promotores que já detinham capacidade, sobre os montantes que não podiam ser cedidos, por deles necessitarem no imediato, verificou-se que, confrontando as necessidades globais de procura de capacidade e a calendarização prevista das três fases do investimento, o saldo global seria negativo a partir de 2028, e novamente após 2031. Foi por isso necessário à REN, reajustar uma segunda vez a calendarização dos reforços da RNT, obrigando a uma nova consulta aos interessados, designadamente sobre as datas efetivas que pretendiam ligar as suas instalações de consumo. Como resultado dessa consulta, a REN antecipou a conclusão das 2.ª e 3.ª fases de investimento (fase 2.1 e fase 2.1ª), garantindo a existência de um saldo positivo de capacidade de rede, ao mesmo tempo que eliminava a necessidade de realização de um leilão de capacidade de rede, caso a mesma fosse insuficiente. Importa ainda realçar que esta última recalendarização não implicou qualquer alteração no custo final do PIE Sines, que se manteve nos **536 milhões de euros**.

2.4 PRÓXIMOS PASSOS

Segundo a REN, a aprovação do PIE Sines reveste-se de natureza urgente, face à necessidade de, por um lado, se proceder às diligências e procedimentos de avaliação de impactos ambientais dos projetos que dela necessitem[14], e por outro, a necessidade de se formalizar a atribuição da respetiva capacidade de rede aos promotores.

[12] A este valor de novo consumo há, naturalmente, que adicionar cerca de 1,4 GVA de cuja capacidade já tinha sido atribuída, mas ainda não esteva ligada à rede.

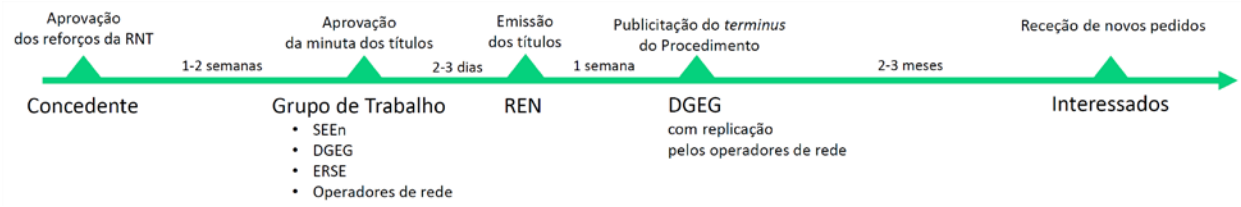
[13] Valor a devolver aos promotores, aquando da ligação à rede, se efetivamente concretizada.

[14] Segundo a REN, os novos postos de corte ou a abertura de linhas já existentes não necessitam de procedimento de avaliação ambiental, por estarem já abrangidos por processo anteriores de atribuição de capacidade.

Assim, após aprovados os reforços da RNT inscritos na proposta de PIE Sines, a REN refere ser necessário aprovar, no curto prazo, uma minuta de atribuição de capacidade de ligação á RESP, e posterior emissão dessa capacidade, devendo, para tal, ser previamente ouvida a ERSE e a DGEG. Finalmente, uma vez atribuída essa capacidade de ligação, deverá a DGEG publicar a respetiva informação sobre a atribuição, e assim concluir o respetivo procedimento de "Disponibilização e cedência de capacidade", tal como previsto no artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro.

A REN refere ainda que, uma vez terminado este procedimento, e casos surjam outros pedidos de ligação à rede, até se esgotar a capacidade disponível, esses pedidos podem ser tratados na modalidade de regime geral, sem prejuízo de, em caso de insuficiente capacidade, se abrir um novo procedimento excecional. A Figura 2-2 ilustra os próximos passos a ocorrer após aprovação dos reforços da RNT inscritos na proposta de PIE Sines.

Figura 2-4 – Escala cronológica dos próximos passos



Fonte: REN

2.5 ANÁLISE DA ERSE

Do ponto de vista da solução técnica, e tendo em conta a informação disponibilizada em anexo ao pedido de parecer solicitado à ERSE pelo Gabinete da Sr.ª Secretária de Estado da Energia (SEE), não é possível à ERSE realizar uma análise detalhada sobre cada um dos projetos de investimento que compõe cada uma das três fases, designadamente quanto aos fundamentos que sustentam a escolha destas tipologias de equipamentos face a outras alternativas que pudessem existir.

