

CONSULTA PÚBLICA

PARECER

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT
para o período 2026 a 2035
(PDIRG 2025)

SETOR GÁS

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	PARECER	2
	ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2025	13
1	RESULTADO DA CONSULTA PÚBLICA.....	14
2	PROPOSTA DE PDIRG 2023 E RESPETIVO PARECER.....	16
3	INVESTIMENTO APROVADO EM PROCESSOS DE APROVAÇÃO AUTÓNOMA	18
4	PROCURA	20
4.1	Evolução da procura de gás.....	20
4.2	Cenários de procura para impactes nos proveitos e nas tarifas	25
5	APRECIAÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO	28
5.1	Investimento inscrito na proposta de PDIRG 2025.....	28
5.1.1	Investimento proposto em projetos base.....	30
5.1.2	Investimento proposto em projetos complementares	33
	Cavernas Armazenamento Subterrâneo	33
	Adaptação da RNTIAT para misturas de H2 até 10%	33
	Biometano	35
5.2	Análise dos Projetos Base.....	35
5.2.1	Desagregação por Infraestrutura do investimento associado a Projetos Base.....	39
	RNTG	39
	Terminal de GNL	40
	Armazenamento Subterrâneo	43
5.2.2	Investimentos Transversais	43
5.3	Análise dos Projetos Complementares.....	46
5.3.1	Projeto de adaptação da RNTG e AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.....	46
5.3.2	Armazenamento Subterrâneo	48
5.3.3	Receção de biometano na RNTG	49
6	CENÁRIOS DE INVESTIMENTO PARA IMPACTES TARIFÁRIOS	51
7	ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS.....	58
7.1	Impactes em Proveitos	58
7.2	Impactes tarifários dos investimentos na RNTG previstos na proposta de PDIRG 2025 em 2030	69

1 ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos (REN), enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2026-2035 (PDIRG 2025).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, a ERSE promoveu a sua Consulta Pública n.º 132 ao conteúdo da proposta de PDIRG 2025, e elaborou o respetivo relatório que, juntamente com os vários contributos recebidos, disponibilizou à DGEG e ao operador da RNTG.

O relatório e os comentários recebidos são agora tornados públicos, refletindo a transparência do processo de elaboração deste Parecer e demonstrando que os contributos recebidos no âmbito da Consulta Pública foram considerados para a posição assumida pela ERSE.

Finalmente, de acordo com o n.º 3 do mesmo artigo, cada uma das entidades, DGEG e ERSE, deve emitir e comunicar entre si e ao operador da RNTG o respetivo Parecer, o que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

Este Parecer emitido pela ERSE contribuirá para assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de Consulta Pública, a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a coerência do PDIRG com o plano de desenvolvimento da rede para o gás natural à escala da União, conforme previsto no artigo 32.º do Regulamento (UE) n.º 2024/1789, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024.

2 PARECER

Recomenda-se que os operadores da RNTIAT, durante a preparação da proposta final de PDIRG 2025 a submeter ao Concedente para aprovação, tenham em consideração o conjunto de comentários e recomendações apresentados ao longo do documento que, para além de expressarem o Parecer da ERSE, representam os pontos de vista expressos pela generalidade dos participantes na Consulta Pública, nomeadamente os apresentados pelo Conselho Consultivo (CC) e pelo Conselho Tarifário (CT).

ANÁLISE AO INVESTIMENTO PROPOSTO E CENÁRIO ERSE ALTERNATIVO

1. A proposta de PDIRG 2025, apresentada pela REN Gasodutos para o período de 2026 a 2035, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimento num montante global de **472 milhões de euros** nas três infraestruturas em alta pressão: rede nacional de transporte de gás (RNTG), terminal de gás natural liquefeito (TGNL) e armazenamento subterrâneo (AS).
2. No entanto, para o primeiro quinquénio de abrangência da proposta de PDIRG 2025, i.e. para o período que vai de 2026 a 2030, a REN Gasodutos propõe que sejam aprovados um total de **163,2 milhões de euros**, dividido em **62,6 milhões de euros para a RNTG** (dos quais 45,3 para Projetos Base e os restantes 17,3 para Projetos Complementares), **35,7 milhões de euros no TGNL** (só em Projetos Base), **25,6 milhões de euros para o AS** (dos quais 11,0 para Projetos Base e os restantes 14,6 para Projetos Complementares) e os restantes **39,4 milhões de euros em Investimentos Transversais** às três infraestruturas.
3. Importa ter em consideração que o **último PDIRG**, efetivamente **aprovado**, envolveu um valor total de **51,2 milhões de euros** para um conjunto de investimentos nas três infraestruturas da RNTIAT, que foram propostos no PDIR-GN 2017 para serem concretizados no **quinquénio de 2018 a 2022**. Estes investimentos foram aprovados a 19 de dezembro de 2018 e, nesta decisão, só foram aprovados projetos classificados como Projetos Base, ou seja, foi adiada para outros exercícios de PDIRG a apreciação e aprovação dos Projetos Complementares então propostos, à exceção da aprovação de um montante de 1,9 milhões de euros em projetos complementares para ligação física de clientes.
4. Posteriormente, foram submetidas as propostas de PDIR-GN 2019, de PDIRG 2021 e de PDIRG 2023, sobre as quais a ERSE emitiu o seu Parecer, conforme previsto na legislação em vigor, não tendo ocorrido a aprovação dessas propostas de PDIRG por parte do Concedente. No entanto, a 20 de maio passado, através do Despacho n.º 182/MAEN/2025, a Sr.ª Ministra do Ambiente e Energia aprovou um

montante de **63,4 milhões de euros** relativos a projetos de investimentos já concretizados na RNTIAT, e que estavam inscritos nessas referidas propostas de PDIRG.

5. Previamente a essa aprovação, no dia 9 de janeiro de 2025, a Sr.^a Ministra do Ambiente e Energia tinha assinado o Despacho n.º 1/MAEN/2025, aprovando em processo autónomo ao processo tradicional de aprovações do PDIRG, um conjunto de **investimentos destinados a viabilizar a injeção de hidrogénio na RNTG e no AS**, num total de **36,1 milhões de euros, após parecer da ERSE**. A necessidade desta aprovação autónoma solicitada pela REN Gasodutos decorreu da natureza urgente dos investimentos em causa, não permitindo a sua aprovação em sede da proposta de PDIRG, ao contrário de outros projetos que a ERSE entendeu, no seu parecer, poderem ser objeto de apreciação apenas aquando da próxima proposta de PDIRG (2025).

No seu parecer relativo a esta solicitação, a ERSE reconheceu a natureza urgente para esse conjunto de investimentos e recomendou a aprovação do montante solicitado pela REN Gasodutos, que permitirá viabilizar um nível de mistura de hidrogénio na RNTG e AS de até 2%. Desse montante, 3,3 milhões de euros diziam respeito a estudos de adequação da RNTG e AS, que, por serem relativos aos anos 2022 e 2023, não constavam na proposta de PDIRG 2023, ao contrário do restante montante calendarizado para 2025 e 2026, cujos investimentos foram revistos, num total de 32,8 milhões de euros.

6. Na sua proposta de PDIRG 2025, a REN Gasodutos propõe-se aprofundar ainda mais este tipo de investimentos, e apresenta um **Projeto Complementar de adaptação da RNTG e do AS a misturas de hidrogénio até 10%, num montante de 30,8 milhões de euros**. Sobre estes investimentos, e tendo em conta os diversos fatores envolvidos, a ERSE **recomenda que qualquer decisão quanto à sua aprovação seja condicionada à garantia da sua viabilidade em termos de interoperabilidade com os consumidores e com o operador de rede de transporte com que se interliga a nível internacional**.

Com efeito, tendo em conta a estratégia europeia e a obrigação estabelecida no Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho¹, importa que o investimento em adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio para 10% em volume, seja aprovado apenas se a REN

¹ De acordo com este Regulamento os operadores das redes de transporte devem cooperar para evitar restrições aos fluxos transfronteiriços de gás devidas a diferenças de qualidade nos pontos de interligação entre Estados-Membros e estabelece ainda que não deve haver lugar a restrições nos fluxos transfronteiriços de gás natural para as situações em que o teor de hidrogénio, misturado no sistema de gás natural, seja inferior a 2% em volume

Gasodutos demonstrar existir um acordo sobre tal nível de mistura, com o operador da rede espanhola de transporte de gás (Enagás), à qual a sua rede está interligada a nível internacional, e também demonstre que tal nível de mistura é aceitável para os consumidores que se encontram ligados ao SNG.

Importa também acrescentar que os 36,1 milhões de euros já aprovados em investimentos para este fim, permitirão dar resposta às necessidades de adaptação da RNTIAT para a injeção previsível de hidrogénio nos próximos tempos no SNG, nomeadamente aquela que resulta do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg). Estes investimentos permitirão viabilizar um nível de mistura de hidrogénio de até 2%, limiar que dispensa a existência de acordos de interoperabilidade entre os operadores de redes de transporte adjacentes a nível internacional, nos termos da legislação europeia recentemente aprovada.

Espera-se, também, que dentro de dois anos, a proposta de PDIRG 2027 possa beneficiar de um quadro legislativo mais estabilizado sobre este tema.

7. Ainda no quadro dos Projetos Complementares a serem concretizados no período que vai até 2030, o investimento que reuniu maior consenso entre os participantes na Consulta Pública n.º 132, da ERSE, sobre a proposta de PDIRG 2025, foi o projeto da **estação de descarga de gás comprimido** a construir na JCT7300-Monforte da RNTG. A ERSE concorda com uma decisão de aprovar o montante previsto **(800 mil euros)** para esse projeto, no pressuposto de que os promotores - que referiam querer utilizar esta estação de descarga - também participantes na referida consulta pública, venham a confirmar esse seu propósito, de modo firme, à REN Gasodutos.

Adicionalmente, a ERSE sugere que a REN Gasodutos avalie e identifique outras localizações para a instalação de mais estações de descarga, seja na rede de transporte ou na de distribuição. Este mapeamento deverá ser efetuado de forma coordenada com os operadores das redes de distribuição mediante a adoção de processos transparentes e de consulta ao mercado de produção de biometano, procurando assegurar-se a existência de compromissos firmes para uma sua utilização com o objetivo de garantir uma gestão adequada do risco.

8. Por sua vez, para além da sugestão de adiar os projetos complementares relativos à adaptação da RNTG e do AS a misturas de hidrogénio até 10% de forma a garantir a viabilidade da interoperabilidade com os consumidores e os operadores de redes adjacentes, para os Projetos Base e Investimentos Transversais, a ERSE propõe a consideração de um cenário alternativo (cenário de investimento ERSE), que procura refletir os comentários recebidos na Consulta Pública e a incerteza da procura associada

ao setor do gás que condiciona a análise de sustentabilidade económica da proposta original de PDIRG 2025.

9. Nesse **cenário de investimento ERSE**, os montantes de investimento associados à RNTG, ao TGNL e ao AS, considerados para os **Projetos Base, totalizam 73,6 milhões de euros**, que correspondem a 80% do investimento proposto pela REN Gasodutos na sua proposta de PDIRG 2025 (92 milhões de euros). Esta sugestão em baixa reflete um equilíbrio entre i) a evolução positiva dos montantes destes projetos, que se reconhece como necessária, uma vez que se considera que os ativos do SNG estão a envelhecer pelo que os níveis de manutenção e de substituição das infraestruturas implicam mais investimento e custos e; ii) a proposta de PDIRG anterior para o período de 2024 a 2028 (onde se previam 66,6 milhões de euros).

Para esse efeito, e no caso particular do TGNL, sugere-se a reavaliação da decisão de construção da 4.^a baía de enchimento, que representa 16% do montante destinado a esta infraestrutura. A principal razão que justifica a recomendação, da reavaliação da decisão de construção da 4.^a baía de enchimento para camiões cisterna no TGNL, tem a ver com o facto da realidade futura da penetração do biometano poder vir a alterar em muito o número de cisternas que irão utilizar o TGNL. Refira-se, a esse respeito, que existe já um produtor que está a utilizar o biometano para abastecer os seus clientes, de modo perfeitamente integrado no SNG, transportando-o na forma liquefeita em camiões, a partir das suas instalações de produção. Dever-se-á, assim, ponderar o impacto que tal modelo de negócio dos produtores de biometano poderá ter no crescimento prospetivado, na proposta de PDIRG 2025, de número de cisternas que utilizam o TGNL.

Para além dos 5,6 milhões de euros associados à reavaliação anterior, a ERSE recomenda a ponderação de uma recalendarização de alguns outros Projetos Base que possam não ser considerados urgentes nas três infraestruturas da RNTIAT e, assim, conseguir uma redução de 12,8 milhões. Para este efeito, a ERSE recomenda que, os operadores das referidas infraestruturas apenas calendarizem os projetos de intervenção em ativos em “fim de vida útil”, categorizados nas rubricas “adequação regulamentar”², “melhoria operacional” e “Ambiente e Sustentabilidade” que considerem efetivamente urgentes e inadiáveis durante este quinquénio, não atendendo unicamente à vida útil contabilística dos ativos.

² Essencialmente intervenção em gasodutos, relacionada com a alteração da “Classe de Localização” definida no Despacho n.º 806-C/2022 RNTG (alterações na densidade populacional baseadas nos censos 2021)

10. Sobre os **Investimentos Transversais** às três infraestruturas da RNTIAT, que correspondem a 39,4 milhões de euros, a ERSE sugere também a revisão em baixa do investimento proposto, para um montante de **18,4 milhões de euros**.

Parte desta redução pode ser obtida retirando do PDIRG 2025 os montantes associados ao investimento transversal não básico, no valor de 7,5 milhões de euros, que deverão ser tratados como investimento não específico a não ser aprovados em sede de PDIRG (tal como justificado no ponto 19 deste Parecer).

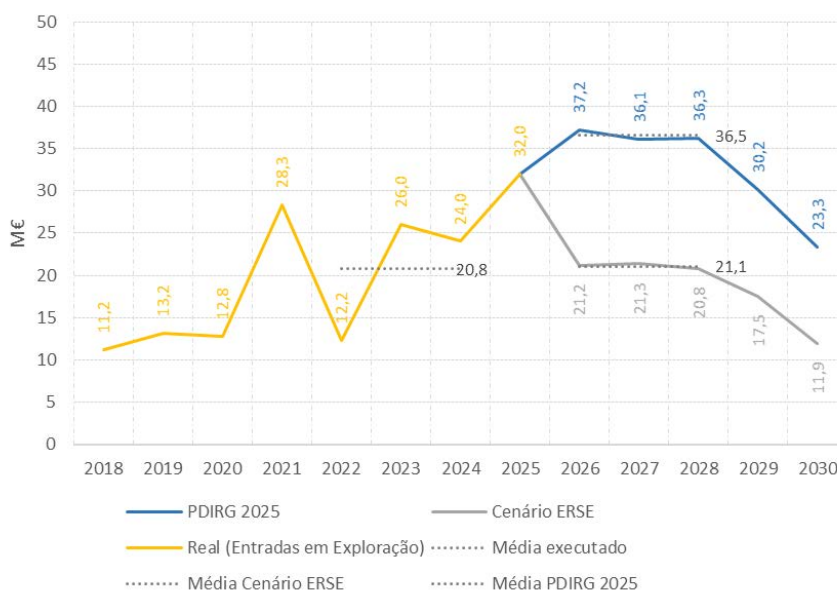
Por sua vez, a ERSE recomenda reduzir para metade o valor proposto na rubrica “Investimento corrente urgente” (10,1 milhões de euros), já que apesar de ter sido a ERSE a defender, em pareceres anteriores, a existência desta rubrica, parece ser excessivo, face às justificações apresentadas, atribuir-lhe um peso relativo de quase 10% do total a investir no período em causa.

Igual situação surge com o montante proposto para a rubrica associada ao GTG, num total de 21,1 milhões de euros, mais do que o dobro de valores anteriormente apresentados e carecendo de uma justificação mais detalhada para que se compreenda a razão para tal incremento. Inclui-se nessa explicação, as razões que justificam dotar o SNG de 3 salas de despacho e as mais valias de ter mais uma sala redundante para além da de emergência já em funcionamento. Nesse sentido e sem informação adicional, propõe-se reduzir a rubrica associada ao GTG para 12 milhões de euros. Assumindo-se que deverá existir um incremento no investimento associado à rede de telecomunicações de segurança do GTG, nomeadamente quanto às questões de cibersegurança, este montante parece estar mais conforme os anteriores desta rubrica (na proposta de PDIRG 2023 para o período de 2024 a 2028 previa-se 9,7 milhões para esta rubrica).

11. Resulta, assim, um **cenário de investimento ERSE** que **totaliza 92,7 milhões de euros** de investimentos na RNTIAT, a serem concretizados até 2030, aos quais se adicionam os 36,1 milhões de euros já aprovados em processo autónomo para viabilizar a injeção de hidrogénio na RNTG e no AS.
12. O quadro seguinte apresenta os montantes parcelares da proposta inicial de PDIRG 2025 e do cenário de investimento ERSE, que se propõe como alternativo.

Cenários	1.º Quinquénio (2026-2030) M€		Diferenças	
	PDIRG	ERSE	M€	%
RNTG	62,6	37,0	-25,6	-41%
Projetos Base	45,3	36,2	-9,1	-20%
Projetos Complementares	17,3	0,8	-16,5	-95%
TGNL	35,7	28,5	-7,1	-20%
Projetos Base	35,7	28,5	-7,1	-20%
Projetos Complementares	0,0	0,0	0,0	-
AS	25,6	8,8	-16,8	-66%
Projetos Base	11,0	8,8	-2,2	-20%
Projetos Complementares	14,6	0,0	-14,6	-100%
Transversais	39,4	18,4	-21,0	-53%
GTG e Edifícios	21,1	12,7	-8,5	-40%
Investimento em IT	0,6	0,6	0,0	0%
Não Básico	7,5	0,0	-7,5	-100%
Investimento Corrente Urgente	10,1	5,0	-5,0	-50%
Total	163,2	92,7	-70,5	-43%

13. A figura que se segue apresenta a evolução anual dos montantes de investimento entrado em exploração (real até 2024 e previsto para 2025), da proposta inicial de PDIRG 2025 e do cenário de investimento ERSE, que se propõe como alternativo. Na figura também são apresentadas as médias de três anos dos investimentos entrados em exploração e os previstos nos dois cenários (ERSE e proposta de PDIRG), relevando que os montantes de 2026 a 2028 do cenário ERSE são próximos do valor médio entrado em exploração no período de 2022 a 2024 (últimos anos reais). Sabendo-se que para os anos de 2028 a 2030 a apreciação do próximo PDIRG, a apresentar em 2027, representará uma nova oportunidade para visitar a evolução de investimento a efetuar designadamente em 2028 e 2030. Considerando a incerteza no desenvolvimento do biometano e do hidrogénio e consequentemente da evolução da descarbonização do setor do gás natural, esta opção garantirá um bom equilíbrio para a descarbonização do setor do gás natural ao menor custo, protegendo-se os consumidores e garantindo-se uma boa gestão de risco e a sustentabilidade do setor do gás.



CENÁRIOS DE PROCURA

14. Neste Parecer à proposta de PDIRG 2025, a ERSE considera dois cenários de evolução da procura, alternativos aos da proposta: o cenário ERSE superior e o cenário ERSE inferior. Na análise de sustentabilidade de longo prazo da proposta, estes cenários prolongam-se até 2040, visto que os investimentos em análise têm uma vida útil que vai muito além do período de vigência deste PDIRG.
15. As presentes análises tiveram por base as previsões de procura do RSMA-G 2023, o qual suportou o plano apresentado pela REN Gasodutos. Entretanto, a 9 de setembro de 2025, foi publicado o RSMA-G 2024, aprovado a 26 de agosto. Os cenários do RMSA-G 2024 não foram tidos em conta neste Parecer por este ter sido publicado quase em simultâneo com o fecho deste parecer.

IMPACTE TARIFÁRIO

16. A avaliação do impacte tarifário dos investimentos previstos na proposta PDIRG 2025 incidiu sobre a atividade de transporte de gás, tendo sido utilizados o cenário de investimento da proposta PDIRG 2025 e o cenário de investimentos ERSE, assim como os cenários de evolução da procura definidos. A análise incidiu sobre a tarifa de Uso da Rede de Transporte, sobre as tarifas de Acesso às Redes, assim como sobre os preços médios de venda a clientes finais.