Não obstante, **a ERSE não identifica motivos para colocar em causa a necessidade de reforços na RNT**, considerando que, face à informação sobre a calendarização das necessidades de ligação à rede de nova capacidade, assim como a ligação daquela temporariamente cedida pelos promotores, **é efetivamente**

necessário proceder a um reforço considerável da RNT na região de Sines e nas regiões eletricamente associadas do Alentejo/Algarve, dotando a rede de capacidade de transporte suficiente para abastecer o novo consumo que se perspetiva vir a ser ligado em Sines, da ordem dos 5 GVA, a que acresce mais 1,4 GVA de novas ligações já anteriormente previstas.

Importa, contudo, chamar a atenção para alguns aspetos dos investimentos, que deveriam ser melhor fundamentados relativamente à sua efetiva necessidade na calendarização proposta. Importa igualmente chamar a atenção a necessidade de se garantir uma estreita articulação entre a REN e os operadores das redes com que a RNT se encontra ligada, designadamente RND e Rede de Transporte espanhola. Apresenta-se, por isso, um conjunto de observações e recomendações:

- Desagregação dos custos de cada uma das fases: Uma primeira observação sobre o conteúdo da proposta de PIE Sines em avaliação, e sobre a informação anexa ao pedido de parecer, refere-se à **ausência de informação detalhada quanto à desagregação do custo de cada fase por projeto de investimento, não sendo possível à ERSE identificar o custo quer de obras em novas linhas ou postos de corte**, ou o custo adicional sobre alteração de linhas já previamente aprovadas em sede da modalidade de atribuição de capacidade por Acordo entre promotores e REN. Assim, é fundamental que esta informação acompanhe a proposta do PIE Sines, permitindo **uma correta validação da razoabilidade económica dos custos apresentados** para cada uma das obras, e não apenas do conjunto de projetos inscritos em cada fase de reforço da RNT.

- Novos Postos de Corte a Sul e a Norte da atual subestação de Sines: Ainda que seja admissível que o traçado das novas linhas aéreas que alimentam os novos consumos possa vir a criar dificuldades em termos de ocupação do território (face ao elevado número de linhas em causa) implicando a necessidade de redesenho da rede local, **essa informação do traçado não é disponibilizada na proposta de PIE Sines**, e, como tal, **não fica claro que, numa fase inicial, não seja suficiente a construção de apenas um novo posto de corte em Sines** (eventualmente dotado de transformação 400/60kV), designadamente selecionada a opção a Norte da atual subestação de Sines (subestação C), e interligando ambas as subestações, nova e atual.

  Tal opção permitiria a redistribuição de linhas e 400kV entre ambas as subestações, quer novas, quer as linhas que já se ligam hoje à atual subestação de Sines. Por exemplo, ligando na nova SE a norte as linhas que atualmente chegam de Palmela, Pegões, e F. Alentejo, e ainda alguns dos novos circuitos Divor e Vale Pereiro. Esta opção permitiria ligar à atual SE de Sines os restantes novos

circuitos, incluindo a futura 2.ª linha de F. Alentejo-Sines, mantendo a linha 400kV Sines-Portimão. É por isso fundamental melhorar a fundamentação da necessidade dos dois novos postos de corte/subestações, incluindo informação sobre limitações ao nível dos traçados das linhas aéreas.

- Capacidade cativa e respetivos equipamentos assoviados à antiga central termoelétrica de Sines: Um dos pontos que a REN como condicionantes do desenvolvimento futuro da RNT na zona Sines, diz respeito aos 800 MVA cativos pelo concedente nos termos do artigo 27.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Sem prejuízo do respeito pela finalidade prevista para esta capacidade, associada à promoção local de produção renovável, e que para efeitos deste parecer não é relevante, existe um outro fator que releva e que diz respeito a **uma eventual libertação dos 4 painéis de linha na atual subestação de Sines, provenientes da antiga central térmica, e que, uma vez renovados[15], poderiam ficar disponíveis para a ligação ou de novas linhas da RNT**, designadamente aquelas que irão abastecer os novos consumos. É, por isso, uma questão pertinente, e que deve ser tida em conta em paralelo com a necessidade de construção de um novo posto de corte a sul de Sines (Sines B).

- Articulação entre Acordos com promotores e novos ternos a instalar: outro aspeto que importa melhor fundamentar diz respeito à **instalação de 2.º ternos em linhas que tenham sido objeto de acordo entre a REN, na qualidade de operador da RNT, e os promotores, no âmbito da alínea b) do artigo 18.º do Decreto-Lei nº 15/2022[16]**.

  De acordo com a informação que a ERSE dispõe, inscrita na versão final do PDIRT-E 2021, a linha Sines-Vale Pereiro está identificada como linha simples, pelo que a instalação de um 2.º terno implica a alteração para linha dupla. A confirmar-se este facto, **seria importante identificar o custo desta alteração face previsto no acordo**. Já quanto à linha Alqueva-Divor, prevista na fase 2.1a, o Acordo já prevê uma linha dupla, inicialmente, com 1 terno instalado, pelo que a REN, corretamente, não incluiu nos montantes em aprovação, o investimento previsto no Acordo, para a construção da linha dupla.

- Reforço da linha Sines-Vale Pereiro: A REN prevê que, esgotada a capacidade da RNT em junho de 2031, seja necessário reforçar a rede, com a construção de uma nova linha entre F. Alentejo e Vale

[15] A REN refere a necessidade de reformulação profunda destes painéis que ligavam a TER Sines à Subestação de Sines.

[16] Em causa a instalação de um segundo terno na linha Sines-Vale Pereiro (1.º grupo de acordos) e a linha Alqueva-Divor (2.º grupo de acordos), não tendo a ERSE na sua posse o 1.º conjunto de acordos, ao contrário do 2.º grupo de acordos, sobre a qual foi chamada a pronunciar-se.

Pereiro, assim como reforçando a capacidade da linha Sines-Vale Pereiro (nessa fase já em exploração com o 1.º terno equipado no âmbito dos Acordos de 2021, e com o 2.º terno instalado até março de 2029 na fase 2.1 do PIE Sines). **Seria importante esclarecer a necessidade desse reforço, na medida em que a linha não se encontra, à data deste parecer ainda em exploração, e não é clara a necessidade de se proceder a um investimento de reforço de uma linha tão recente num tão curto espaço de tempo**. Questiona-se, por exemplo, se o investimento a realizar na fase 2.1 é adequado e se não deveria ser equacionada logo uma maior capacidade de transporte.

- Instalação de desfasadores junto das SE Alqueva e SE Tavira: A REN justifica a necessidade destes equipamentos com base em alguns cenários estudados, de modo a condicionar o transito na RNT na região Sul, e em particular nas interligações a 400kV Alqueva-Brovales e Tavira-P.Guzman, garantindo que existe a adequada capacidade da RNT para abastecimento do consumo em Sines. Ainda neste âmbito, a REN identifica a necessidade de reforço da interligação a norte a 400kV Lagoaça-Aldeadavilla, que também pode ficar congestionada em certos cenários de trânsito da RNT, por alteração dos atuais fluxos nacionais Norte-Sul, e que até essa intervenção pode tornar necessária a ação em tempo real do gestor de sistema. No entanto, ao contrário dos investimentos nas interligações a Sul, a REN não incluiu na proposta de PIE Sines qualquer verba sobre investimento a concretizar na interligação de Lagoaça.

  Não colocando em causa a necessidade do recurso a desfasadores, cujo custo não é apresentado pela REN, **importa melhor fundamentar em que cenários efetivamente os mesmos são necessários, assim como em que momento no tempo a sua concretização é indispensável**. É ainda fundamental garantir que, previamente a esse investimento, existe uma estreita coordenação com o operador da rede espanhola quanto à modificação dos trânsitos entre as duas redes, pois sem esse acordo, o investimento pode não atingir os fins desejados, na medida que o operador espanhol pode realizar investimentos de natureza semelhantes. **Recomenda-se por isso que seja melhor fundamentada a necessidade e a calendarização destes investimentos e assegurada uma coordenação de investimentos entre ORT vizinhos**.

Finalmente, e reforçando-se a não oposição da ERSE aos reforços inscritos na proposta de PIE Sines, **importa garantir que os investimentos em curso sejam concretizados apenas quando forem efetivamente necessários para abastecimento do consumo de Sines, na medida em que do ponto de visto económico, só desse modo os mesmos não representarão um peso desadequado em termos das tarifas de acesso a suportar**

pelos consumidores, relembrando que, no quadro regulatório atual, apenas o consumo paga tarifa de acesso, ao contrario da produção[17].