A avaliação é efetuada *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos e receitas do SNG, ou seja, considera-se que as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização não se alteram ao longo do período analisado, que se situa entre 2025 e 2030.

Os impactes tarifários na tarifa de Uso da Rede de Transporte terão um efeito mais contido nas tarifas de Acesso às Redes, bem como nos preços finais pagos pelos consumidores, e apresentam valores diferenciados por nível de pressão, tanto menores quanto menor é o nível de pressão.

17. Por nível de pressão, verifica-se que, nos cenários de procura considerados, os investimentos da atividade de transporte incluídos na proposta de PDIRG 2025 levariam a um incremento tarifário médio anual nas tarifas de Acesso às Redes de até +1,7 p.p. (para clientes em AP) face ao cenário Base. Nos preços médios de referência de venda a clientes finais, a proposta de PDIRG 2025 teria impacto reduzido nos vários níveis de pressão (o impacto seria de +0,1 p.p. face ao cenário Base).

Caso fossem considerados os investimentos da atividade de transporte incluídos no cenário de investimento ERSE, os impactes anualizados identificados acima seriam de +1,0 p.p. para as tarifas de Acesso às Redes (para clientes em AP) e até +0,1 p.p. nos preços médios de referência de venda a clientes finais face ao cenário Base.

SUSTENTABILIDADE DE LONGO PRAZO DO SNG

18. Tendo em conta que os investimentos têm uma vida útil que ultrapassa o período de vigência deste PDIRG, importa avaliar os impactes dos investimentos propostos para além do primeiro quinquénio do plano. Esta situação é ainda mais relevante se se considerar a previsão de decréscimo da procura a médio e longo prazo, o que pode colocar em causa a sustentabilidade do setor. Acresce, ainda, a grande incerteza quanto à evolução da procura, ilustrada, por exemplo, nas alterações significativas das previsões que constam dos RMSA-G, que ocorreram num período inferior a um ano ³.

³ As previsões para o longo prazo de alguns dos cenários que constam do RMSA-G 2024, cuja aprovação ocorreu em 26 agosto de 2025, são significativamente diferentes das que constavam do RMSA-G 2023, aprovado a 15 de outubro de 2024, para cenários equivalentes.

OUTROS TEMAS

19. No que respeita à natureza dos investimentos constantes da proposta de PDIRG 2025, e em conformidade com a Instrução n.º 7/2024 da ERSE, de 3 outubro, a ERSE considera que nas propostas de PDIR só devem ser incluídos os investimentos em ativos específicos, ou seja, referentes a infraestruturas e ativos com uma natureza especializada. Assim, recomenda-se que as propostas de PDIRG passem a não incluir os investimentos não específicos, o que se entende devido à natureza particular desses investimentos, que são de suporte, de utilidade transversal, tendencialmente de pequena dimensão e com vida útil curta.
20. De um modo geral estes investimentos, correspondem aos investimentos designados como “Não Básicos” incluídos na parcela de investimentos transversais às três infraestruturas da proposta de PDIRG 2025, que correspondem a um montante de 7,5 milhões de euros.
21. Atendendo ao carácter decenal do PDIRG, revisto a cada dois anos com a submissão de uma nova proposta de PDIRG, existe, naturalmente, uma sobreposição dos horizontes temporais de planos sucessivos. Por outro lado, a calendarização dos investimentos inscritos num PDIRG aprovado não tem natureza vinculativa, podendo ser modificada pelo ORT em função de alterações aos fatores que motivaram esses investimentos. Assim, uma modificação na calendarização poderá resultar numa alteração dos custos dos projetos inicialmente inscritos no PDIRG aprovado, a preços reais relativamente ao ano de apresentação do PDIRG.

De modo a garantir que o valor aprovado para cada projeto corresponde à sua estimativa mais recente do custo do mesmo, a ERSE recomenda que, em sede de cada novo PDIRG, seja atualizado o valor dos projetos já aprovados, submetendo a apreciação do concedente qualquer alteração ao custo dos projetos, sempre que a mesma exceda a taxa de inflação.

A ERSE relembra ainda que, nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, cabe à ERSE acompanhar e fiscalizar a calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT previstos no PDIRG, que ficam sujeitos ao seu parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições.

CONCLUSÃO

22. Importa ter em consideração que os projetos de investimento que vierem a ser concretizados na sequência da aprovação do PDIRG 2025, estarão em exploração e necessitarão de ser amortizados e remunerados para além de 2055. Durante estes mais de 30 anos, perspetivam-se evoluções do sistema energético, rumo a uma sociedade neutra em carbono, que terão impactos significativos no SNG.

Nessa altura, o SNG será seguramente bastante diferente daquilo que é hoje e terá de interagir com outros vetores energéticos em condições bastante diversas das atuais. É esperado que o biometano nos próximos anos possa assumir relevância no SNG, e que, por sua vez, o hidrogénio de origem renovável possa ser consolidado, no quadro do fornecimento energético das aplicações que não são fáceis de eletrificar, enquanto vetor energético independente do SNG, com as suas redes próprias e um mercado dedicado.

É essa a perspetiva que resulta do pacote do hidrogénio e da descarbonização do gás da UE⁴ e que deverá ser considerada para que se possa assegurar a sustentabilidade de longo prazo do SNG, garantindo a sua solvibilidade caso as reduções de consumo de gás previstas se venham a concretizar.

23. Esta oportunidade para promover a descarbonização do setor do gás natural não é isenta de investimentos em infraestruturas necessárias para rececionar e injetar nas redes os gases descarbonizados. Importa também ter em consideração que os níveis de manutenção e de substituição das infraestruturas do SNG implicam mais investimento e custos.

Contudo, para evitar o risco de “custos afundados” no SNG, será desejável que os ativos que hoje são concebidos para transportar gás e que, ao longo do tempo, deixem de ser, eventualmente, necessários ao SNG, possam ser negociados para saírem da base de ativos do SNG e serem reaproveitados, por exemplo, para passarem a transportar hidrogénio renovável.

24. Assim, já não se trata de, no momento atual, assegurar que o acréscimo tarifário previsto para 2030 é acomodável no curto prazo, mas sim criar condições de sustentabilidade do SNG no longo prazo em termos económicos e de descarbonização, que permitam transmitir a confiança necessária de que o

⁴ O pacote legislativo europeu que inclui o Regulamento (UE) 2024/1789 e a Diretiva (UE) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho, ambos de 13 de junho de 2024, que estabelecem regras para a organização do mercado do gás natural e cria o quadro para o desenvolvimento do futuro mercado do hidrogénio e das infraestruturas dedicadas respetivas.

setor se manterá competitivo, ao longo do tempo, para todos aqueles que continuarão a necessitar do gás para o seu processo produtivo.

25. Nesse quadro, importa que o PDIRG 2025 a concretizar apresente níveis de investimento para 2026 a 2028 da mesma ordem de grandeza daqueles que entraram em exploração nos últimos três anos (2022 a 2024). A apreciação do próximo PDIRG a apresentar em 2027 representará uma nova oportunidade para visitar a evolução de investimento a efetuar, designadamente entre 2028 e 2030.

O equilíbrio é, assim, o mote e a razão para a ERSE recomendar um novo cenário de investimento alternativo para o primeiro quinquénio de 2026 a 2030, que reduz o nível de investimento a aprovar de 163,2 para 92,7 milhões de euros, com as fundamentações que, para cada infraestrutura e projeto, se apresentam detalhadas no Anexo ao presente parecer, mantendo-se nos próximos anos o nível de investimento em linha com o concretizado.

ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2025

1 RESULTADO DA CONSULTA PÚBLICA

Do processo de Consulta Pública n.º 132, promovida pela ERSE, destacam-se três principais considerações da análise realizada aos comentários recebidos: a primeira, relacionada com o investimento associado à receção de biometano, que se considerou ter o mérito de criar condições para o desenvolvimento do mercado deste gás renovável, tendo reunido consenso entre os agentes; a segunda, relacionada com os custos associados à adaptação da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo (AS) a mistura de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, com opiniões discordantes, com alguns agentes a apresentarem fortes convicções de que não é a opção mais eficiente; e a última, já salientada em processos anteriores, é a não existência de uma decisão de aprovação relativamente às propostas de PDIRG anteriormente apresentados, a saber as propostas de PDIRG 2019, 2021 e 2023.

Sobre o tema da integração de biometano no SNG, particularmente sobre os investimentos associados à receção de biometano, vários participantes na consulta pública identificaram a necessidade de serem definidas regras claras de âmbito legal e regulatório para a cadeia de valor, para conferir ao setor previsibilidade e estabilidade e conferir equidade entre os vários promotores de projetos de biometano, contribuindo para o aumento do investimento privado e público na implementação de projetos atuais e novos.

Relativamente aos investimentos associados à adaptação da RNTG e das infraestruturas de AS para receber misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, foram apresentadas reservas quanto à opção política de injeção de hidrogénio na rede de gás. Uma parte dos agentes consideraram que a mistura dos dois gases deve ser uma alternativa de último recurso, tendo os argumentos apresentados sido justificados com a estratégia europeia e a referência ao Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho. Por fim, foi recomendada prudência na aprovação dos investimentos para a incorporação de hidrogénio na rede de gás, tendo em conta os cenários de evolução de procura de hidrogénio e tendo em conta a falta de maturidade dos projetos associados à produção de hidrogénio renovável.

Quanto ao processo legal preconizado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, de aprovação dos PDIRG, resulta da Consulta Pública a preocupação com o facto de o Concedente não ter emitido nenhuma decisão sobre as propostas de PDIRG 2019, PDIRG 2021 e PDIRG 2023. Resultou da Consulta Pública, a necessidade e a importância de serem concluídos os sucessivos ciclos de planeamento previstos na legislação. Por sua vez, o recurso reiterado a aprovações autónomas de investimentos previstos em propostas de PDIRG não aprovados foi considerado desadequado, tendo sido manifestado que este recurso

deve ser restrito a casos de projetos de investimento pontuais e inadiáveis. Adicionalmente, foi realçado que as aprovações autónomas acarretam custos financeiros adicionais para o SNG.

2 PROPOSTA DE PDIRG 2023 E RESPETIVO PARECER

Na proposta de PDIRG 2023, o operador da RNTG solicitava uma **Decisão Final de Investimento (DFI)** para **69 milhões de euros associados a “Projetos Base”**. Tendo a ERSE recomendado sobre esses investimentos o seguinte:

- uma adequada reflexão sobre a necessidade efetiva futura do quarto posto (4.^a Baía) de enchimento de cisternas, que se propõe construir no Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines (TGNL) pelo valor de 4,9 milhões de euros e, a manter-se a sua inclusão na proposta final do PDIRG 2023, a introdução de uma justificação clara que fundamente o aumento de 50% do custo deste investimento face aos valores apresentados na proposta de PDIRG 2021;
- uma diferenciação na rubrica “Projetos IT e Investimento não específico”, correspondente a um montante de 5,9 milhões de euros, do tratamento dado aos projetos de IT e projetos de suporte à atividade, de natureza não específica, já que se concorda com a aprovação dos projetos de IT, sempre que os mesmos sejam devidamente fundamentados, mas se identificam dificuldades numa pronúncia sobre a possibilidade de incorporar os investimentos relativos a projetos de suporte à atividade, de natureza não específica, nos ativos afetos às concessões da RNTIAT⁵.

Sobre o montante de investimento de **305,6 milhões de euros em “Projetos Complementares”**, associados a investimentos em projetos de gás natural ou a projetos que permitam o *blending* entre o gás natural e o hidrogénio, a ERSE recomendou:

- em relação ao “Projeto Complementar” de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, a inclusão na versão final da proposta de PDIRG 2023 das estimativas relativas ao custo de aquisição e manutenção do gás de enchimento dessas cavernas (“*cushion gas*”), cujo volume se situa entre 300 e 450 GWh e é de natureza distinta do gás que irá ser armazenado nessas cavernas para efeitos de garantia da segurança de abastecimento; esse montante deverá ser adicionado aos 89,6 milhões de euros que constam da atual proposta de PDIRG 2023;

⁵ Entretanto, foi publicada a instrução n.º 7/2024, que estabelece os critérios a seguir pelas empresas sujeitas aos Regulamentos Tarifários dos setores elétrico e do gás, na segmentação dos ativos em específicos e não específicos.

- o adiamento da decisão sobre a eventual aprovação do “Projeto Complementar” de construção da Estação de Compressão, com o valor de 45,4 milhões de euros;
- uma especial ponderação na aprovação de quaisquer investimentos no quadro do “Projeto Complementar” de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, cujo montante previsto é de 170,6 milhões de euros, tendo em conta a anunciada revisão da Estratégia Nacional para o Hidrogénio e do Pacote europeu que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e gases renováveis e do hidrogénio, e, por outro lado, a necessidade de se desencadear a discussão sobre a alocação dos custos associados à descarbonização do setor do gás natural entre os atuais consumidores de gás e os futuros consumidores de hidrogénio. Com efeito, sendo expectável que apenas uma parte dos atuais consumidores de gás natural, designadamente os dos setores intensivos em energia mais difíceis de descarbonizar, sejam os futuros consumidores de hidrogénio, a discussão da alocação dos custos associados à descarbonização do setor do gás assume particular relevância de modo a assegurar-se a inexistência de subsidias cruzadas entre consumidores numa perspetiva intertemporal.

Finalmente, considerou-se prematura a aprovação do montante de investimentos de 414 milhões de euros relativos aos “Projetos Complementares” associados a investimentos em projetos dedicados exclusivamente ao vetor energético Hidrogénio.

3 INVESTIMENTO APROVADO EM PROCESSOS DE APROVAÇÃO AUTÓNOMA

No dia 19 de janeiro de 2025, a Sr.ª Ministra do Ambiente e Energia (MAEn) assinou o Despacho n.º 1/MAEN/2025⁶, aprovando em processo autónomo um conjunto de investimentos para viabilizar a injeção de hidrogénio na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e no Armazenamento Subterrâneo (AS), num total de **36,1 milhões de euros**, a custos totais⁷.

A necessidade desta aprovação autónoma solicitada pela REN Gasodutos decorreu da alegada natureza urgente dos investimentos, não permitindo a sua aprovação em sede da próxima proposta de PDIRG 2025, ao contrário de outros projetos que a ERSE entendeu poderem ser objeto de apreciação apenas aquando da referida proposta de PDIRG.

No seu parecer⁸, relativo a esta solicitação, a ERSE reconheceu a natureza urgente para um conjunto de investimentos e recomendou a aprovação do montante solicitado pela REN Gasodutos, que se repartia de acordo com o quadro apresentado de seguida.

Quadro 3-1 – Repartição do investimento aprovado autonomamente

	M€
Realização de estudos de adequação da RNTG e AS do Carriço	3,3
Estimativa de intervenções específicas na RNTG	2,91
Sistemas de análise e medição	1,21
Sistemas de aquecimento	1,1
Estudos e ensaios de sistemas e protótipos	0,6
Armazenamento Subterrâneo	29,9
Unidade de compressão	24,2
Alimentação elétrica	5,5
Equipamentos de superfície	0,2
Investimentos Autónomos sujeitos a aprovação	36,1

A este respeito, importa ainda referir que os investimentos aprovados incluem um montante de **3,3 milhões de euros** referente a estudos de adequação da RNTG e AS, que, por serem relativos aos anos 2022 e 2023, não constavam na proposta de PDIRG 2023, ao contrário do restante montante calendarizado para 2025 e 2026 cujos investimentos foram revistos e ascendem a **32,8 milhões de euros**.

⁶ Despacho exarado sobre a Informação n.º 166/2024, de 27 de dezembro, da Direção Geral de Energia e Geologia.

⁷ Para efeitos do presente Parecer, os montantes são referidos a preços constantes de 2024, salvo quando indicado de outro modo.

⁸ <https://www.erse.pt/media/5yyjvd2m/parecer-aprovacao-autonoma-investimentos-ren-para-h2.pdf>.

Sobre o montante alocado ao AS, num total de **29,9 milhões de euros**, relativo a unidades de compressão, alimentação elétrica e equipamentos de superfície (respetivamente 24,2 M€, 5,5 M€ e 0,2 M€), apesar de ter sido objeto da proposta de PDIRG 2023, verificou-se que o projeto de investimento foi reformulado. Este projeto surge agora enquadrado como parte de uma nova solução que preconiza a instalação de uma unidade de compressão elétrica com capacidade igual à dos compressores a gás existentes e a adaptação dos dois grupos compressores a gás para permitir misturas até 10% de hidrogénio. De acordo com a REN Gasodutos, esta solução duplica a capacidade de injeção do AS, é uma obra com duração inferior à solução proposta no PDIRG 2023, tendo um período compatível com a injeção de hidrogénio na RNTG que se avizinha.

Por sua vez, os investimentos associados à RNTG (**2,91 milhões de euros**) dizem respeito ao projeto-piloto da estação de mistura e injeção a ser desenvolvido, num montante de **600 mil euros**, e aos sistemas de análise e medição e sistemas de aquecimento considerados no âmbito da implementação da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Por fim, destaca-se a aprovação pelo Concedente por via da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, da construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, como medidas preventivas para fazer face aos riscos de segurança de abastecimento resultantes da situação de conflito na Europa, que ainda decorre, e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. Em causa está um investimento de **98,6 milhões de euros**, incluindo a construção de duas novas cavernas e cerca de 4,5 milhões de euros aprovados como medida preventiva para viabilizar operações de trasfega (*transshipment*) no Terminal de GNL de Sines.

Ao contrário dos restantes investimentos aprovados, o projeto associado às novas cavernas do AS está incluído na proposta de PDIRG 2025 e classificado como projeto complementar, pelo que, embora seja objeto da consulta pública, tem subjacente a indicação do Concedente para a sua concretização.

Adicionalmente, foi ainda recentemente aprovado pelo concedente em processo autónomo (182/MAEN/2025), um montante total de **63,4 milhões de euros**, relativos a investimentos já concretizados entre 2018 e 2024, portanto, fora do período temporal do PDIRG 2025.

4 PROCURA

4.1 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS

A proposta de PDIRG 2025 apresenta previsões para a evolução do consumo anual de gás e para a evolução da ponta diária ⁹. Estas previsões são diferenciadas entre (i) o mercado convencional, que engloba os setores da indústria, da cogeração e residencial e terciário, e (ii) o mercado de eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas de ciclo combinado.

No que respeita ao mercado convencional de gás, e de acordo com a trajetória histórica, a proposta de PDIRG 2025 prevê uma redução no consumo de gás, resultado do processo de eletrificação do consumo doméstico e ainda da transferência de consumos industriais de gás para outros vetores energéticos, devido aos elevados preços de gás natural nos mercados grossistas verificados no passado recente.

Na definição dos cenários da procura do mercado convencional da proposta de PDIRG 2025, foram consideradas as UAG (públicas), incluindo-se desta forma a evolução dos consumos de gás abastecidos por redes de distribuição não interligadas.

Relativamente ao mercado elétrico, o forte incremento da produção de energia elétrica com origem renovável a nível Ibérico, nomeadamente eólica e solar, bem como as medidas de eficiência energética e o aumento de autoconsumo neste vetor energético, conduzem a uma redução substancial da utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural, e, por conseguinte, do seu consumo de gás.

Estas alterações, subjacentes à transição energética, realçam o papel de *backup*/segurança de abastecimento das centrais de ciclo combinado a gás natural, à medida que a integração de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis progride, a par do aumento da capacidade de armazenamento e de outros recursos de flexibilidade no sistema elétrico.

A proposta de PDIRG 2025 apresenta três cenários de evolução de consumo de gás para o mercado convencional: (i) cenário central, (ii) cenário superior e, (iii) cenário inferior. Estes cenários têm taxas de

⁹ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Ponto 3.6.

crescimento médio anual entre 2025 e 2030 (TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₀) de -1,2%, +0,1% e -0,8%, respetivamente, e estão coerentes com os cenários apresentados no RMSA-G 2023 ¹⁰.

Em suma, de acordo com o RMSA-G 2023 e com a proposta de PDIRG 2025, a conjugação dos fatores acima referidos resulta numa previsão de redução substancial da procura total de gás do mercado convencional que utiliza as infraestruturas do SNG. A TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₅ é de -3,4% e de -3,2%, para o cenário superior e inferior, respetivamente.

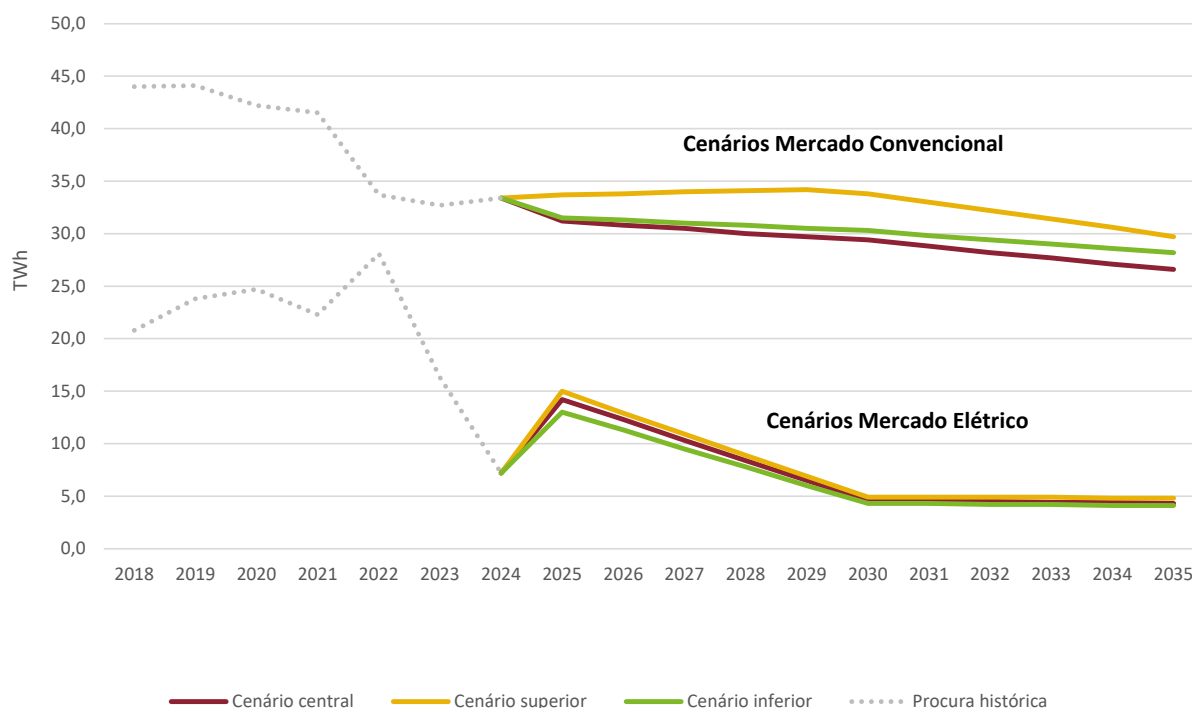
Relativamente ao mercado elétrico, a proposta de PDIRG 2025 considera três cenários correspondentes aos consumos de gás das centrais de ciclo combinado projetados para os consumos de eletricidade previstos no RMSA-E 2023 ¹¹. O cenário central e o cenário superior do consumo de gás do mercado elétrico correspondem à evolução da procura de eletricidade central e superior, considerada na Trajetória Ambição do RMSA-E 2023. Já o cenário inferior do consumo de gás do mercado elétrico corresponde à evolução da procura de eletricidade inferior considerada na Trajetória Conservadora do RMSA-E 2023. Os cenários de evolução do consumo de gás natural do mercado elétrico assumem a previsão do descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029 e registam TCMA₂₀₂₅₋₂₀₃₀ de -20,2%, -20,0% e -19,8%, para o cenário central, superior e inferior, respetivamente. No que se refere ao período de 2030 a 2035, a TCMA₂₀₃₀₋₂₀₃₅ é de -1,3%, -0,4% e -0,9%, para o cenário central, superior e inferior, respetivamente.

Na Figura 4-1 são apresentados os cenários de evolução da procura por segmento de mercado, apresentados na proposta de PDIRG 2025.

¹⁰ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040, de março de 2023, aprovado por despacho da Sra. Ministra do Ambiente e Energia em 15 de outubro de 2024, disponível [aqui](#).

¹¹ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040, de dezembro de 2023, disponível [aqui](#).

Figura 4-1 - Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2025



Fonte: Proposta de PDIRG 2025

Refira-se ainda que na proposta de PDIRG 2025 é considerada a perspetiva de evolução do setor do gás em Portugal de acordo com as orientações de política energética associadas à neutralidade carbónica e à segurança do abastecimento, incluindo a incorporação de gases renováveis no SNG, como o (bio)metano e o hidrogénio renovável. Esta perspetiva é apresentada na atualização do cenário *Carbon Neutrality by 2050* (CN50), elaborado pela DGEG, em fevereiro de 2025 ¹². Esta atualização tem em conta o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) ¹³ e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) ¹⁴.

A Figura 4-2 enquadra as previsões do consumo total de gás consideradas na proposta de PDIRG 2025, a partir de 2025, com: (i) os cenários superior e inferior de evolução previstos no RMSA-G 2023 (área cinza) ¹⁵, a partir de 2025; (ii) os valores de 2024, 2025 e 2026 estimados e previstos pela ERSE no âmbito do

¹² [CN 50 Update 2024, february 6 2025.](#)

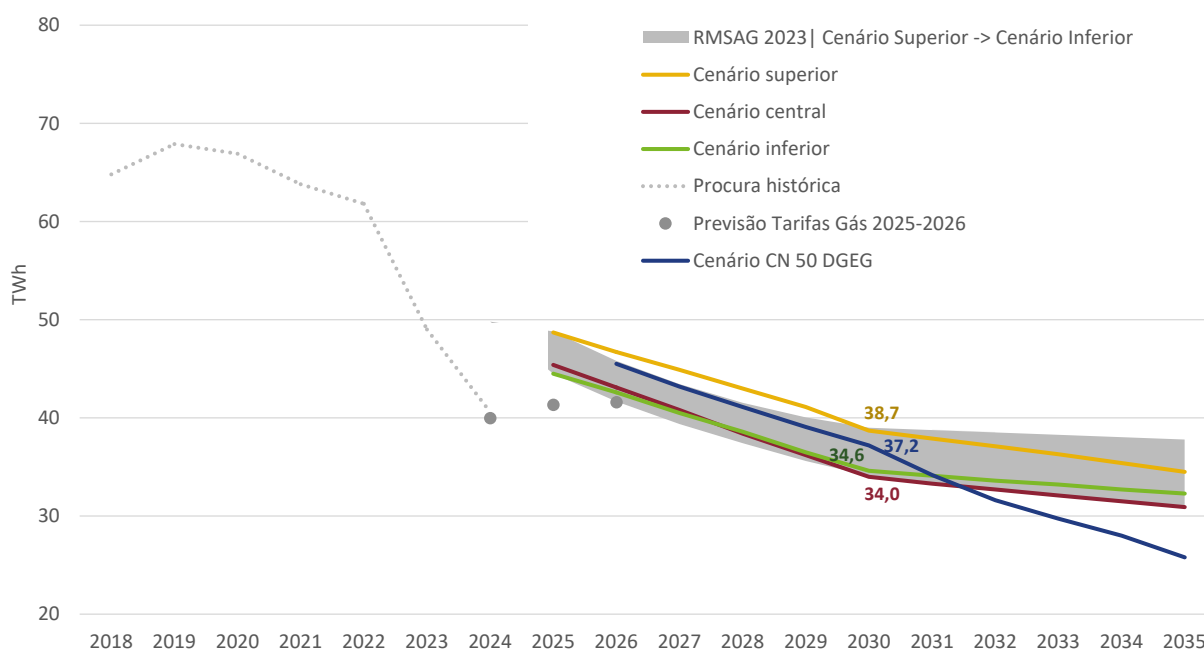
¹³ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho.](#)

¹⁴ [Resolução do Conselho de Ministros nº 63/2020, de 14 de agosto.](#)

¹⁵ A área cinza representa a procura entre os cenários inferior e superior em cada ano, sem considerar o cenário de teste stress

exercício tarifário para o ano gás 2025-2026; e (iii) o consumo total de gás no SNG previsto na atualização do cenário CN 50, elaborado pela DGEG.

Figura 4-2 – Enquadramento dos cenários de procura total da proposta de PDIRG 2025, com o RMSA-G 2023 e informação empresas para tarifas do ano gás 2025-2026

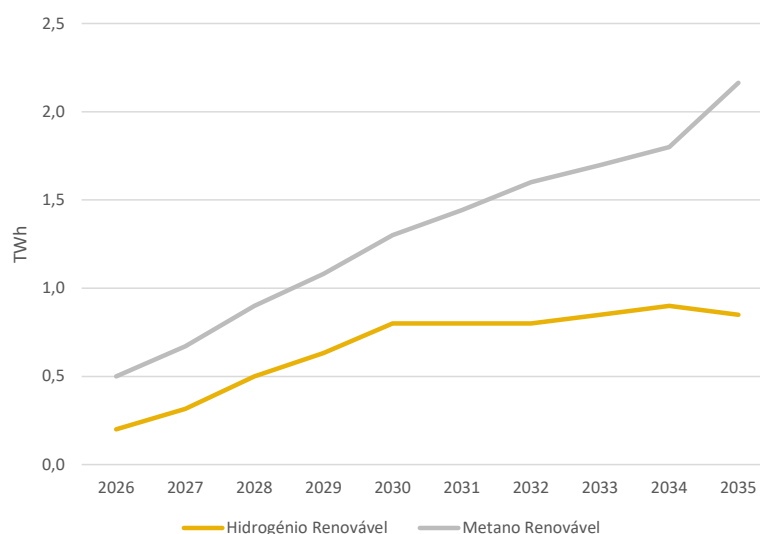


Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, Informação empresas para Tarifas gás 2025-2026 e DGEG

Verifica-se que os consumos de gás em 2024, 2025 e 2026, estimados e previstos pela ERSE para o ano gás 2025-2026, atualizam em baixa as previsões implícitas nos cenários, quer do RMSA-G 2023, quer da proposta de PDIRG 2025, para valores de cerca de 40 TWh. Adicionalmente, as previsões da atualização do cenário CN 50, a partir de 2031 e até 2035, são igualmente inferiores aos valores previstos, quer no RMSA-G 2023, quer no PDIRG 2025, para valores de 26 TWh em 2035. Face a 2024, a TCMA implícita no cenário CN 50 é de -4,0% até 2035.

No que se refere à produção de hidrogénio e de metano de origem renovável, a atualização do cenário CN 50 apresentado pela DGEG tem a evolução apresentada na figura seguinte.

Figura 4-3 - Cenários de procura de hidrogénio renovável e metano renovável, com base no cenário CN 50 da DGEG



Fonte: Proposta de PDIRG 2025 e DGEG

A descarbonização da rede de gás é descrita no CN 50 como sendo um processo progressivo, com a introdução de hidrogénio e de metano renováveis.

O CN 50 prevê que a procura de metano renovável represente em 2035, cerca de 2,2 TWh, equivalente a 8,4% da procura total de gás nesse ano. Com base no mesmo cenário, a perspetiva de procura de hidrogénio renovável na Rede Pública de Gás (RPG), apresenta, em 2035, cerca de 0,8 TWh, representando cerca de 3,3% de procura total de gás. Refira-se que estes valores são bastantes inferiores aos definidos no programa H2REN ¹⁶ que pretende certificar as infraestruturas para receber misturas de hidrogénio com gás natural com percentagens em volume até um máximo de 10%, em 2030.

Na ótica da ERSE, a dimensão da incorporação de outros gases renováveis ou com baixo teor de carbono é, no futuro próximo, uma das condicionantes mais prementes nas estimativas de consumo de gás para o setor convencional. Por um lado, essa incorporação poderá ditar a evolução do consumo do setor industrial, tendo em conta a sua necessidade de descarbonização, mitigando assim a transferência de consumo do vetor gás para o vetor elétrico. Noutro sentido, a dimensão da eletrificação dos consumidores domésticos e de serviços deverá também influenciar a evolução do consumo de gás para estes clientes, tornando a procura de gás nesse segmento mais imune à incorporação de gases renováveis.

¹⁶ https://www.erse.pt/media/4e5n4ezm/comunicado_pp-ren-h2.pdf.

Apesar do reconhecimento da incerteza existente em relação à penetração no setor do gás do hidrogénio de origem renovável, do biogás ou do biometano, uma referência que resultou da Consulta Pública à proposta de PDIRG 2025 é que deverão ser ponderadas soluções que permitam a minimização de custos de transição e evitem sobrecarregar os atuais consumidores de gás, garantindo a sustentabilidade do SNG, tendo em conta os elevados montantes em causa e a previsível tendência de redução do consumo do gás no futuro. Foi também reforçado que a transição energética precisa de ser socialmente justa e economicamente viável, ou seja, assegurar que as populações mais vulneráveis não deixem de ter acesso a esta fonte de energia até à sua substituição por outras social, económica e ambientalmente competitivas.

4.2 CENÁRIOS DE PROCURA PARA IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

Como referido pelo Conselho Tarifário (CT) no seu Parecer à Proposta de PDIRG 2025 ¹⁷, «... existe considerável incerteza nas previsões da procura de gás para a produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação. De notar que em 2024 a procura de gás registada representou o valor mais baixo desde 2015 devido, principalmente, a um regime hidrológico húmido, com um IPH de 1,16, a par de um saldo importador superior a 10 TWh. Em resultado dos últimos acontecimentos, designadamente do apagão de 28 de abril, poderá haver necessidade de rever as previsões de consumo de gás para o mercado elétrico, por razões de segurança de abastecimento.»

Os dados recolhidos até julho de 2025 apontam para que o decréscimo do consumo verificado em 2023 e 2024 se mantenha ou se agrave em 2025, atendendo a que os fornecimentos de gás natural do mercado convencional, entre janeiro e julho de 2025, são inferiores em mais de 8 pontos percentuais (p.p.) relativamente ao mesmo período de 2024. Verifica-se uma acentuada redução, especialmente nos consumidores em alta pressão ¹⁸, perto dos 19 p.p. em termos homólogos. No entanto, e para a totalidade do consumo, verifica-se um aumento homólogo na procura de gás de 11 p.p., graças ao consumo verificado no mercado elétrico (perto de 7 TWh) com uma subida homóloga de 132 p.p., face a 2024. Porém, considerando os consumos verificados no mesmo período, mas relativamente ao ano 2023 (perto de

¹⁷ Consulta pública n.º 132 – Proposta “Consulta Pública n.º 132 – Proposta de PDIRG 2025 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2026-2035”.

¹⁸ Este valor de fornecimentos pode resultar do facto dos elevados preços de gás natural nos mercados internacionais em 2022 terem levado à substituição das tecnologias de processo, até então assegurado pelo gás.

10 TWh)¹⁹, conclui-se que, em 2025, os consumos neste segmento ainda são inferiores em 30 p.p., face aos verificados nesse período.

Estes últimos dados ilustram como o exercício de previsão da evolução dos consumos de gás no médio e longo prazo se reveste de grande incerteza. Refira-se ainda que a evolução histórica do consumo de gás verificado até julho de 2025, embora já indicie uma tendência de redução dos consumos de gás, não refletirá necessariamente todos os efeitos do novo paradigma de descarbonização e de eletrificação dos consumos, preconizado quer a nível nacional, quer a nível europeu, tornando os exercícios de projeção da evolução do consumo de gás, baseados nas tendências do passado recente, pouco fidedignos.

Este cenário de incerteza obriga igualmente a avaliar cuidadosamente o nível dos investimentos apresentados na proposta de PDIRG 2025, cujos períodos de recuperação económica se situam, tipicamente, entre 20 e 40 anos, muito para além do período de abrangência desses planos. Assim, os cenários apresentados neste capítulo pretendem enquadrar as previsões apresentadas na proposta de PDIRG 2025, num horizonte temporal mais alargado e em linha com os objetivos da política energética nacional.

Neste Parecer à proposta de PDIRG 2025, a ERSE considera dois possíveis cenários alternativos de evolução da procura, para os anos de 2026 a 2040, para efeitos de avaliação dos impactes. Os cenários de procura são definidos como:

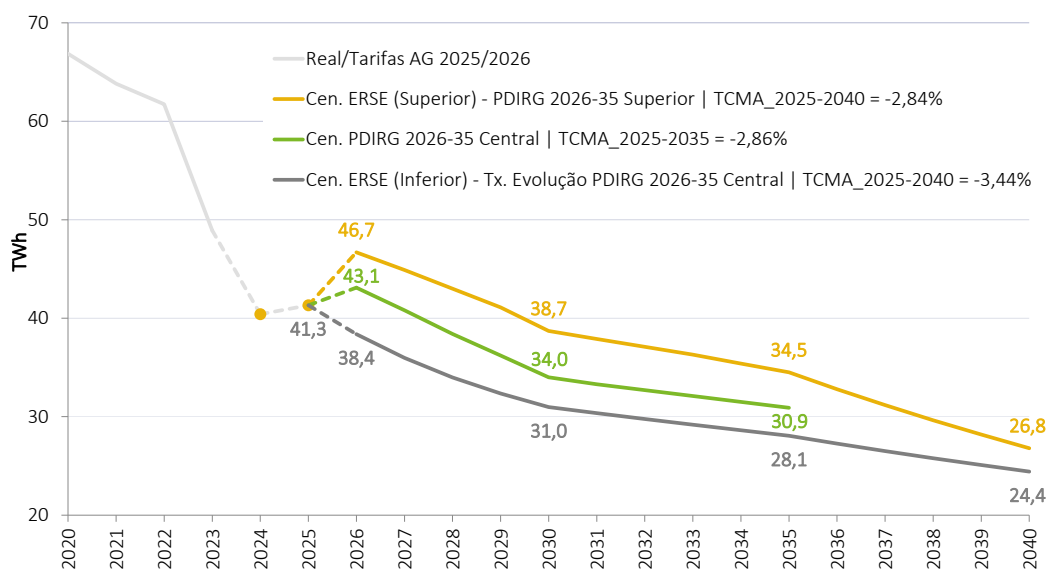
1. **Cenário ERSE superior** – corresponde ao **cenário superior** apresentado pela REN Gasodutos na proposta de PDIRG 2025 e baseado no cenário **superior ambição** apresentado no RMSA-G 2023;
2. **Cenário ERSE inferior** – corresponde à aplicação das taxas de variação anuais do **cenário central** apresentado pela REN Gasodutos na proposta de PDIRG 2025 e baseado no cenário **central ambição** apresentado no RMSA-G 2023, ao valor de energia definido em tarifas de gás 2025-2026, para 2025.

Como referência, é também considerado o cenário central indicado pela REN Gasodutos na proposta de PDIRG 2025 (cenário PDIRG central), anteriormente apresentado. Tal como para os cenários ERSE, para 2025 considera-se o valor previsto em tarifas do ano gás 2025-2026.

¹⁹ Fonte: *datahub* REN. 2023 foi um ano hidrológicamente neutro com um IPH = 0,99.

Como se verifica na figura seguinte, todos os cenários considerados correspondem a reduções, em relação ao ano de 2025, nos quinquênios em análise. As variações médias anuais até 2040 são de -2,8% e -3,4%, para os cenários ERSE superior e inferior, respetivamente. No cenário PDIRG central, a variação média até 2035 é de -2,9%.

Figura 4-4 – Cenários de procura considerados na avaliação dos impactes da proposta de PDIRG 2025



Fonte: Tarifas ano gás 2025-2026, proposta de PDIRG 2025 e RMSA-G 2023

As presentes análises tiveram por base as previsões de procura do RSMA-G 2023, o qual suportou o plano apresentado pela REN Gasodutos. Entretanto, foi publicado o RSMA-G 2024 a 9 de setembro de 2025, que tinha sido aprovado a 26 de agosto deste ano. Os pressupostos do RSMA-G 2024 não foram tidos em conta por este ter sido publicado, quase em simultâneo com o fecho deste parecer.