Assim, a ERSE recomenda que exista um acompanhamento do processo por parte de todas as partes envolvidas, designadamente do concedente, da DGEG e da REN, identificando as reais necessidades da RNT em termos de capacidade a atribuir às novas ligações, devendo existir um constante acompanhamento da informação mais atualizada sobre a calendarização efetiva das ligações do novo consumo, permitindo ajustar o ritmo dos reforços da RNT. Efetivamente, pode acontecer que algumas das obras que compõem cada uma das três fases possa ser adiadas no tempo, à semelhança do que ocorreu num processo inverso de antecipação em resposta ao cenário e calendário de ligação do novo consumo. Deste modo, é garantido que os investimentos serão eficientes, quer do ponto de vista da sua utilidade no abastecimento do consumo, quer do ponto de visto económico em termos de peso na tarifa a suportar pelos atuais e futuros consumidores da RNT.

3 COORDENAÇÃO ENTRE O PIE SINES E O PDIRT-E

Nos termos dos números 2 e 3 do artigo 126.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, pode ocorrer a necessidade de revisão dos PDIRT, por iniciativa do membro do Governo responsável pela área da energia, mediante solicitação do operador da rede de transporte (ORT), da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), ou sempre que se verifique a necessidade de introduzir modificações à expressão territorial do plano, este possa ser objeto de ajustamento ou alteração, sem comprometer globalmente o mesmo.

É neste enquadramento que surge a atual proposta de Plano de Investimentos Específico na zona da rede de Sines, cujo caráter urgente e inadiável dos investimentos obriga a uma aprovação autónoma do mesmo, previamente à discussão e apreciação da proposta de PDIRT-E 2023, cuja apresentação deveria ter ocorrido no 3.º trimestre de 2023, e que, previsivelmente, deverá ocorrer no 2.º semestre de 2024.

Assim, não obstante o presente parecer, que suporta, no seu global, os investimentos agora propostos pela REN, a ERSE considera fundamental que os investimentos que venham agora a ser aprovados, possam ser

[17] , ainda que todos os utilizadores tenham de suportar comparticipação para reforço das redes, tal como previsto no Regulamento de Relações Comerciais da ERSE

inscritos na próxima proposta de PDIRT-E, como integrantes da rede de referência, à semelhança daqueles que resultam de acordos já celebrados entre a REN e os promotores, ao abrigo do artigo 18 .º do Decreto-Lei n.º 15/2022, permitindo assim que os novos investimentos que venham a ser inscritos na proposta de PDIRT-E possam ser avaliados num contexto global, com toda a rede planeada no horizonte do PDIRT-E (2033). Deve ainda ser inscrito nesse PDIRT-E os cenários de procura que suportam o atual PIE Sines.

Sem prejuízo desta aprovação do PIE Sines, a ERSE realça ainda a importância de, no geral, quaisquer novos projetos de investimento de reforço da RNT serem aprovados em sede de PDIRT-E, beneficiando da realização de uma consulta pública, devendo qualquer procedimento de aprovação autónoma ocorrer como opção de último recurso, designadamente quando a não realização de determinado investimento pode ter consequências ao nível da segurança do abastecimento, sendo, nesse sentido, urgente e inadiável a sua aceitação em procedimento autónomo.

Nesse quadro, não aplicável à atual proposta de PIE Sines, é desejável assegurar que as justificações que acompanham futuros pedidos de aprovação autónoma por parte do operador da RNT sejam previamente validadas pela DGEG, atentas as atribuições que lhe estão legalmente cometidas nesta matéria.

4 IMPACTES EM PROVEITOS UNITÁRIOS

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*[18] aplicada aos custos operacionais (OPEX[19]) e por uma metodologia do tipo *rate-of-return*[20] aplicada aos custos com o capital (CAPEX[21]) 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

[18] Nesta metodologia, os proveitos recuperados pela tarifa anual variam ao longo do período em linha com o nível de atividade e das metas de eficiência, independentemente do nível real de custos verificado durante o período de regulação (que corresponde a 4 anos), neste caso apenas para o OPEX.

[19] Do inglês *Operational Expenditure,* gastos de exploração.

[20] Nesta metodologia, os proveitos recuperados pela tarifa anual recuperam o custo com capital (amortização e remuneração ativo líquido de amortizações e subsídios).

[21] Do inglês *Capital Expenditure*, custos com capital

um impacte 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*[22] aplicada aos custos totais (TOTEX)[23]. 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.

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 impacte 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.

[22] Nesta metodologia, é definido um nível de proveitos a recuperar pela tarifa anual que varia com as metas de eficiência e, parcialmente, com o nível de atividade e que é, de um modo geral, independente do nível de custos verificado durante o período de regulação.

[23] Do inglês *Total Expenditure*, gasto totais Esta metodologia encontra-se detalhada no capítulo 2 do 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 os semelhantes ao presente parecer.

Os investimentos estimados 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.

Neste contexto regulatório, para se estimar o impacte financeiro em proveitos unitários da proposta de PIE Sines importa assim **estimar o contributo que pode ter na base de custos TOTEX, de modo a antever o seu impacte económico no próximo período de regulação de 2026 a 2029 e, posteriormente, no período de regulação de 2030 a 2033[24].** De seguida, para se obter o impacte na evolução dos proveitos unitários, estimou-se a evolução da procura global, incluindo o acréscimo decorrente destes investimentos, de acordo com a informação disponível e explicitada anteriormente.

Note-se que a **estimativa de impactes económicos foi efetuada numa perspetiva de evolução dos proveitos unitários, ou preço médio,** ou seja, não correspondem ao efetivo impacte tarifário que será suportado pelos diferentes consumidores, de acordo com o respetivo nível de tensão, que dependerá das opções relativas à estrutura tarifária em vigor à data de cálculo das tarifas.

[24] Para efeitos da presente análise assume-se que os próximos períodos de regulação manterão a duração de 4 anos.

Relativamente aos pressupostos considerados nesta análise, como referido anteriormente, no que diz respeito aos custos de investimento do PIE Sines, está em causa um investimento global, a custos totais, de 536 milhões de euros, imputáveis à Concessão da RNT, distribuído em três momentos no tempo, 2026 (85 milhões de euros), 2029 (326 milhões de euros) e 2031 (125 milhões de euros). A estes montantes são deduzidos os montantes de comparticipações[25] para reforço da RNT, a suportar pelos consumidores.

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

1. Dadas as características dos investimentos em causa, principalmente associado a reforço e construção de infraestruturas tais como postos de corte e linhas assumiu-se que 95% do novo ativo será amortizado a 30 anos e o restante a 10 anos;

2. Considerou-se que a base de custos TOTEX inicial atual, antes do PIE Sines, evoluirá nos próximos períodos de regulação de acordo com a inflação (IPIB de 2%), aplicando-se a meta de eficiência atualmente definida para a atividade de transporte de energia elétrica (1,5%). O acréscimo de TOTEX decorrente do PIE Sines também evoluirá da mesma forma, dentro de cada período de regulação.

3. A componente do TOTEX associada ao novo CAPEX tem uma remuneração do ativo implícita igual a 5,25%, isto é, refletindo a taxa estimada para 2025 por aplicação da metodologia definida para o período de regulação 2022-2025[26].

4. Assumiu-se que o acréscimo de OPEX decorrente destes investimentos será o valor que mantém o peso da componente OPEX equivalente ao seu peso na base de custos TOTEX inicial definida para o período de regulação 2022-2025.

5. Relativamente à evolução da procura, de modo a se poder individualizar os efeitos destes investimentos e por uma questão de prudência considerou-se que o consumo existente antes do impacte dos investimentos do PIE Sines se mantém constante ao longo do período em análise. A

[25] Ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 22 de abril de 2019.

[26] Esta metodologia encontra-se detalhada no capítulo 8 do documento "Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025".

este consumo adicionou-se o acréscimo de consumo decorrente da calendarização proposta pelos promotores, assim como da adoção do pressuposto de uma utilização média de 4 000 horas por ano da capacidade ligada à rede de transporte.

6. Estimaram-se comparticipações para reforço da RNT[27], a suportar pelos consumidores, de acordo com o perfil de acréscimo de consumo considerado nos pressupostos de evolução da procura.

O quadro seguinte contém os valores da evolução do proveito permitido (TOTEX) até 2033, antes e após se considerar o impacte do investimento previsto no PIE Sines.