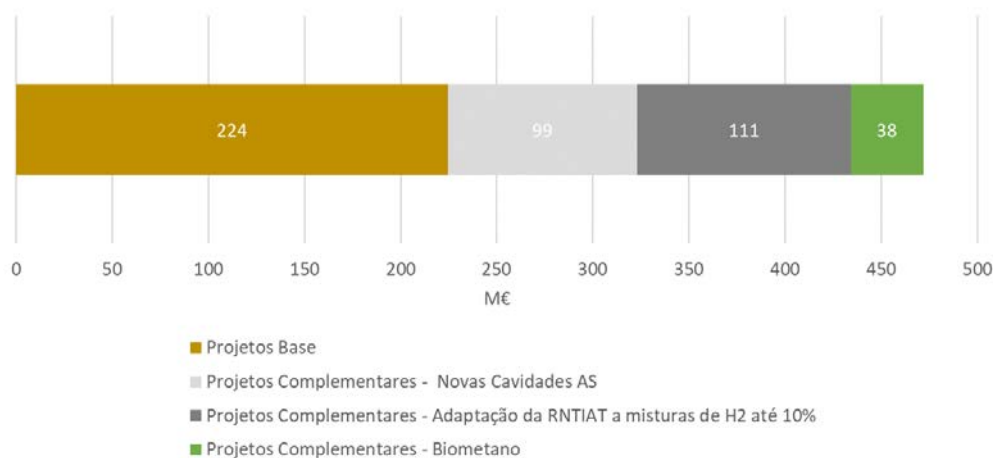
5 APRECIÇÃO DO INVESTIMENTO PROPOSTO

5.1 INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRG 2025

A proposta de PDIRG 2025, para o período em apreciação 2026-2035, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimentos nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a RNTG, o TGNL e o AS.

O montante global de investimentos que é proposto concretizar nas três infraestruturas pode ser dividido em quatro principais blocos de projetos, ascendendo a **472 milhões de euros** para o período de 10 anos, tal como apresentado na figura que se segue. Este montante é referente a custos totais²⁰ e esclarece-se que ao longo deste documento os montantes apresentados são sempre a custos totais e a preços constantes de 2024 (preços reais 2024), exceto quando mencionado em contrário.

Figura 5-1 – Montante global de investimento a custos totais para o decénio 2026-2035



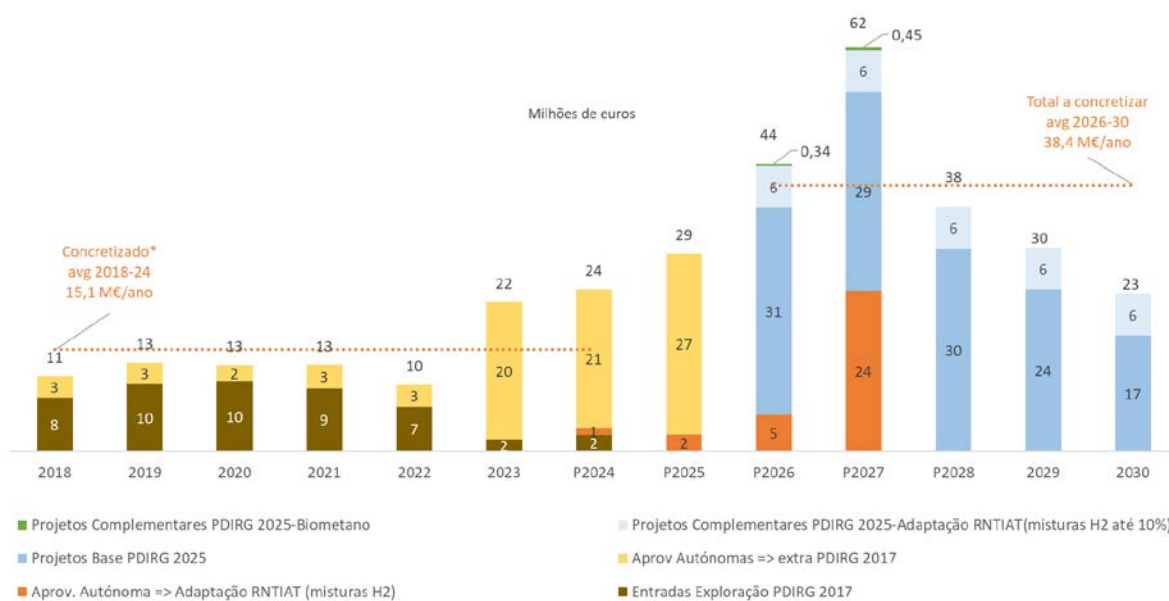
Fonte: Proposta de PDIRG 2025

²⁰ Custos diretos externos acrescidos de 12% (aplicado ao conjunto das três infraestruturas) relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros

Para efeitos da apreciação dos montantes de investimento inscritos na proposta de PDIRG 2025, apresenta-se a evolução histórica do investimento concretizado no conjunto das três infraestruturas em alta pressão do SNG, com representação do investimento entrado em exploração até 2025²¹, identificando os montantes aprovados pelo Concedente, quer em sede de PDIRGN 2017, quer através dos diversos processos de aprovação autónoma²².

Adicionalmente, a figura apresenta também a evolução prevista de entrada em exploração do investimento inscrito na proposta de PDIRG 2025 até 2030, desagregada por “Projetos Base” (acumulado) e por “Projeto Complementar” (individualizado o associado à receção de biometano na RNTG e o associado à adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% de volume), sendo representado o valor médio anual.

Figura 5-2 - Evolução do Investimento entrado em exploração (real e previsional), a preços reais 2024



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

²¹ Valores reais até 2023 e valores previsionais estimados pela empresa para efeitos do processo de tarifas, para 2025-2026.

²² Inclui os investimentos aprovados ao longo de 2025 em processos de aprovação autónoma, relativos a investimentos já concretizados até 2024, assim como previstos até 2030 (Despacho MAEN n.º 1, de 9 de janeiro, e Despacho MAEN n.º 182, de 20 de maio).

5.1.1 INVESTIMENTO PROPOSTO EM PROJETOS BASE

O primeiro bloco de investimentos incluído na proposta de PDIRG 2025, “Projetos Base”, num total de **224 milhões de euros**, a concretizar nos 10 anos do horizonte da proposta, engloba, segundo a classificação da empresa REN Gasodutos, os seguintes projetos de investimento:

- Os projetos de remodelação, modernização e digitalização de ativos em serviço, que fomentem melhorias operacionais e/ou de segurança, ou que visem dar cumprimento à legislação e regulamentação específica, ou ainda que incidam na remodelação ou substituição seletiva de ativos por obsolescência ou fim de vida útil, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- Os projetos de gestão integrada de vegetação;
- Os projetos de ambiente e sustentabilidade enquadráveis no domínio “ESG” (*Environmental, Social and Governance*), impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente o dióxido de carbono (CO₂), quer pela integração de fontes de energia renovável para autoconsumo, mitigação do risco às alterações climáticas ou prevenção e redução das emissões de metano (também um gás com efeito de estufa);
- Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG (Gestão do Sistema e Rede de Telecomunicações e Segurança), bem como de reabilitação e adequação regulamentar de edifícios. Projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço (divididos na área de melhoria operacional, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil);
- “Investimento corrente urgente”, que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à da elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação do PDIRG;
- Investimento em tecnologias de informação (“IT”), que inclui os projetos específicos de sistemas informáticos.
- “Investimento não básico” inclui o investimento em pilotos de inovação bem como as despesas realizadas com a aquisição de ativos fixos tangíveis associados às “funções de suporte” dos operadores da RNTIAT, onde se incluem, entre outros, equipamentos de transporte e de apoio às

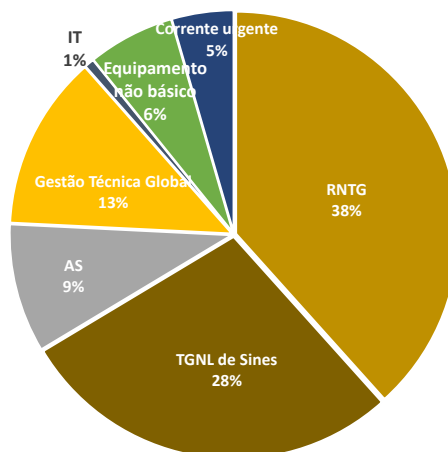
atividades operacionais, aquisição, renovação ou modernização de mobiliário e material de escritório, aquisição de equipamento informático e outros equipamentos diversos.

Para melhor se compreender o investimento proposto em projetos base, apresenta-se no Quadro 5-1 e na Figura 5-3 a natureza dos custos relativos a cada infraestrutura. Na Figura 5-4 apresenta-se ainda, para o primeiro quinquénio, a distribuição anual desses montantes pelas várias rubricas em cada infraestrutura, incluindo o investimento a realizar na atividade de Gestão Técnica Global e em outras rubricas transversais.

Quadro 5-1 – Investimento em Projetos Base inscrito na proposta de PDIRG 2025

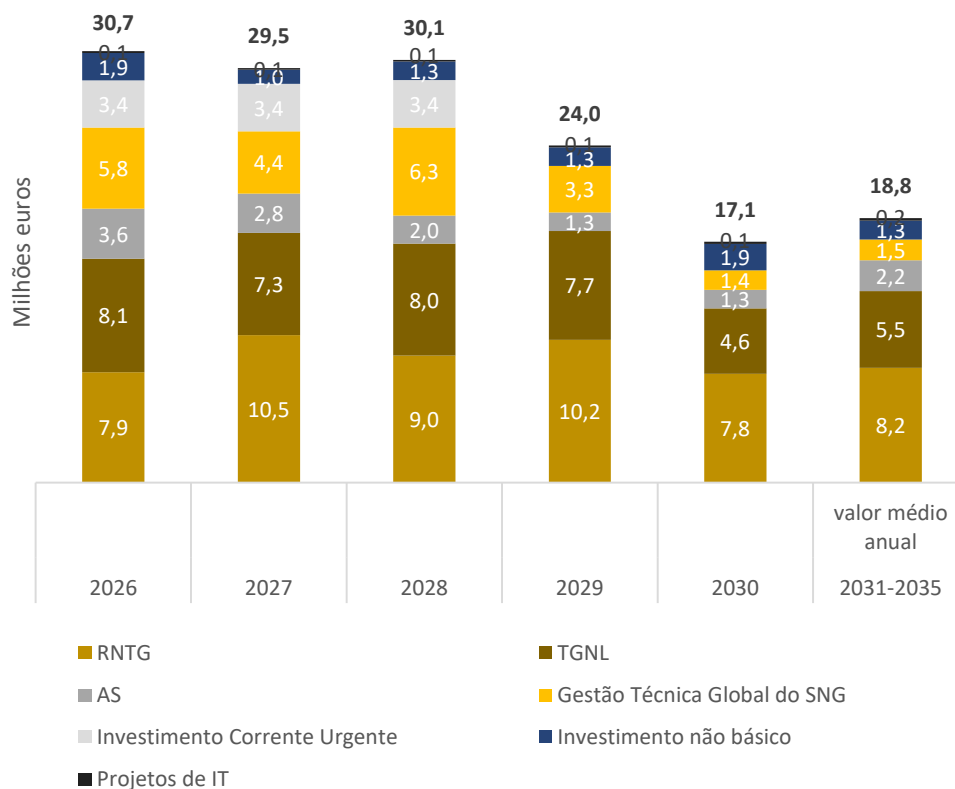
Projetos Base (M€)	Total 2026-2035	1º Quinquénio 2026-2030	2º Quinquénio 2031-2035	DFI
RNTG	86,1	45,3	40,8	30,2
Remodelação e Modernização	76,3	40,4	35,9	27,2
Ambiente e Sustentabilidade	4,9	2,5	2,5	1,5
Gestão Integrada da Vegetação	4,8	2,4	2,4	1,4
TGNL de Sines	62,9	35,7	27,3	31,7
Remodelação e Modernização	53,8	31,1	22,7	27,3
Ambiente e Sustentabilidades	9,2	4,6	4,6	4,4
AS	21,1	11,0	10,1	8,4
Remodelação e Modernização	20,3	10,6	9,7	8,1
Ambiente e Sustentabilidades	0,8	0,4	0,4	0,2
Gestão Técnica Global e Edifícios	28,5	21,1	7,4	16,4
IT	1,6	0,6	0,9	0,4
Equipamento não básico	14,2	7,5	6,7	4,3
Corrente urgente	10,1	10,1	0,0	10,1
Total	224,4	131,3	93,1	101,4

Figura 5-3 – Peso relativo das rubricas dos Projetos Base previstos



Fonte: Proposta de PDIRG 2025

Figura 5-4 – Desagregação dos investimentos em Projetos Base previstos entrar em exploração



Fonte: Proposta de PDIRG 2025

A proposta de PDIRG 2025 apenas apresenta a desagregação anual do investimento para o primeiro quinquénio, apresentando para o segundo quinquénio as médias anuais para cada rubrica e infraestrutura (Figura 5-4).

Emissão de DFI

Relativamente aos projetos a concretizar no primeiro quinquénio até 2030, num montante de **131 milhões de euros**, a empresa identifica **101 milhões de euros** em investimento para o qual considera ser necessário o concedente emitir uma Decisão Final de Investimento (DFI) aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2025²³, e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2026, 2027 e 2028.

²³ Ponto “4.2.1 Investimento associado aos Projetos Base” da Proposta de PDIRG 2025.

Neste montante (101 milhões de euros) está incluída a necessidade de emissão de DFI para 2 projetos associados ao Terminal de GNL, designadamente o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e o projeto de instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem, projetos anteriormente incluídos no PDIRG 2023.

5.1.2 INVESTIMENTO PROPOSTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES

CAVERNAS ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Incluído na proposta de PDIRG 2025, e classificado como Projeto Complementar, existe um projeto, que totaliza **99 milhões de euros**, relativo à construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, dando resposta ao disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro.

Segundo a empresa, este investimento justifica-se pelos elevados níveis de contratação e de utilização da capacidade de armazenamento verificados nos últimos anos, salientando ainda que, para o cumprimento das obrigações de constituição de reservas de segurança, os agentes de mercado tiveram, no passado, de recorrer à infraestrutura de armazenamento do Terminal de GNL.

Quadro 5-2 Montantes de investimento do Projeto Complementar de construção das duas cavidades do Armazenamento Subterrâneo

Novas Cavidades do Armazenamento Subterrâneo (M€)	Total 2026-2035	1º Quinquénio 2026-2030	2º Quinquénio 2031-2035
AS	98,6	0,0	98,6
Caverna1	50,4	0,0	50,4
Caverna2	48,2	0,0	48,2

Fonte: Proposta de PDIRG 2025

ADAPTAÇÃO DA RNTIAT PARA MISTURAS DE H2 ATÉ 10%

Outro bloco também classificado como projetos complementares abrange investimentos associados a desenvolvimentos das infraestruturas da RNTG e do Terminal de GNL que permitam o “*blending*” entre gás natural e hidrogénio, num total de **111 milhões de euros**. Deste montante, **39 milhões de euros** dizem respeito às intervenções de adaptação das infraestruturas da RNTG e **72 milhões de euros** a intervenções no AS para a receção e veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.

Segundo a empresa, estes investimentos permitem responder aos desígnios da política pública nacional para o setor da energia e respetiva estratégia de descarbonização do setor energético, e, em particular, permitem concretizar os objetivos definidos pela “Estratégia Nacional para o Hidrogénio”²⁴, que identificou as metas a atingir para a mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente, 1% a 5% até 2025, e 10% a 15% até 2030.

Assim, os montantes de investimento previstos na proposta de PDIRG 2025 representam, segundo a empresa, as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS, considerando uma estimativa associada à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, 7% em 2027 e de 10% em 2030.

O quadro seguinte apresenta as várias rubricas e montantes associados a estes projetos complementares, evidenciando a sua divisão pelos dois quinquénios do período da proposta de PDIRG 2025.

Quadro 5-3 – Montantes de investimento associados à adaptação da RNTG e do AS a misturas de Hidrogénio até 10%

Adaptação da RNTIAT a misturas de H₂ até 10%	Total 2026-2035	1º Quinquénio 2026-2030	2º Quinquénio 2031-2035
RNTG	38,8	16,2	22,3
Sistemas de análise e medição	2,4	0,7	1,7
Sistemas de aquecimento	2,9	1,4	1,2
Gasodutos e estações	26,4	12,4	14,0
Estudos, ensaios e prototipos	3,0	0,0	3,0
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	4,1	1,7	2,4
AS	72,3	14,5	57,7
Unidade de compressão	0,0	0,0	0,0
Alimentação elétrica	0,0	0,0	0,0
Sistemas DCS da estação de gás	5,0	5,0	0,0
Equipamentos de superfície	1,2	1,2	0,0
Tubagens, gasodutos e válvulas	6,0	3,3	2,7
Furos e cavernas	51,9	3,0	48,9
Segurança e emergência	0,5	0,5	0,0
Estudos, ensaios e prototipos	0,0	0,0	0,0
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	7,7	1,5	6,1
Total	111,1	30,8	80,0

Fonte: Proposta de PDIRG 2025

Os projetos apresentados para o AS, relativos às unidades de compressão, à alimentação elétrica e estudos, ensaios e protótipos para os quais o montante de investimento apresentado é nulo referem-se a

²⁴ Resolução do [Conselho de Ministros nº 63/2020](#), de 14/08/2020

investimentos já aprovados no âmbito de processos de aprovação autónoma (tal como referido no capítulo 3 do presente documento).

BIOMETANO

Por fim, e também classificado como projeto complementar, destacam-se os investimentos relativos ao desenvolvimento da RNTG com o objetivo de dotar a rede com pontos de receção de biometano. Neste âmbito, são previstos dois projetos, (i) a construção de estação piloto de descarga de biometano comprimido na JCT7300-Monforte (localizada no lote 3), associado a um montante de **800 mil euros**; e a (ii) construção de um gasoduto de alta pressão entre a JCT7300-Monforte e a cidade de Évora, associado a um montante de **36,7 milhões de euros**. Estes projetos visam responder aos vários pedidos de ligação à rede por parte de promotores de biometano na região do Alentejo, assentes no setor pecuário e agrícola.

O quadro que se segue apresenta os montantes de investimento associados aos dois projetos bem como os respetivos prazos de implementação.

Quadro 5-4 – Investimento associado à integração do biometano na RNTG

Biometano (M€)	Total 2024-2033	1º Quinquénio 2026-2030	2º Quinquénio 2031-2035
Estação Piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte	0,8	0,8	
Gasoduto Monforte-Évora	36,7		36,7

Fonte: Proposta de PDIRG 2025

5.2 ANÁLISE DOS PROJETOS BASE

Tal como referido anteriormente, os “Projetos Base” apresentados na proposta de PDIRG 2025 totalizam, para o horizonte do Plano, um montante de **224 milhões de euros**. Este valor é desagregado por cada uma das infraestruturas da RNTIAT, a RNTG, o TGNL e o AS, e ainda por quatro rubricas transversais às três infraestruturas, Gestão Técnica Global do SNG e Edifícios, Projetos de IT - Projetos específicos de SI e de cibersegurança, investimento não básico e investimento corrente urgente.

Estes investimentos estão divididos por dois quinquénios que representam o horizonte total do Plano. Em termos de desagregação, no primeiro quinquénio o Plano apresenta o detalhe anual por projeto dos

montantes envolvidos, por rubrica e por infraestrutura. Já para o segundo quinquénio é apresentado o valor médio do montante associado a cada uma das rúbricas sem detalhe dos projetos.

Como referido, a REN Gasodutos identifica também um montante de **101 milhões de euros** para o qual considera ser necessário o Concedente emitir uma DFI, aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2025, e que inclui os projetos a entrar em exploração somente nos anos de 2026, 2027 e 2028, desagregado pelas várias infraestruturas e rubricas como apresentado no quadro seguinte.