Quadro 4-1 – Evolução dos Proveitos Permitidos (TOTEX)

Unidade: 10^3 EUR

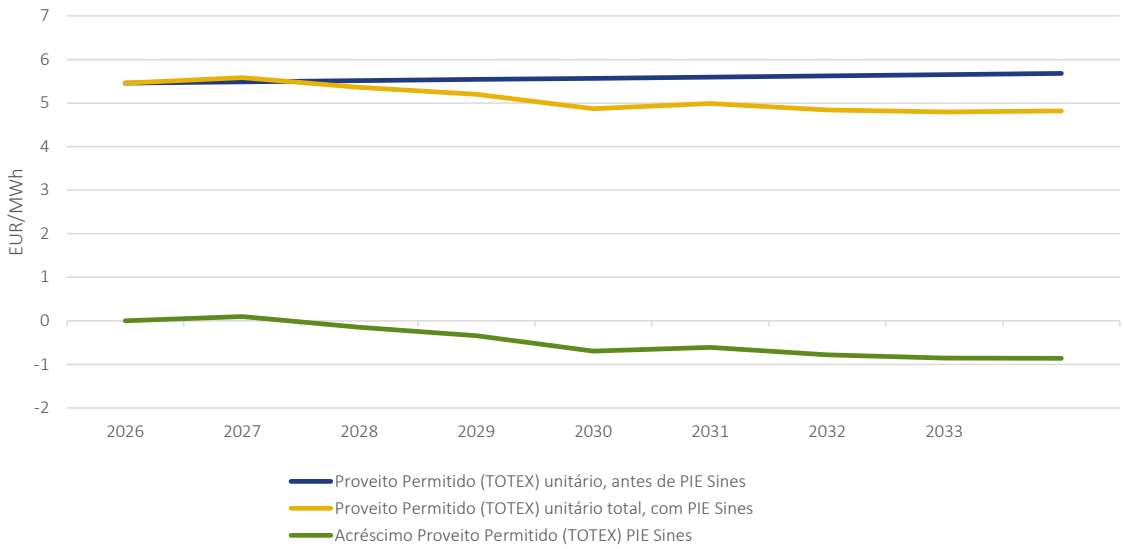
Proveitos Permitidos (TOTEX)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Proveito Permitido (TOTEX) PR 2022-2025, antes de PIE Sines	287 012	288 447	289 889	291 339	292 795	294 259	295 730	297 209	298 695
Acréscimo TOTEX PIE Sines PR 2026-2029 e PR 2030-2033		9 624	9 672	9 720	9 769	41 152	41 357	41 564	41 772
Proveito Permitido (TOTEX) total		**298 070**	**299 561**	**301 059**	**302 564**	**335 411**	**337 088**	**338 773**	**340 467**

Fonte: ERSE, REN, MAEn

A Figura 4-1 mostra a estimativa de evolução do proveito unitário antes e após o efeito do investimento previsto no PIE Sines.

[27] Ao abrigo da Diretiva n.º 10/2019, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 22 de abril de 2019.

Figura 4-1 – Evolução do Proveito Permitido (TOTEX) Unitário – Investimento e Procura PIE Sines



Fonte: ERSE, REN, MAEn

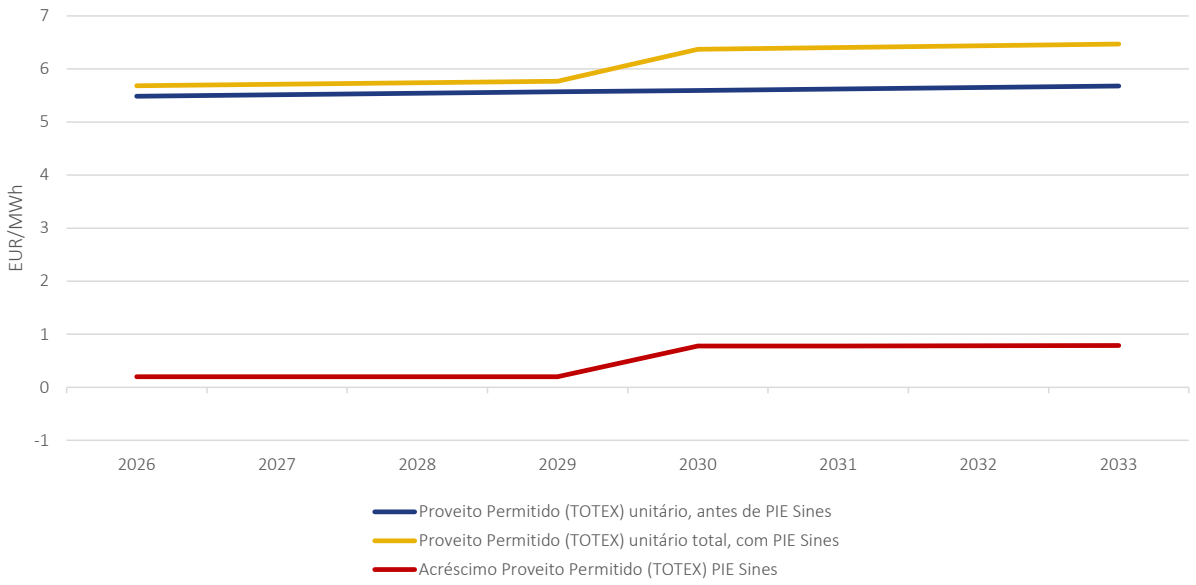
Em 2033, o **proveito unitário da atividade de Transporte de Energia Elétrica, após o efeito do PIE Sines no nível de proveitos e no nível de procura, atinge um valor cerca de 11,7% inferior ao proveito unitário desta atividade[28] estimado para 2025**. Embora os investimentos propostos provoquem um aumento dos proveitos permitidos, ao possibilitarem a ligação de novos consumos, permitem a diluição do seu impacte tarifário.