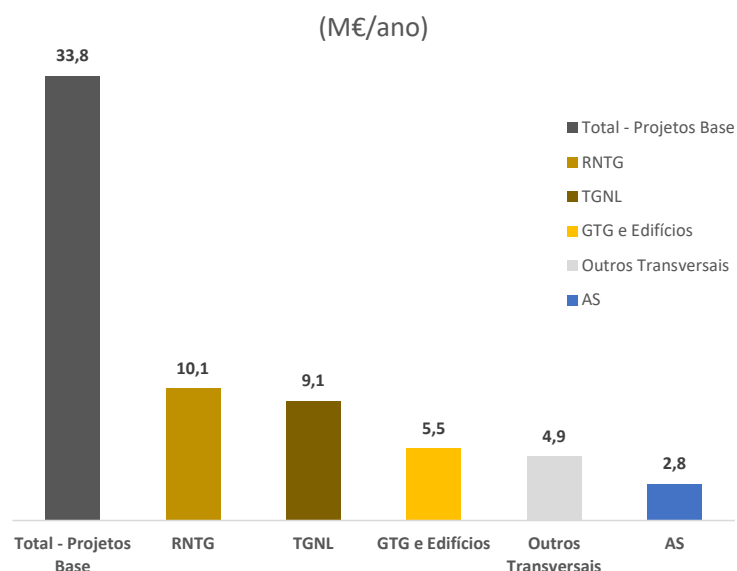
Quadro 5-5 – Desagregação dos investimentos para DFI

Milhões de euros		DFI
RNTG		29,9
Melhoria operacional	Security	2,6
	Upgrade de instalações e equipamentos	2,7
	Transformação digital	1,6
Adequação regulamentar	Gestão da integridade	2,7
	Projeto de adequação da RNTG e novas classes de localização	4,5
	Intervenção em equipamentos de Medição e Leitura	1,0
Fim de vida útil	Equipamentos e sistemas auxiliares	4,4
	Sistemas de instrumentação e controlo	2,4
	Estações	1,6
	Equipamentos elétricos e mecânicos	2,7
	Sistemas de aquecimentos	1,0
Ambiente e Sustentabilidade	Eficiência energética e Regulamento da redução emissões metano	1,5
Gestão integrada de vegetação	Intervenção nas faixas de proteção	1,5
TGNL		31,9
Melhoria operacional	Upgrade de instalações e equipamentos	0,4
	Sistemas de instrumentação e controlo	3,4
	Cais de acostagem	2,8
Adequação regulamentar	Gestão de integridade	0,2
	4.º Posto de enchimento de camiões cisterna	5,6
Fim de vida útil	Equipamentos e sistemas auxiliares	4,3
	Sistema de descarga	2,8
	Sistema de bombagem criogénica (sistema de emissão)	1,2
	Sistema de água do mar	1,7
	Equipamentos elétricos	2,4
	Sistema I&C	0,2
	Utilidades (redes de água industrial e água potável)	0,4
	Sistema de segurança	2,1
Ambiente e Sustentabilidade	Eficiência energética e Regulamento da redução emissões metano	4,4
AS		8,5
Melhoria operacional	Security	0,9
	Upgrade de instalações e equipamentos	0,4
	Transformação digital	0,6
Adequação regulamentar	Gestão da integridade	0,4
	Intervenção em equipamentos de Medição e Leitura	0,1
Fim de vida útil	Equipamentos e sistemas auxiliares	2,1
	Unidade de desidratação	1,7
	Unidades Motor - compressor	0,7
	Equipamentos mecânicos	0,6
	Sistemas de I&C	0,4
	Utilidades (redes de água industrial e de ozoto)	0,2
	Equipamento elétricos	0,1
Ambiente e Sustentabilidade	Regulamento da redução emissões metano	0,2
Gestão técnica Global do SNG e Edifícios		16,4
	Gestão do Sistema	9,4
	Rede de telecomunicações e segurança	2,0
	Edifícios técnicos e administrativos	5,1
Projetos de IT - Projetos específicos de SI e de cibersegurança		0,4
Investimento não básico		4,3
	Projetos de Inovação	1,2
	Investimento de gestão de frota e equipamento de transporte	1,6
	Investimento em IT e associado aos postos de trabalho	1,5
Investimento Corrente Urgente		10,1

Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

Por sua vez, a Figura 5-5 apresenta o valor médio dos investimentos em projetos base para DFI previstos entrar em exploração nos três primeiros anos do período do Plano (2026-2028), desagregados por infraestrutura e pelas várias rubricas transversais.

Figura 5-5 – Montantes médios anuais de entradas em exploração propostos para DFI (2026-2028)



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, previstos legalmente, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do SNG. Este ajuste é realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados e respetiva orçamentação, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte da proposta de PDIRG 2025. Com este pressuposto, e tendo em conta o referido sobre o detalhe da informação prestada para o segundo quinquénio da proposta de PDIRG 2025, a análise que se apresenta de seguida refere-se apenas aos montantes previstos para o 1.º quinquénio do PDIRG 2025, como apresentado no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 – Montantes de investimento anuais em Projetos Base

em M€	2026-2035	2026-2030	DFI	2026	2027	2028	2029	2030
Projetos Base	224,4	131,3	101,4	30,7	29,5	30,1	24,0	17,1
RNTG	86,1	45,3	30,2	7,9	10,5	9,0	10,2	7,8
TGNL	62,9	35,7	31,7	8,1	7,3	8,0	7,7	4,6
AS	21,1	11,0	8,4	3,6	2,8	2,0	1,3	1,3
Transversal	54,4	39,4	31,1	11,2	8,9	11,1	4,8	3,4
Gestão Técnica Global do SNG	28,5	21,1	16,4	5,8	4,4	6,3	3,3	1,4
Investimento Corrente Urgente	10,1	10,1	10,1	3,4	3,4	3,4	0,0	0,0
Projetos de IT	1,6	0,6	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Investimento não básico	14,2	7,5	4,3	1,9	1,0	1,3	1,3	1,9

Fonte: Proposta de PDIRG 2025

5.2.1 DESAGREGAÇÃO POR INFRAESTRUTURA DO INVESTIMENTO ASSOCIADO A PROJETOS BASE

Em termos globais, para o conjunto das infraestruturas, o investimento em projetos base (investimento básico) é essencialmente explicado pela rubrica “Modernização e digitalização de ativos”, representando cerca de **90% do total a investir em projetos base** na RNTG, TGNL e AS, num total de **82 milhões de euros (63 M€ em DFI)**. Nesta rubrica, importa ainda destacar os investimentos para intervenção em ativos em “Fim de Vida Útil”, que representa, por si só, cerca de **48%** do total de DFI a investir nas três infraestruturas da RNTIAT (**33 M€ de 63 M€**).

Naturalmente que as restantes rubricas em investimento básico são igualmente necessárias, mas representam pouco mais de **42 milhões de euros (38 M€ em DFI)**, com particular destaque para a rubrica “Gestão Técnica Sistema” com **21 milhões de euros (16 M€ em DFI)**, e o “Investimento corrente urgente” com **10 milhões de euros (100% DFI)** para os três primeiros anos, até 2028.

Nos pontos seguintes, aprofunda-se a análise a cada infraestrutura e rubrica, com foco, pela sua importância, na rubrica “Modernização e Digitalização de ativos”.

RNTG

Os montantes a investir em projetos base na RNTG até 2030, **45 milhões de euros (30 M€ DFI)**, representa cerca de **34%** da totalidade do investimento proposto em projetos base na RNTIAT. A REN Gasodutos afirma estar em linha com as anteriores propostas de PDIRG, representando um valor médio de entradas em exploração de cerca de 9,0 M€/ano.

De destacar a rubrica “Modernização e digitalização de ativos”, que representa cerca de 90% do total a investir na RNTG até 2030 (**40 M€ dos quais 27 M€ DFI**), com um total de cerca de **8 M€/ano**.

Em particular, importa analisar o grupo de projetos classificados como “Fim de vida útil”, relativos a programas de intervenção em ativos em fim de vida útil, tais como: caudalímetros, contadores, equipamento de odorização nas estações e tratamento anticorrosivo das instalações de superfície, os quais representam cerca de **50%** do investimento proposto para a rubrica “Modernização e digitalização de ativos”. Esta previsão encontra-se em linha com a execução dos últimos anos anteriores.

No que se refere aos projetos associados “adequação regulamentar” e “melhoria operacional” a evolução prevista para o período de 2026-2030 na proposta de PDIRG 2025 implica um crescimento de 6% em comparação com os valores executados entre 2021-2025.

Sobre estes projetos em intervenção em ativos em “fim de vida útil”, os projetos categorizados nas rubricas “adequação regulamentar”²⁵, “melhoria operacional” e “Ambiente e Sustentabilidade”, entende a ERSE que a REN Gasodutos deverá calendarizar aqueles que considere urgentes e inadiáveis, adiando os restantes de forma a não ultrapassar o montante total recomendado pela ERSE para esta infraestrutura, garantindo uma estratégia em que o nível de investimento proposto está em linha com os montantes executados nos últimos anos.

Sobre a rubrica “Gestão Integrada da Vegetação” (**2,4 milhões de euros ou 1,5 milhões de euros DFI**), a ERSE considera importante o operador prever este tipo de investimento que reflete o seu compromisso com o aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas.

TERMINAL DE GNL

Para o Terminal de GNL, os montantes de investimento dividem-se em quatro grandes rubricas que catalogam um conjunto de investimentos, tendo em conta os seus objetivos, tal como apresentado no capítulo 5.1 deste Parecer.

O montante associado a esta infraestrutura representa cerca de 27% da totalidade do investimento previsto em projetos base, com um valor medio de entradas em exploração de 7,1 M€/ano.

O investimento proposto associado ao Terminal de GNL regista um aumento face à proposta de PDIRG 2023, sendo essencialmente justificado pela necessidade de aumentar as intervenções em ativos

²⁵ Essencialmente intervenção em gasodutos, relacionada com a alteração da “Classe de Localização” definida no Despacho n.º 806-C/2022 RNTG (alterações na densidade populacional baseadas nos censos 2021)

específicos para prolongamento da sua vida útil e para a melhoria operacional. Estas necessidades resultam de dois fatores, i) uma maior taxa de utilização do Terminal, que abastece atualmente a quase totalidade do consumo de gás nacional; ii) a grande maioria dos ativos desta infraestrutura completar 25 anos de operação contínua durante o período da proposta de PDIRG 2025.

Os montantes de investimento são, assim, destinados sobretudo a ativos específicos, com destaque para a substituição dos compressores de retorno de gás ao navio, das gruas instaladas nos tanques, do grupo a diesel de bombagem de água de incêndios e de equipamentos e sistemas da rede elétrica de média tensão. Estas duas rubricas (“Fim de Vida Útil” e “Melhoria Operacional”) representam 71% do investimento previsto em Projetos Base e, crescendo 15% em comparação com o executado entre 2021-2025.

Destaca-se ainda o investimento previsto na rubrica “Ambiente e Sustentabilidade” (**4,5 milhões de euros**), para a instalação de produção de energia elétrica fotovoltaica de cerca de 3 MW, valor equivalente à potência consumida pelo Terminal na sua capacidade de emissão mínima. Estão ainda incluídos nesta rubrica outros projetos destinados a preservação do meio ambiente, nomeadamente o programa de mitigação e eliminação de emissões de metano.

Também associado à rubrica “Melhoria Operacional” está previsto o projeto de ampliação do sistema de amarração do Terminal, que consiste na construção de dois novos pontos de amarração no Cais de Acostagem, para eliminação de restrições à amarração de navios com determinadas geometrias. Para esta mesma rubrica, destaca-se ainda o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas. O montante associado a este projeto é **5,6 milhões de euros**, a entrar em exploração entre 2027 e 2028, e tem como objetivo aumentar a capacidade de enchimento em mais doze cisternas/dia face à atual capacidade nominal das três baías existentes, de 36 cisternas/dia, e desse modo, de acordo com a empresa, resolver problemas de congestionamento²⁶ na unidade de enchimento de camiões cisterna, que tem vindo a registar um aumento contínuo do consumo de GNL.

De acordo com a REN Gasodutos, esta necessidade de investimento resulta também de uma recomendação do RMSA-G 2023, no qual esta necessidade é enquadrada como reforço da segurança de abastecimento do SNG, com o objetivo de “dotar o TGNL de redundância, ao nível das baías de enchimento de GNL, de forma a garantir o cumprimento do critério N-1 nas baías em operação e a mitigação de eventuais problemas decorrentes de eventuais paragens dessas baías”.

²⁶ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Anexo 6, bem como o capítulo 2 (histórico de utilização de operações de enchimento de cisternas) e o capítulo 3 (previsões da procura das baías de enchimento de cisternas)

O RMSA-G 2023 refere que as infraestruturas de alta pressão do SNG têm redundância em todos os pontos de entrega por forma a garantir a continuidade de abastecimento, considerando necessário passar a incluir a aplicação deste critério também às baías de enchimento do TGNL, tendo em conta o facto de considerar serem as únicas no país e de serem responsáveis pelo abastecimento de todas as 126 Unidades Autónomas de Gás (UAG) (de rede e privadas) em território nacional (incluindo a UAG dos Socorridos, na Madeira). É com base nestes pressupostos que a REN Gasodutos conclui pela necessidade de dotar o Terminal GNL de redundância e maior resiliência nas suas operações, através do reforço da capacidade de carregamento das atuais 36 cisternas/dia para 48 cisternas/dia, através da construção de uma baía de enchimento adicional.

Na anterior proposta de PDIRG 2023 este investimento tinha um montante associado de 4,9 milhões de euros e a sua necessidade estava associada a uma evolução crescente da procura de GNL para o período de 2022-2040 prevista no RMSA-G 2022. Segundo a empresa, as três baías de enchimento existentes apenas permitiam cobrir as pontas prováveis de consumo de GNL associado às UAG existentes e às UAG previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

Este projeto de investimento foi alvo de diversos comentários por parte dos participantes na consulta pública, com um agente de mercado a considerar que a expectativa da procura associada à utilização desta infraestrutura deve refletir, não só a possibilidade de eletrificação do consumo dos clientes domésticos das redes abastecidas por UAG de rede, mas também a transição do consumo de gás natural para outras fontes de energia (e.g., hidrogénio ou Bio-GNL) por parte de clientes industriais abastecidos através de UAG privadas.

Efetivamente, os recentes desenvolvimentos do mercado de produção de biometano, demonstram que uma das opções para a integração do biometano no SNG, produzido localmente, é a liquefação e transporte de Bio-GNL até UAG, quer de rede quer privadas.

Neste contexto, a ERSE considera que a ponderação sobre a decisão deste investimento deve refletir uma análise a longo prazo, quanto à futura utilização desta infraestrutura tendo em conta a evolução da procura prospetivada para o consumo convencional (doméstico e industrial), bem como a evolução do abastecimento de UAG com Bio-GNL. Por outro lado, a ERSE entende que a REN Gasodutos deve apresentar um racional para a evolução crescente do custo associado a este projeto face à sua primeira apresentação, na proposta de PDIRG 2021 (3,3 milhões de euros), e que registou um aumento de 50% na proposta final do PDIRG 2023 (4,9 milhões de euros), passando a 5,6 milhões de euros na atual proposta de PDIRG 2025.

Tendo em conta o exposto propõe-se adiar a decisão sobre a construção da 4.ª baía de enchimento e tendo em conta a evolução crescente dos investimentos associados às rubricas “Fim de Vida Útil” e “Melhoria Operacional”, sugere-se que a empresa calendarize aqueles que considere urgentes e inadiáveis, adiando os restantes de forma a não ultrapassar o montante total recomendado pela ERSE para esta infraestrutura, garantindo uma estratégia em que o nível de investimento proposto está em linha com os montantes executados nos últimos anos

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No Armazenamento Subterrâneo, tal como no TGNL, os montantes de investimento estão divididos por quatro grandes rubricas que catalogam um conjunto de investimentos, tendo em conta os seus objetivos (“melhoria operacional”, “adequação regulamentar”, “fim de vida útil” e “ambiente e sustentabilidade”).

O montante de investimento proposto associado a esta infraestrutura totaliza **11 milhões de euros** e configura um aumento relativamente à proposta de PDIRG anterior, estando relacionado com a recalendarização das intervenções em ativos específicos previstas, e representando 8% do valor total de investimento em projetos base, com um valor médio de entradas em exploração de 2,2 M€/ano.

Em particular, os projetos relacionados com o programa de gestão de fim de vida útil representam 50% do montante global em projetos base no AS, refletindo um crescimento face aos valores entrados em exploração em anos anteriores. Neste particular considera-se que o operador deverá rever a calendarização dos projetos de investimento nesta rubrica, de forma a não ultrapassar o montante total recomendado pela ERSE.

5.2.2 INVESTIMENTOS TRANSVERSAIS

Na proposta de PDIRG 2025, estão ainda inscritos **39 milhões de euros** em projetos classificados como “Projetos Base”, associados a quatro rubricas: “Gestão Técnica Global e Edifícios”, “Investimento Corrente Urgente” e “Investimento em IT e “Investimento em Equipamento Não Básico”.

Sobre os projetos de investimento associados à “Gestão Técnica Global e Edifícios” (**21 milhões de euros**), de acordo com a REN Gasodutos, destinam-se essencialmente à melhoria dos sistemas tecnológicos, nomeadamente sistemas de informação industriais e plataformas informáticas de apoio ao Gestor Técnico Global do Sistema (GTG), tendo em conta os novos desafios, tais como misturas de gases renováveis na rede de gás.

Para além dos projetos em sistemas informáticos, parte destes investimentos serão aplicados no desenvolvimento de infraestruturas físicas da RNTG, como a rede de telecomunicações de segurança, desenvolvendo sistemas e telecomunicações integradas, com enfoque em aspetos de cibersegurança, tendo o objetivo de estabelecer canais de comunicação diretos com as entidades com que o GTG se relaciona.

Também se encontra prevista uma nova sala de despacho em Sacavém com o objetivo de incrementar a resiliência da Gestão Técnica Global do SNG, garantida pela existência de duas salas de operação redundantes na região de Lisboa. Assim, preconiza-se que a operação regular passe a realizar-se a partir da sala localizada em Sacavém, passando a sala de Bucelas a constituir-se como primeira sala de recuo com tempo de ativação substancialmente inferior ao da sala do Centro de Despacho de Emergência, em Pombal.

Por sua vez, os investimentos associados a edifícios, relacionam-se com as melhorias necessárias decorrente da idade das instalações (substituição de equipamentos em fim de vida útil) e com requisitos de segurança. Neste contexto, prevê-se intervenções nos seguintes edifícios:

- Bucelas – atual Centro de Operação de Rede de Gás, com cerca de 30 anos e, prevê-se intervenções ao nível de infraestruturas de segurança, energia, gestão e ar condicionado. Neste edifício está prevista uma intervenção mais urgente e rápida para repor as condições de segurança e resiliência para as principais zonas do edifício e posteriormente uma maior intervenção no Centro de Operações de Rede de Gás.
- Pombal - no qual está localizada a sala de emergência temporária em caso de indisponibilidade do Centro de Despacho de Gás em Bucelas, com cerca de 30 anos, pretende-se fazer uma intervenção de fundo, no período de execução da proposta de PDIRG 2025.
- TGNL - edifício com cerca de 20 anos de idade, existe a necessidade de correção de deficiências existentes no edifício bem como uma renovação dos sistemas de climatização que já ultrapassaram a sua vida útil.

O montante associado à rubrica “Gestão Técnica Global e Edifícios” é significativo, sendo solicitada DFI para 78% do valor inscrito na proposta de PDIRG 2025. A ERSE reconhece as necessidades de investimento, relacionadas com a longevidade dos ativos, nomeadamente no que se refere a equipamentos que se encontram em fim de vida útil, assim como considera importantes as necessidades de atualizações e alterações nos sistemas associados ao GTG. Todavia, neste bloco de investimentos existem projetos que carecem de melhor justificação, sendo o exemplo mais evidente a alteração da localização da sala de

despacho de Bucelas para Sacavém. Efetivamente, mantendo-se a sala de despacho de emergência de Pombal, passam a existir duas salas de operação redundantes, não sendo claras as mais valias desta opção. Por fim, e tal como sugerido em anteriores pareceres, sugere-se uma análise de sensibilidade à vida útil efetiva dos ativos em questão, não atendendo apenas à sua vida útil contabilística.