Assim, tendo em conta o considerável impacte em proveitos permitidos do investimento proposto, a evolução da procura representa uma variável determinante para se avaliar a eficiência económica e a sustentabilidade tarifária, em termos de evolução do proveito unitário, do PIE Sines. Neste contexto, **analisou-se um cenário alternativo, extremo, em que os novos consumos calendarizados não se materializarão[29]**, cujos resultados se apresentam na Figura 4-2.

[28] Naturalmente que o impacto na fatura dos consumidores ainda está diluído no conjunto das tarifas de acesso e de energia pagas pelos consumidores.

[29] Neste cenário, não se consideraram as comparticipações para reforço da rede, mas abateu-se ao valor do investimento o montante de 63 milhões de euros das cauções entretanto pagas, que reverterão para o sistema caso os consumos não se materializem.

Figura 4-2 – Evolução do Proveito Permitido (TOTEX) Unitário – Investimento PIE Sines, sem acréscimo de procura



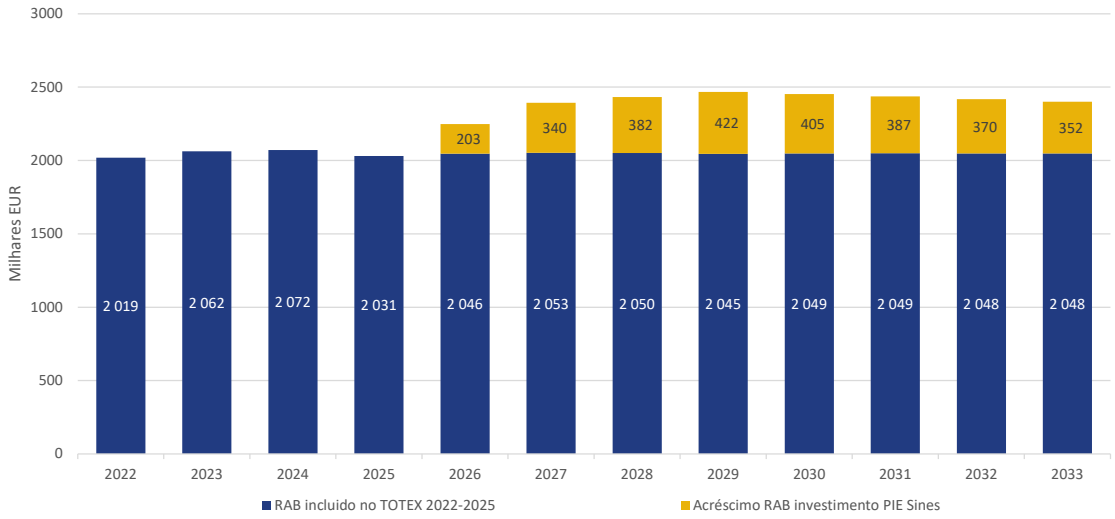
Fonte: ERSE, REN, MAEn

Neste cenário, em 2033, o **proveito unitário da atividade de transporte de energia elétrica após o efeito do PIE Sines apenas no nível de proveitos, na ausência do respetivo impacte no acréscimo de procura, atinge um valor cerca de 18,5% superior ao proveito unitário estimado para 2025**. Assim, caso os novos consumos previstos não se materializem, o PIE de Sines originará um aumento significativo dos proveitos unitários da atividade de transporte de energia elétrica.