O “Investimento corrente urgente” (10,1 milhões de euros), de acordo com a REN Gasodutos, representa uma provisão que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas posteriormente à elaboração da proposta de PDIRG 2025, e que exijam uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dessa proposta. Como exemplo, a empresa elenca as seguintes situações: incidentes ou ações de avaliação do estado de ativos que possam colocar em causa a segurança de pessoas e bens, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço; custos com projetos piloto de inovação; ou projetos que, em cumprimento com a legislação e regulamentação em vigor, dizem respeito à criação de novos pontos de ligação com a RNDG ou à ampliação/reforço de pontos de entrega de gás já existentes.

Sobre estes investimentos, em linha com a posição expressa em pareceres anteriores, a ERSE considera razoável e necessária a inclusão de verbas para este fim, ou seja, para situações que não sejam previsíveis na elaboração da atual proposta de PDIRG, tal como referido pela empresa. No entanto, considera-se que o valor averbado a esta rubrica é excessivo tendo em conta o seu peso, 10% no referencial dos DFI propostos, e considerando o detalhe das provisões constantes na proposta de PDIRG 2025 que permite com algum grau de segurança prever a maioria das necessidades de investimento.

A rubrica “Investimento em IT” (0,6 milhões de euros) inclui os projetos específicos para sistemas informáticos e contempla investimentos de carácter específico associados à digitalização dos processos de suporte às atividades das concessões, tanto para fazer face aos novos requisitos funcionais e de desempenho, como para cumprimento de requisitos legais, regulatório e regulamentares do setor.

O investimento em “equipamento não básico” (7,5 milhões de euros) inclui as despesas realizadas com a aquisição de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" dos operadores da RNTIAT, sendo composto, por exemplo, por equipamentos de transporte e apoio às operações, renovação de mobiliário, material de escritório, equipamento informático, pilotos de inovação e outros equipamentos diversos.

No que se refere aos investimentos propostos nestas últimas rubricas, os mesmos deverão ser enquadrados no âmbito da Instrução n.º 7/2024, de 3 outubro, publicada pela ERSE, a qual veio determinar,

para efeitos das contas reguladas, a definição das categorias de ativos específicos e ativos não específicos e respetivos critérios de classificação, bem como os termos dos procedimentos de reporte à ERSE.

Neste contexto, os ativos específicos incluem as infraestruturas e ativos com uma natureza especializada, enquanto os ativos não específicos tendem a estar associados ao suporte da atividade principal da concessão e assumem uma utilidade transversal ou uma natureza não específica, tendo de um modo geral uma vida útil técnica muito inferior. Tendencialmente, os ativos não específicos integram grande parte do equipamento administrativo, dos veículos ou ainda dos utensílios e ferramentas.

Neste sentido, a ERSE considera que a natureza dos ativos não específicos justifica que o seu reconhecimento tarifário seja desacoplado da sua inclusão e aprovação nos PDIRG, ao contrário dos ativos específicos. Em consequência, este tipo de ativos não deve ser incluído nos PDIRG, nos quais apenas devem constar os investimentos em ativos específicos, ou seja, referentes a infraestruturas e ativos com uma natureza especializada.

5.3 ANÁLISE DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

5.3.1 PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

Tal como apresentado no capítulo 3 deste documento, existem investimentos já provados, na modalidade de aprovação autónoma e com parecer positivo²⁷ da ERSE, para adaptação da RNTG e do AS, num total de **36,1 milhões de euros (29,9 milhões de euros associados ao AS, 2,9 milhões de euros para a RNTG e 3,3 milhões de euros transversais às duas infraestruturas associados a estudos)**, a custos totais, com entradas em exploração calendarizadas essencialmente após 2025. A necessidade desta aprovação autónoma solicitada pela REN Gasodutos decorreu da alegada natureza urgente dos investimentos, que não permitia a sua aprovação em sede da proposta de PDIRG 2025, ao contrário de outros projetos que a ERSE entendeu poderem ser objeto de apreciação apenas aquando da proposta de PDIRG em apreço.

Os investimentos agora inscritos na proposta de PDIRG 2025 nesta rubrica, acrescem assim ao valor anteriormente já aprovado, e de acordo com a REN Gasodutos, a sua necessidade fundamenta-se em duas razões, i) responder aos desígnios da política pública nacional do setor da energia e da sua estratégia de

²⁷ <https://www.erse.pt/media/5yyjvd2m/parecer-aprovacao-autonoma-investimentos-ren-para-h2.pdf>.

descarbonização, em particular os constantes na Estratégia Nacional para o Hidrogénio²⁸ e; ii) contribuir para a concretização do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg), para injeção de 59 GWh/ano deste gás na rede pública de gás.

Estes projetos de investimento, agora propostos na adaptação das infraestruturas da RNTIAT, não reúnem consenso entre os agentes do setor. Por um lado, existem agentes que concordam com a execução dos mesmos, uma vez que resultam de uma necessidade de implementação da política energética nacional para a descarbonização do setor do gás. Mas, os mesmos agentes sugerem cautela na aprovação de tais projetos, uma vez que não são ainda conhecidos os resultados do trabalho científico desenvolvido pela REN Gasodutos para determinar as condições técnicas de operação e as adaptações necessárias da RNTG e do AS para veicular misturas de hidrogénio e gás natural.

Por outro lado, existem outros agentes que colocam em causa estes investimentos, apresentando reservas quanto à opção política de injeção de hidrogénio na rede de gás, considerando que a mistura dos dois gases deve ser considerada uma alternativa de último recurso, em linha com a estratégia europeia e à luz do disposto no Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho.

Recorde-se que o considerando n.º 74 do Regulamento (UE) 2024/1789 refere que a mistura de hidrogénio no sistema de gás natural deverá ser uma solução de último recurso, dado que é menos eficiente do que a utilização do hidrogénio na sua forma pura e diminui o valor do hidrogénio. Por outro lado, no mesmo considerando é salvaguardado que “o direito de os Estados-Membros decidirem sobre a aplicação da mistura de hidrogénio nos seus sistemas de gás natural nacionais deverá ser preservado”. Todavia, refere a importância de estabelecer um limite máximo a nível europeu e a obrigação dos operadores das redes de transporte aceitarem gás natural com um nível de mistura de hidrogénio abaixo do limite máximo, para reduzir o risco de segmentação do mercado.

Neste mesmo enquadramento, o artigo 21.º do referido Regulamento estabelece que os operadores das redes de transporte devem cooperar para evitar restrições aos fluxos transfronteiriços de gás devidas a diferenças de qualidade nos pontos de interligação entre Estados-Membros. No âmbito da sua cooperação, os operadores de redes de transporte devem ter em conta as características das instalações dos clientes finais de gás natural. O mesmo artigo estabelece ainda que não deve haver lugar a restrições nos fluxos

²⁸ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.](#)

transfronteiriços de gás natural para as situações em que o teor de hidrogénio, misturado no sistema de gás natural, seja inferior a 2% em volume.

Desta forma, e para salvaguardar eventuais restrições nos fluxos transfronteiriços, o Regulamento europeu, de aplicação obrigatória, impõe que deverá existir um acordo com o operador de rede interligado nos casos em que o operador da rede de transporte de um determinado Estado-Membro opte por misturas de hidrogénio no sistema de gás natural em que o teor de hidrogénio exceda os 2% em volume.

Finalmente, o quadro legislativo impõe que a opção por misturar hidrogénio na rede de gás acarrete a necessidade de se assegurar que essas misturas são compatíveis com as instalações dos atuais clientes ligados à rede de gás e, salvaguardar os efeitos negativos sobre os clientes que sejam especialmente sensíveis à mistura de hidrogénio nas redes do SNG. Sendo essas responsabilidades obrigações dos operadores das redes, não se tem conhecimento de qualquer diligência sistemática por parte da REN Gasodutos (e restantes operadores de rede) no sentido da identificação desses consumidores especialmente sensíveis, das suas características específicas e dos troços de rede onde se encontram ligados.

Tendo em conta o exposto, a ERSE considera que o investimento em adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio para 10% em volume, apenas deve ser aprovado se a REN Gasodutos demonstrar existir um acordo com operador com o qual a sua rede está interligada (Enagás) e garantindo a proteção dos atuais consumidores ligados à rede de gás. Recomenda-se, por isso, que a decisão de aprovação dos montantes associados ao projeto complementar de adaptação da RNTG e do AS a misturas de Hidrogénio até 10%, num montante de 31,8 milhões de euros, seja adiada.

A ERSE destaca ainda que os investimentos aprovados para este fim, em sede aprovação autónoma, respondem às necessidades de adaptação para a concretização da injeção prevista de 59 GWh/ano, resultante do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio pelo CURg, pelo que, dentro de dois anos, a proposta de PDIRG 2027 poderá beneficiar de um quadro legislativo do hidrogénio que estará mais estabilizado e será possível perceber melhor os interesses dos promotores de instalações de produção de hidrogénio.

5.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

A necessidade do aumento da capacidade de armazenamento do SNG, determinada pela Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 82/2022, de 27 de setembro, resulta no projeto complementar de

construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo constante no PDIRG 2025. A referida RCM enquadrou esta necessidade dentro das medidas preventivas que faziam face à situação de conflito na Europa, que ainda decorre, e a eventuais disrupções futuras de abastecimento de gás natural, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia.

Sobre este projeto de investimento, a REN Gasodutos prevê a concretização das duas novas cavidades de armazenamento para o período entre 2031-2035, dependendo da decisão do Estado Concedente.

Em sede da consulta pública, foram apresentadas várias considerações sobre a efetiva necessidade de aumento de capacidade de armazenamento do SNG. Por um lado, houve agentes que defendem a ideia de que esta necessidade devia ser enquadrada no âmbito do vetor energético do hidrogénio e não no quadro do SNG. Por outro lado, tendo em conta o atual RMSA-G, há um agente que considera que a atual capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança e é suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, tendo em conta que o aprovisionamento do sistema nacional pode ser suportado em grande parte pelo mercado do GNL através do TGNL.

A ERSE concorda com a REN Gasodutos na sua opção de considerar a execução deste investimento apenas no segundo quinquénio do período do PDIRG 2025, após uma efetiva decisão do Estado Concedente. Recomenda-se ainda uma nova análise sobre necessidade deste investimento à luz dos novos desenvolvimentos do setor a nível nacional e internacional, nomeadamente tendo em conta as perspetivas de evolução da procura do gás natural nacional, o montante envolvido (98,6 M€ e cerca de 21 milhões de euros para o *cushin gas*) e o impacto na sustentabilidade do SNG.

5.3.3 RECEÇÃO DE BIOMETANO NA RNTG

O investimento associado aos projetos complementares com vista a integração de biometano no SNG, foi o que reuniu maior consenso entre os participantes na consulta pública.

Sobre o primeiro projeto, a estação de descarga de gás comprimido a construir na JCT7300-Monforte da RNTG, a ERSE concorda com a decisão de aprovar o montante associado (**800 mil euros**), em linha com a posição defendida pela maioria dos participantes na Consulta Pública, que também sugeriram que a REN Gasodutos identificasse e avaliasse zonas geográficas com potencial para a instalação de mais estações de descarga de gás biometano comprimido. A ERSE recomenda, por isso, que a REN Gasodutos preveja a possibilidade de incluir mais projetos de investimento associados à receção de biometano na proposta final

do PDIRG 2025. Em concreto, sugere-se que a REN Gasodutos, de forma coordenada com os operadores das redes de distribuição mapeie as localizações no SNG que eventualmente justificam a instalação deste tipo de equipamento, através de consulta ao mercado de produção de biometano, procurando assegurar a existência de compromissos firmes para a sua utilização.

Já em relação ao segundo projeto apresentado a construção de um novo gasoduto desde a JCT7300-Monforte até à zona da cidade de Évora, a ERSE concorda com a visão da REN Gasodutos e com a visão expressa pelos agentes participantes na consulta pública, que consideram que a execução de tal projeto deve ser precedida de uma “consulta ao mercado” para avaliação do efetivo potencial de produção e consumo de biometano da região envolvida.

6 CENÁRIOS DE INVESTIMENTO PARA IMPACTES TARIFÁRIOS

Em resultado dos comentários recebidos à Consulta Pública, a ERSE deve apurar e apresentar impactos tarifários previstos em termos de sustentabilidade do SNG. Para desenvolver tais estimativas, a ERSE realizou uma análise de sensibilidade, adotando diferentes cenários de procura e um cenário de investimento alternativo ao proposto no PDIRG 2025.

O cenário de investimento alternativo estabelecido visa identificar o impacto em proveitos e tarifas resultante da aprovação de cada conjunto de investimentos, tendo em conta os seus objetivos para o setor do gás e a análise elaborada no capítulo anterior.

O cenário ERSE de investimento avaliado assume os seguintes pressupostos:

- Os montantes de investimento em “Projetos Complementares” associados à adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio para 10% em volume não foram considerados **(0%)**. Tal como fundamentado anteriormente existem projetos de investimento já aprovados (através de aprovação autónoma), que refletem os montantes necessários para se cumprirem as metas associadas à integração de hidrogénio para o período de 2025-2028.
- Foi considerada a totalidade **(100%)** do investimento associado à receção de biometano na RNTG.
- Os montantes de investimento associados à RNTG ao TGNL e ao AS para os Projetos Base foram considerados apenas em **80%** do investimento proposto pela REN Gasodutos. No caso particular do TGNL sugere-se adiar a decisão, sobre a construção da 4.^a baía de enchimento, representado 16% do montante associado a esta infraestrutura e recalendarizar os investimentos não considerados urgentes. No caso do RNTG e do AS a ERSE entende que a REN Gasodutos deverá calendarizar apenas os projetos de intervenção em ativos em “fim de vida útil” e bem como, os projetos categorizados nas rubricas “adequação regulamentar”²⁹, “melhoria operacional” e “Ambiente e Sustentabilidade” considerados urgentes e inadiáveis.
- Não foi considerado qualquer montante em investimento transversal “Não Básico” **(0%)**, pelas razões apontadas anteriormente no capítulo 5.2.2.

²⁹ Essencialmente intervenção em gasodutos, relacionada com a alteração da “Classe de Localização” definida no Despacho n.º 806-C/2022 RNTG (alterações na densidade populacional baseadas nos censos 2021)

- O investimento transversal em “IT” foi considerado na sua totalidade **(100%)**, por se reconhecer a sua importância.
- Os montantes associados à rubrica “Corrente Urgente” não foram considerados na sua totalidade, mas apenas em **50%**, de acordo com a sugestão da ERSE justificada anteriormente no capítulo 5.2.2.
- Os montantes associados à rubrica “GTG e Edifícios” não foram considerados na sua totalidade, mas apenas em **60%**, uma vez que de acordo com a avaliação da ERSE (capítulo 5.2.2) os projetos carecem de uma justificação mais detalhada.

O quadro que se segue resume os pressupostos associados ao Cenário ERSE para cada uma das infraestruturas e também para as rubricas transversais às três infraestruturas.

Quadro 6-1 – Pressupostos do Cenário ERSE de investimentos

Pressupostos Cenário ERSE	
RNTG	80% dos Projetos Base 100% do Projeto de Biometano 0% dos Projetos Complementares para mistura a 10% hidrogénio
TGNL	80% dos Projetos Base
AS	80% dos Projetos Base 0% dos Projetos Complementares para mistura a 10% hidrogénio
Transversais	60% dos Projetos do GTG e Edifícios 100% do Investimento em IT 0% dos Investimentos "Não Básico" 50% do Investimento Corrente Urgente

Fonte: ERSE

Não obstante a análise efetuada à razoabilidade do montante alocado aos investimentos transversais, a ERSE considera que as propostas de PDIR não devem incluir os investimentos designados na instrução n.º 7 /2024 da ERSE como não específicos, tal como referido no ponto 5.2.2. Tal é justificado pela natureza particular desses investimentos, que são de suporte, de utilidade transversal, tendencialmente de pequena dimensão e com vida útil curta. De um modo geral estes investimentos, correspondem aos investimentos designados como transversais na proposta de PDIRG 2025, com exceção dos investimentos em edifícios que são considerados como específicos nessa instrução.

O Quadro 6-2 apresenta o detalhe dos montantes associados a cada cenário desagregado por infraestrutura.

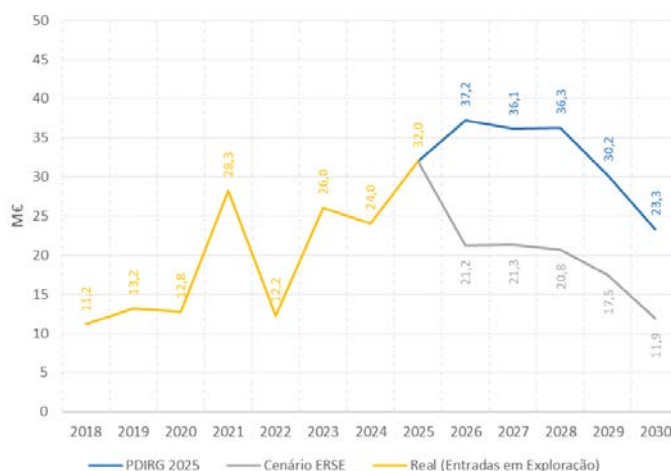
Quadro 6-2 – Montantes de investimento associados aos Cenários para impactos tarifários

Cenários	1.º Quinquénio (2026-2030) M€		Diferenças	
	PDIRG	ERSE	M€	%
RNTG	62,6	37,0	-25,6	-41%
Projetos Base	45,3	36,2	-9,1	-20%
Projetos Complementares	17,3	0,8	-16,5	-95%
TGNL	35,7	28,5	-7,1	-20%
Projetos Base	35,7	28,5	-7,1	-20%
Projetos Complementares	0,0	0,0	0,0	-
AS	25,6	8,8	-16,8	-66%
Projetos Base	11,0	8,8	-2,2	-20%
Projetos Complementares	14,6	0,0	-14,6	-100%
Transversais	39,4	18,4	-21,0	-53%
GTG e Edifícios	21,1	12,7	-8,5	-40%
Investimento em IT	0,6	0,6	0,0	0%
Não Básico	7,5	0,0	-7,5	-100%
Investimento Corrente Urgente	10,1	5,0	-5,0	-50%
Total	163,2	92,7	-70,5	-43%

Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

A Figura seguinte ilustra a evolução do investimento para o cenário ERSE, incluindo o investimento entrado em exploração até 2025 e a desagregação anual da totalidade do investimento calendarizado no primeiro quinquénio da proposta de PDIRG 2025, proposto no conjunto das três infraestruturas, acrescido da atividade de GTG e projetos transversais.

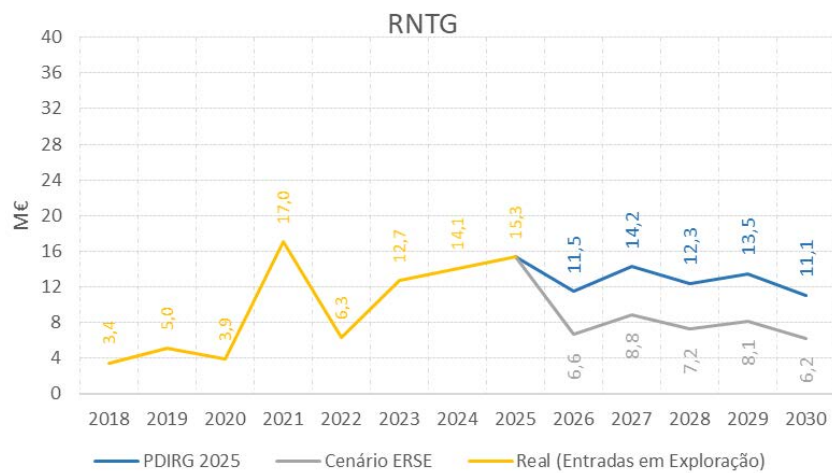
Figura 6-1 – Cenários de Investimento desagregados por ano



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

A evolução do investimento é, contudo, distinta para cada infraestrutura. As três figuras que se seguem apresentam as evoluções anuais do investimento proposto no PDIRG 2025 e no cenário ERSE para a RNTG, para o TGNL e o AS.