Por fim, a figura seguinte ilustra o **ativo líquido a remunerar da atividade de TEE**[30], 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 2033) e o acréscimo referente ao investimento adicional proposto no PIE Sines, a custos totais, que será imputado à Concessão da RNT, e consequentemente, repercutido nas tarifas de acesso às redes.

[30] No cenário de concretização dos novos consumos.

Figura 4-3 – Previsão de evolução da base de ativos regulada da atividade de TEE



Fonte: ERSE, REN, MAEn

5 CONCLUSÕES

Relativamente ao pedido de parecer sobre a proposta de Plano de Investimentos no reforço da rede na zona de Sines, para permitir a ligação à rede de 5 GVA de capacidade associada a novos consumos previstos serem instalados na região, a ERSE considera que, face a comprovada insuficiente capacidade da RNT na zona de Sines, só com um considerável reforço da RNT será possível criar a capacidade necessária para abastecimento deste novo consumo. Por outro lado, a proposta de PIE Sines agora em apreciação vem dar resposta ao solicitado pelo concedente, no sentido de garantir o cumprimento dos procedimentos excecionais para atribuição de capacidade previstos no Decreto-Lei n.º 80/2023, de 6 de setembro.

Neste sentido, e considerando que esta proposta de PIE já está ajustada às reais necessidades de capacidade por parte dos promotores, na sequência da fase de pagamento de caução, regista a redução de cerca de 326 M€ no total do montante a investir, inicialmente de 862 milhões de euros, e que incluía um conjunto adicional de reforços de rede, que se revelaram desnecessários face à redução da nova procura a ligar à rede de 8 GVA para 5 GVA.

Assim, a ERSE emite o seu parecer favorável à aprovação do Plano de Investimento Específico para a rede da zona de Sines. Não obstante, apresenta no presente parecer um conjunto de aspetos que considera

merecerem atenção quer por parte do concedente quer por parte da REN, designadamente quanto à necessidade uma melhor e mais detalhadas fundamentação dos investimentos propostos, registando-se a ausência de uma desagregação dos montantes a investir por projeto de investimento, e recomendando-se uma maior fundamentação sobre a real necessidade ou calendarização de alguns investimentos, como por exemplo os dois novos postos de corte em Sines e a instalações de desfasadores, ou ainda sobre a articulação entre os projetos inscritos em sede de Acordos celebrados com promotores ao abrigo do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (Acordos celebrados em 2021 e 2023).

Sem prejuízo destas observações e recomendações, e reforçando a sua não oposição à aprovação do reforço de investimentos na RNT para resolver a questão apresentada, recomenda-se ainda que exista um acompanhamento de todas as partes, designadamente do concedente, da DGEG e da REN, identificando quaisquer alterações ao cenário atual de necessidades da RNT em termos de capacidade a atribuir às novas ligações, acompanhando a informação mais atualizada da calendarização dessas ligações, e assim permitir ajustar o ritmo dos reforços da RNT, podendo algumas das obras que compõe cada fase ser adiadas no tempo, à semelhança do que ocorreu na sua antecipação face ao cenário e calendário atual de ligação do novo consumo. Deste modo, será possível garantir que os investimentos serão eficientes, quer do ponto de vista da sua utilidade no abastecimento do consumo, quer do ponto de visto económico em termos de peso na tarifa a suportar pelos atuais e futuros consumidores da RNT.

Com efeito, embora os novos investimentos propostos gerem um aumento dos proveitos permitidos da atividade de transporte de energia elétrica ao longo dos próximos anos, nos pressupostos considerados pela ERSE, a ligação de novos consumos associada à proposta de PIE Sines permite diluir esse aumento dos proveitos permitidos, obtendo-se um proveito unitário ao nível da atividade de transporte de energia elétrica em 2033 cerca de 11,7% inferior ao proveito unitário estimado para 2025, prévio ao PIE Sines. Contudo, caso esses novos consumos nunca se materializem, o proveito unitário da atividade de transporte de energia elétrica estimado para 2033 atingiria um valor cerca de 18,5% superior ao estimado para 2025.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 27 de junho 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.