Figura 6-2 – Cenários de Investimento desagregados por ano na RNTG



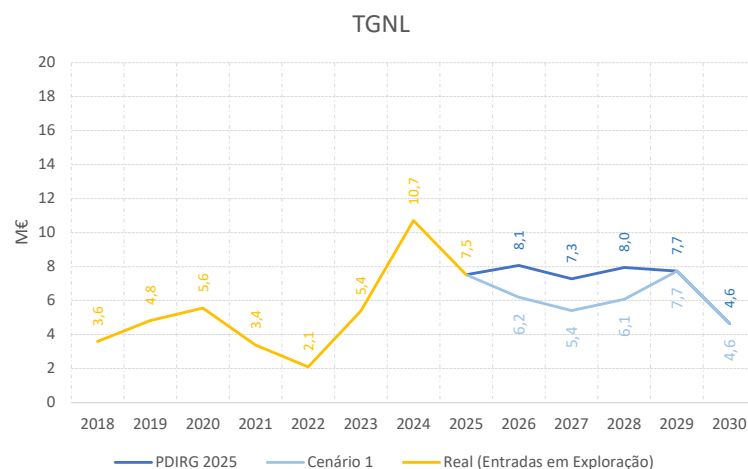
Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

Figura 6-3 – Cenários de Investimento desagregados por ano no AS



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

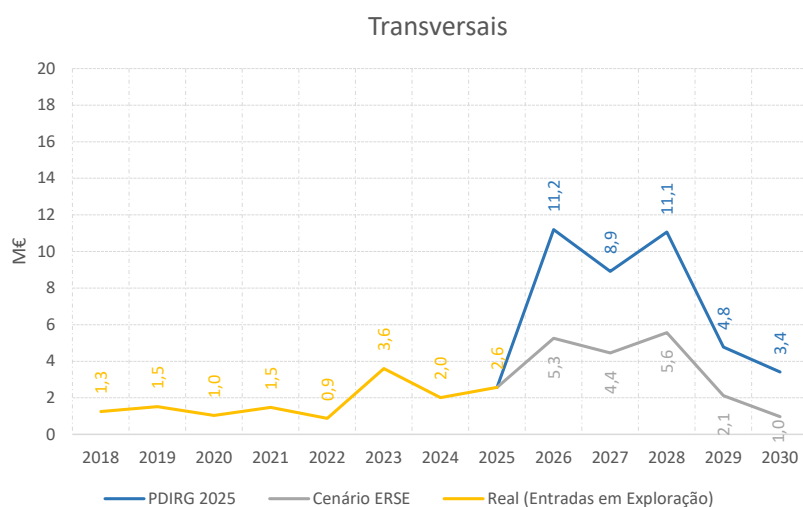
Figura 6-4 – Cenários de Investimento desagregados por ano no TGNL



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

A Figura 6-5 apresenta a comparação do cenário de investimentos inscrito na proposta de PDIRG 2025 e o Cenário ERSE, apresentando os montantes associados em cada um dos cenários.

Figura 6-5 – Cenários de Investimento Transversais desagregados por ano



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

Os cenários adotados também impactam o investimento para o qual é requerida a emissão de DFI, pelo que no quadro que se segue, apresentam-se os diferentes montantes a considerar por infraestrutura.

Quadro 6-3 – Cenários de investimentos para DFI investimentos previstos entrar em exploração entre 2026 e 2028)

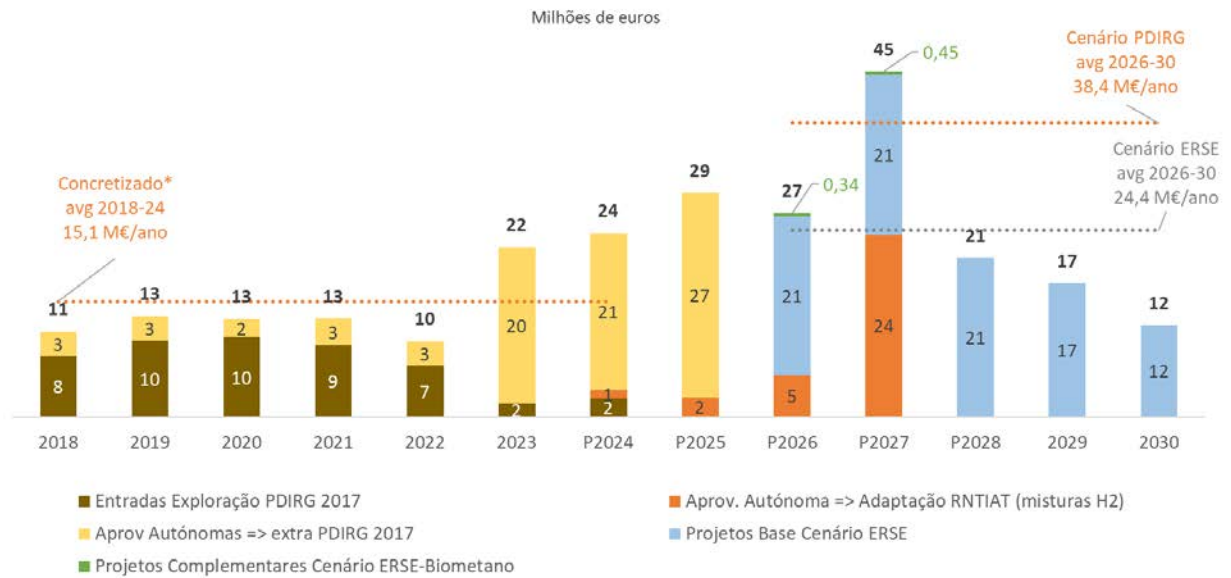
Cenários (M€)	DFI (2026-2028)	
	PDIRG	ERSE
RNTG Projetos Base Projetos Complementares	29,9	29,9
TGNL Projetos Base Projetos Complementares	31,9	26,3
AS Projetos Base Projetos Complementares	8,5	8,5
Transversais	31,1	18,1
GTG e Edifícios	16,4	12,7
Investimento em IT	0,4	0,4
Não Básico	4,3	0,0
Investimento Corrente Urgente	10,1	5,0
Total	101,5	82,8

Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

O cenário ERSE considera para DFI todo o investimento proposto no PDIIRG para as três infraestruturas, descontando apenas o montante associado à 4.ª baía de enchimento de camiões cisterna no TGNL. No caso dos investimentos transversais às três infraestruturas, o cenário ERSE para DFI, considera os pressupostos anteriormente descritos, para as rubricas “corrente urgente” e “GTG e edifícios”.

Adicionalmente, a figura seguinte apresenta também a evolução prevista de entrada em exploração do investimento para o cenário ERSE até 2030, desagregada por “Projetos Base” (acumulado) e por “Projeto Complementar” (o associado à receção de biometano na RNTG), e para os investimentos já aprovados em processo autónomo para viabilizar a injeção de hidrogénio na RNTG e no AS (36,1 milhões de euros). Esta figura compara com a Figura 5-2.

Figura 6-6 - Evolução do Investimento, previsto no cenário ERSE, entrado em exploração
(real e previsional), a preços reais 2024



Fonte: ERSE

7 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

O presente capítulo apresenta os impactes ao nível dos proveitos e das tarifas dos cenários de investimento (previamente detalhados no capítulo 6) e dos cenários de procura (previamente detalhados no capítulo 4).

De modo a ter uma melhor perceção dos impactes incrementais dos investimentos aceites pela ERSE, associados à proposta de PDIRG 2025, as análises de impacto até 2030 tiveram por referência um cenário base, no qual apenas são considerados os investimentos já aprovados no âmbito do PDIR-GN 2017 e das aprovações autónomas de investimentos, entretanto ocorridas, e não se consideram quaisquer investimentos constantes da proposta de PDIRG 2025.

Assim, para o período de 2025 a 2030, consideraram-se dois cenários de investimento:

- Cenário PDIRG – que considera os investimentos constantes na proposta de PDIRG 2025 para esse período.
- Cenário ERSE – que revê os investimentos constantes na proposta de PDIRG 2025 para esse período. Os pressupostos deste cenário são descritos no capítulo 6.

Os impactos dos proveitos unitários ao nível das infraestruturas de Alta Pressão foram ainda estimados para o período de 2025 a 2040, para avaliar a sustentabilidade económica deste plano, visto que os investimentos têm uma vida útil que vai muito além do período de vigência deste PDIRG.

Assim, na análise do período entre 2031 e 2040, o cenário ERSE foi desdobrado em duas trajetórias diferenciadas, conforme se detalhará no subcapítulo seguinte.

7.1 IMPACTES EM PROVEITOS

APRESENTAÇÃO DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

Os Quadro 7-1 e Quadro 7-2 apresentam as hipóteses consideradas na construção dos diferentes cenários de análise dos impactes dos investimentos propostos nos custos unitários.

Com base nas várias alternativas consideradas foram construídos seis cenários de avaliação dos impactes dos custos dos investimentos previstos até 2030, que têm correspondência nos cenários de impactos tarifários, e outros seis cenários até 2040 para avaliação da sustentabilidade económica deste plano.

Quadro 7-1 - Cenários ERSE de avaliação dos impactes em proveitos dos investimentos da proposta de PDIRG 2025 até 2030

Cenários Investimento	Descritivo dos Cenários de Investimento	Cenário de Quantidades
Cenário base	Investimentos aprovados no âmbito do PDIR-GN 2017 + aprovações autónomas	Cenário Superior
		Cenário Inferior
Cenário PDIRG	Cenário base + investimentos propostos no PDIRG 2025 para 2026-2030	Cenário Superior
		Cenário Inferior
Cenário ERSE	Cenário base + investimentos PDIRG 2025 mencionados no capítulo 6	Cenário Superior
		Cenário Inferior

Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA 2023, ERSE

Quadro 7-2 - Cenários ERSE de avaliação dos impactes em proveitos dos investimentos da proposta de PDIRG 2025 até 2040

Cenários Investimento	Descritivo dos Cenários de Investimento	Cenário de Quantidades
Cenário Base	Investimentos aprovados no âmbito do PDIR-GN 2017 + aprovações autónomas	Cenário Superior
		Cenário Inferior
Cenário investimento constante	Cenário base + investimentos propostos no PDIRG 2025 para 2026-2030 + investimento anual para o período 2031-2040 igual à média do investimento base entre 2026 e 2030	Cenário Superior
		Cenário Inferior
Cenário investimento decrescente	Cenário base + investimentos PDIRG 2025 mencionados no capítulo 6 + investimento anual para o ano 2031 igual ao investimento base de 2030 e decrescendo até atingir o valor zero em 2040	Cenário Superior
		Cenário Inferior

Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

Para avaliar os impactos dos investimentos inscritos na proposta de PDIRG 2025 na evolução dos proveitos permitidos das atividades em Alta Pressão, a ERSE considerou o seguinte conjunto de pressupostos que permitiram simular a evolução do CAPEX³⁰ e do OPEX³¹ das atividades reguladas:

1. entrada dos investimentos em exploração no final do período do investimento. Apenas nessa data se considera que os investimentos propostos passam a ter impacto no cálculo dos proveitos permitidos das atividades a que dizem respeito;
2. consideração do valor dos investimentos a custos totais conforme apresentados na proposta de PDIRG 2025, para as atividades de Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e Gestão Técnica e Global do Sistema (GTGS), bem como dos investimentos transversais não enquadrados diretamente em qualquer atividade e designados por “investimento em IT e não específico” que foram considerados ao nível do Transporte para efeito de cálculo de impactos;
3. as amortizações dos novos investimentos foram calculadas pela aplicação das taxas médias de amortização específicas de cada atividade (Terminal de GNL, Armazenamento Subterrâneo, Transporte e GTGS) do triénio de 2021 a 2023 (últimos valores reais auditados). Relativamente à parcela de “investimento em IT e não específico”, foi considerada a taxa média de todas as atividades de AP, para o mesmo triénio;
4. taxa de remuneração dos ativos para o ano de 2025 de 5,27%, prevista para o ano gás 2025-2026, com manutenção para os anos seguintes;
5. não foi considerada qualquer taxa de abates;
6. as metas de eficiência aplicadas até 2029 foram as do atual período de regulação (1,5% no Terminal de GNL, no Armazenamento Subterrâneo e na GTGS e 2% no Transporte), com redução de 0,25 pp a cada 4 anos (equivalente a um novo período de regulação);
7. manutenção dos indutores de custos, com exceção da energia regaseificada do Terminal de GNL, que se encontra dependente do cenário de consumo de gás, e do consumo de eletricidade (energia ativa) no Terminal, os quais se fizeram evoluir com base no consumo de energia do cenário superior;

³⁰ Custos de investimentos, do inglês *Capital Expenditure*.

³¹ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*

8. o IPIB considerado para a atualização dos custos de OPEX foi de 3,1% para 2025 e 2,2% para 2026, que correspondem aos valores considerados em tarifas do ano gás 2025-2026, e de 2,0% para os anos seguintes (2027 a 2040);
9. para efeito de análise de impactes, os investimentos para o período 2026-2030 por se encontrarem a preços constantes de 2024 foram atualizados com o IPIB mencionado no ponto anterior.

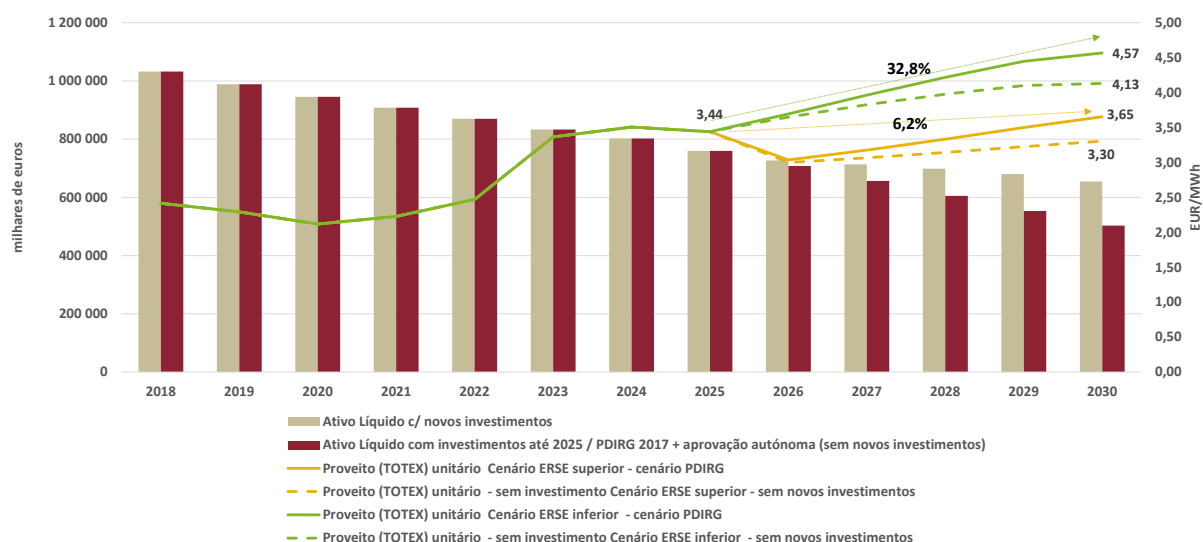
Nas simulações efetuadas para cada um dos operadores das infraestruturas de Alta Pressão, REN Atlântico, REN Gasodutos e REN Armazenagem foi considerado como pressuposto que a metodologia de regulação de cada uma das empresas se iria manter ao longo do horizonte temporal das simulações.

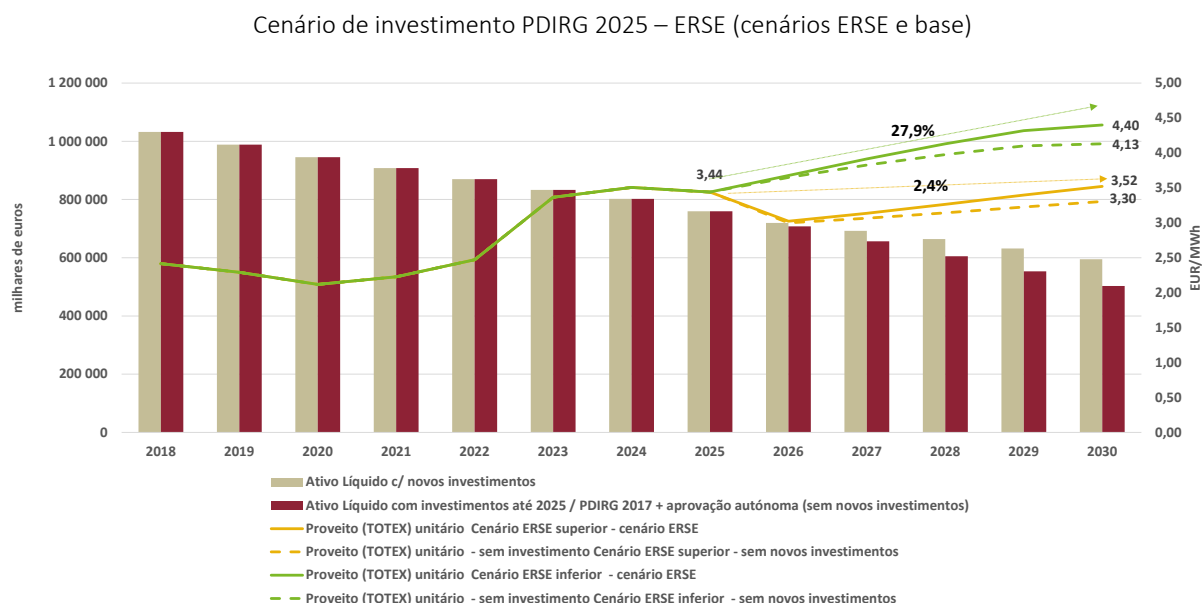
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS : CENÁRIOS ATÉ 2030

A Figura 7-1 permite observar a evolução prevista no período 2018-2030 relativa ao ativo líquido histórico de 2025, acrescido dos valores dos investimentos considerados, bem como a evolução dos custos unitários para os dois cenários de procura considerados, cenário superior e cenário inferior.

Figura 7-1 - Ativo Líquido e Proveito permitido unitário até 2030

Cenário de investimento PDIRG 2025 (cenários PDIRG e base)





Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

O crescimento do proveito permitido unitário, que se observa a partir do ano de 2025, é influenciado pelo efeito conjugado do investimento entrado em exploração em cada ano, em função de cada cenário de investimento considerado e, principalmente, pela diminuição da procura estimada para os últimos quatro anos do período em análise qualquer que seja o cenário (cerca de 6,2% no cenário superior, e de 32,8% no cenário inferior para o cenário de investimentos PDIRG e cerca de 2,4% e 27,9% para o cenário de investimentos ERSE). Observa-se, também, na Figura 7-1 a manutenção da tendência de decréscimo do ativo líquido, significando que os valores incrementais dos novos investimentos são inferiores ao valor das amortizações anuais dos ativos em exploração.

Refira-se, também, que nos cenários de procura analisados, os proveitos unitários em 2030 são superiores aos registados em 2025, mesmo se não forem considerados os novos investimentos propostos no PDIRG 2025.

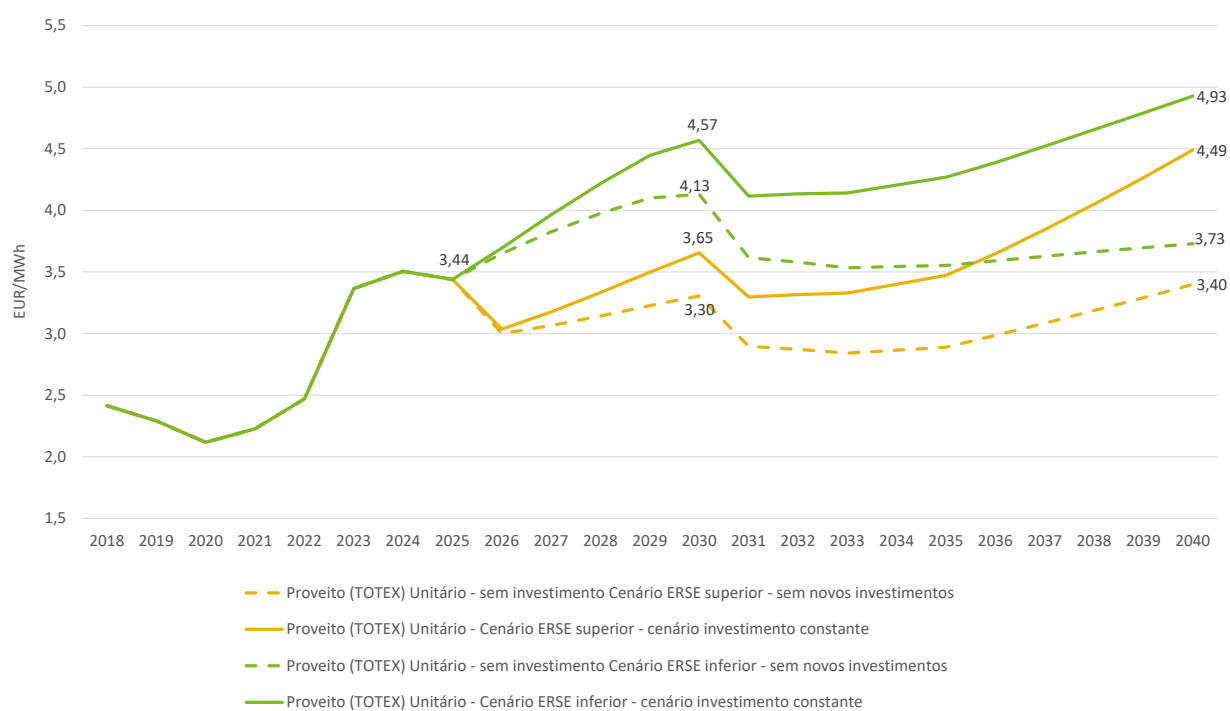
A realização dos investimentos considerados no cenário ERSE implicará, para o ano de 2030, um acréscimo estimado do proveito permitido unitário na ordem dos 6,5% para o cenário de procura superior, comparativamente ao proveito permitido unitário desse ano sem os investimentos. Se fossem considerados os investimentos propostos no PDIRG 2025 (cenário PDIRG), esse acréscimo seria de 10,6%.

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS _CENÁRIOS ATÉ 2040

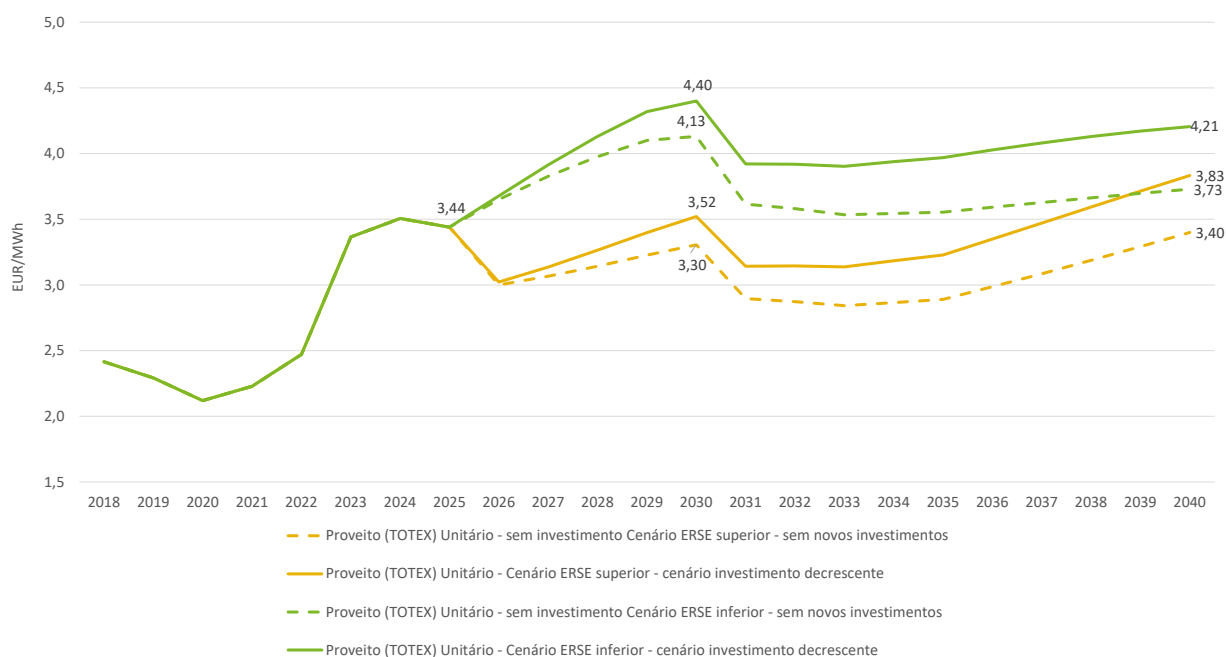
A Figura 7-2 apresenta a evolução dos proveitos unitários das atividades de Alta Pressão, para cada um dos dois cenários de quantidades de energia transportada, e para os dois cenários de investimento (investimento constante e investimento decrescente). Para cada um destes cenários de procura e de investimentos são apresentadas, a título comparativo, as séries dos proveitos permitidos para o caso de não ocorrerem novos investimentos a partir de 2025.

Figura 7-2 - Proveito permitido unitário até 2040

Cenários de investimento base e constante



Cenários investimento base e decrescente



Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

No cenário de investimento constante, observa-se acréscimos de 0,36 EUR/MWh e 0,84 EUR/MWh, consoante o nível procura, entre 2030 e 2040. Relativamente ao cenário base, os acréscimos são de 1,2 EUR/MWh e 1,1 EUR/MWh.

No cenário de investimento decrescente, entre 2030 e 2040 os proveitos unitários decrescem em - 0,19 EUR/MWh, caso se considere o cenário de procura superior, mas aumentam em 0,31 EUR/MWh, no cenário de procura inferior. Relativamente ao cenário base, verificam-se acréscimos de 0,48 EUR/MWh e 0,43 EUR/MWh.

A queda observada nos proveitos unitários em 2031 deve-se à amortização integral dos ativos do Terminal de GNL.

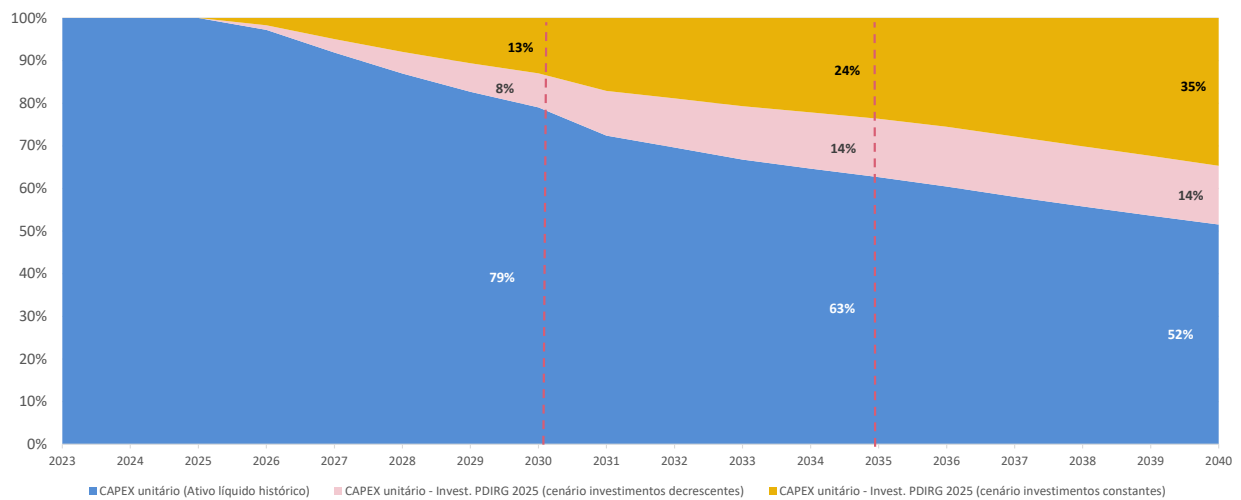
As análises efetuadas pretendem avaliar os impactes dos novos investimentos ao nível do CAPEX³² e dos proveitos permitidos das atividades reguladas. Na Figura 7-3 observa-se o peso relativo dos investimentos

³² *Capital expenditure*- custos aceites correspondentes às amortizações dos ativos e à remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios.

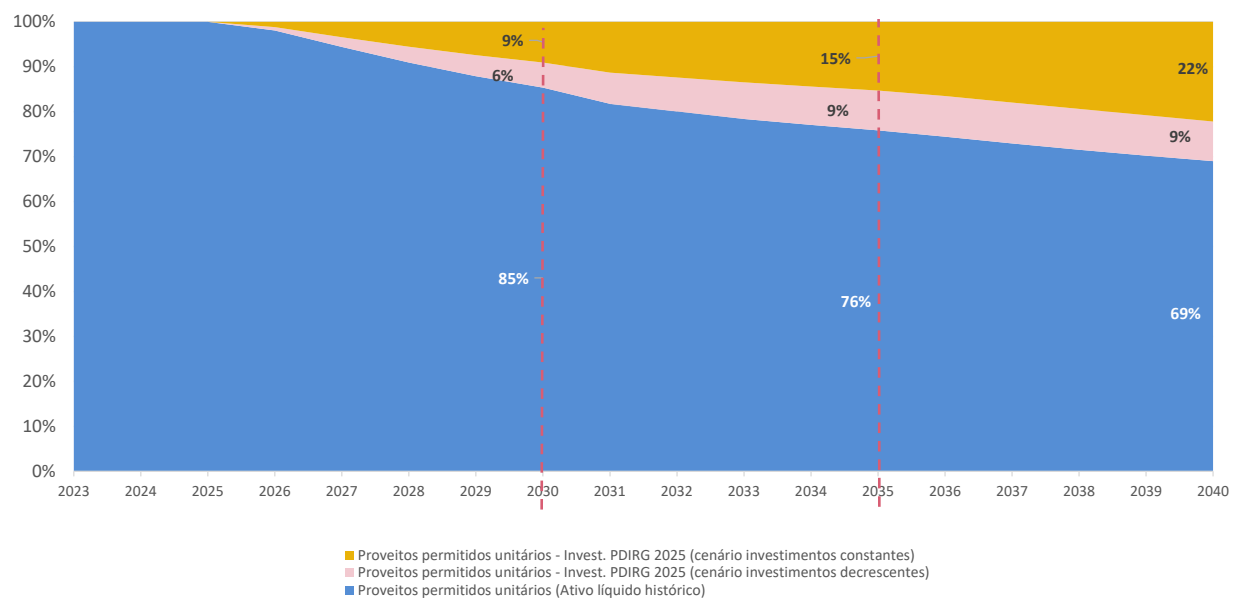
considerados em cada um dos cenários de investimento analisados neste documento, para o cenário superior de procura.

**Figura 7-3 - Peso dos investimentos propostos no CAPEX e no proveito permitido unitário
(cenário superior)**

Peso dos novos investimentos no CAPEX unitário



Peso dos novos investimentos no proveito permitido unitário



Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

Os novos investimentos considerados representam, em 2030, cerca de 8% e 13% do CAPEX unitário, no cenário investimentos decrescentes e no cenário investimentos constantes, respetivamente. Considerando o proveito permitido unitário, esses novos investimentos representam cerca de 6% e 9% na mesma referência temporal.

Realça-se que, em 2040, os investimentos já efetuados até 2025, acrescidos dos investimentos que tenham sido objeto de aprovação autónoma pelo concedente, representam ainda cerca de 52% do CAPEX unitário desse ano.

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS - CONCLUSÃO

O quadro seguinte apresenta para 2030 os impactes ao nível do proveito permitido unitário das atividades em AP dos novos investimentos propostos, em cada um dos cenários estudados.

Quadro 7-3 - Impacte dos novos investimentos no proveito permitido unitário das atividades de Alta
Pressão por quantidades de gás transportado 2025-2030

EUR/ MWh	Proveito Unitário	Proveito Unitário c/ Investimentos até 2025 + PDIRG 2017 + aprovação autónoma (cenário base)	Variação do Proveito Unitário (cenário base - PP ano 2025)		Proveito Unitário com PDIRG-ERSE 2025 (cenário PDIRG)	Variação do Proveito Unitário (cenário PDIRG - PP ano 2025)		Proveito Unitário com PDIRG-ERSE 2025 (cenário ERSE)	Variação do Proveito Unitário (cenário ERSE - PP ano 2025)	
			€	%		€	%		€	%
	2025	2030	2025 → 2030		2030	2025 → 2030		2030	2025 → 2030	
REN										
Cenário ERSE Superior	3,4398	3,3049	-0,1349	-3,9%	3,6547	0,2149	6,2%	3,5208	0,0810	2,4%
Cenário ERSE Inferior		4,1303	0,6905	20,1%	4,5675	1,1277	32,8%	4,4001	0,9603	27,9%
REN ATLÂNTICO										
Cenário ERSE Superior	0,7871	0,6467	-0,1404	-17,8%	0,7365	-0,0506	-6,4%	0,7186	-0,0685	-8,7%
Cenário ERSE Inferior		0,8082	0,0211	2,7%	0,9205	0,1334	16,9%	0,8980	0,1109	14,1%
REN ARMAZENAGEM										
Cenário ERSE Superior	0,4348	0,4774	0,0426	9,8%	0,5275	0,0926	21,3%	0,4949	0,0601	13,8%
Cenário ERSE Inferior		0,5967	0,1618	37,2%	0,6592	0,2244	51,6%	0,6185	0,1837	42,2%
REN GASODUTOS										
Cenário ERSE Superior	2,2179	2,1808	-0,0371	-1,7%	2,3908	0,1729	7,8%	2,3073	0,0895	4,0%
Cenário ERSE Inferior		2,7254	0,5075	22,9%	2,9878	0,7700	34,7%	2,8836	0,6657	30,0%

Nota: Os investimentos em IT e não específicos para 2030 estão incorporados, para efeito desta análise, na REN Gasodutos.

Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

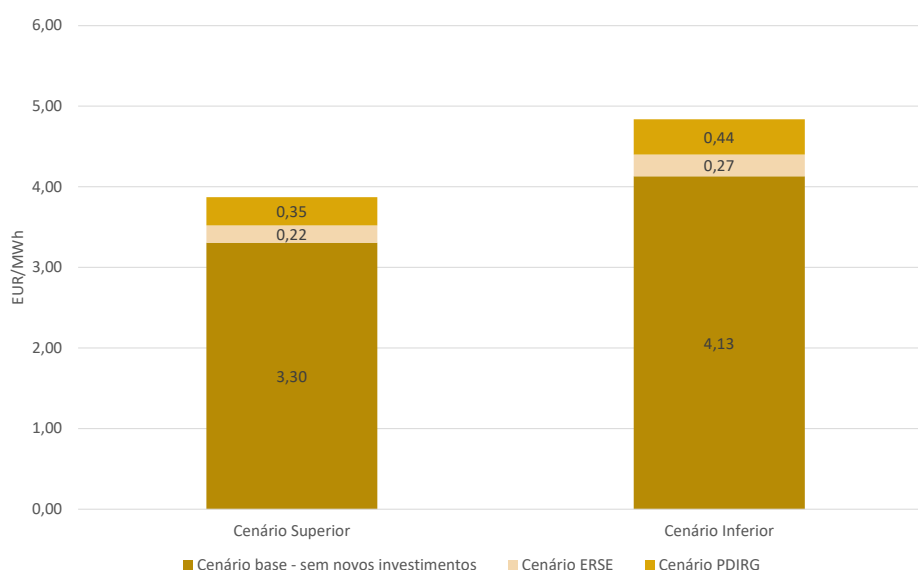
Considerando os dois cenários de procura, estima-se que os investimentos em exploração em 2025 (Investimentos até 2025 + PDIR-GN 2017 + aprovação autónoma) acrescidos dos novos investimentos contantes dos cenários PDIRG e ERSE, resultarão num crescimento dos proveitos permitidos unitários de

todas as atividades de Alta Pressão³³. Reforça-se, que as variações aqui apresentadas estão influenciadas pela redução do nível da procura implícita nos dois cenários de procura considerados.

Para o cenário superior de procura verifica-se que em termos absolutos o maior crescimento ocorre na atividade de transporte de gás, cujo proveito unitário em 2030 representa cerca de 2,3 EUR/MWh no cenário ERSE e 2,4 EUR/MWh no cenário PDIRG, correspondendo a cerca de 65% dos proveitos unitários das atividades de alta pressão³⁴. Em termos relativos, o crescimento é mais acentuado na atividade de armazenamento subterrâneo, e decorre essencialmente do valor aprovado autonomamente pelo Despacho MAEn/1/2025, de 9 de janeiro, para a realização de investimentos com a adaptação da RNTG a misturas de gases e H₂, até 10% em volume.

A Figura 7-4 apresenta para 2030 os impactos de cada um dos cenários de investimento para os dois cenários de procura. Esta figura considera, como valor base para a análise, um cenário sem novos investimentos do PDIRG 2025 ao longo do período 2026-2030.

Figura 7-4 - Impacte nos proveitos permitidos unitários de 2030 dos cenários de investimento analisados



Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

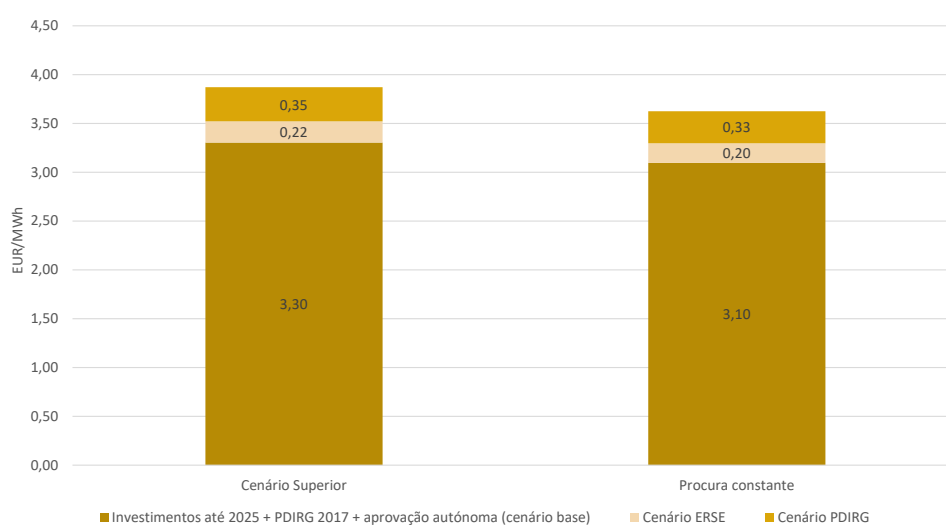
³³ Com exceção da REN atlântico no cenário de procura superior

³⁴ Em 2030 o proveito permitido unitário das atividades de alta pressão, para o cenário superior de procura, corresponde a cerca de 3,52 EUR/MWh no cenário ERSE e 3,65 EUR/MWh no cenário PDIRG.

A figura permite verificar que a realização dos investimentos considerados pela ERSE, terá em 2030 um impacto de 0,22 EUR/MWh, para o cenário de procura superior, de 0,27 EUR/MWh, para o cenário de procura inferior, relativamente à hipótese de não realização de qualquer investimento do PDIRG 2025 ao longo do período 2026-2030. Caso se realizem os investimentos previstos no PDIRG, em 2030 o impacto seria de 0,35 EUR/MWh, para o cenário de procura superior, de 0,44 EUR/MWh, para o cenário de procura inferior.

Conforme referido anteriormente, a evolução da procura considerada nas análises efetuadas tem um impacto bastante acentuado no proveito unitário apurado. A figura abaixo apresenta o impacto da procura nos proveitos permitidos unitários. Assim, caso o nível de procura se mantivesse constante ao longo do período 2025-2030, o proveito permitido unitário resultante dos novos investimentos seria cerca de 6,3% inferior ao proveito permitido unitário apurado para o cenário de procura superior.

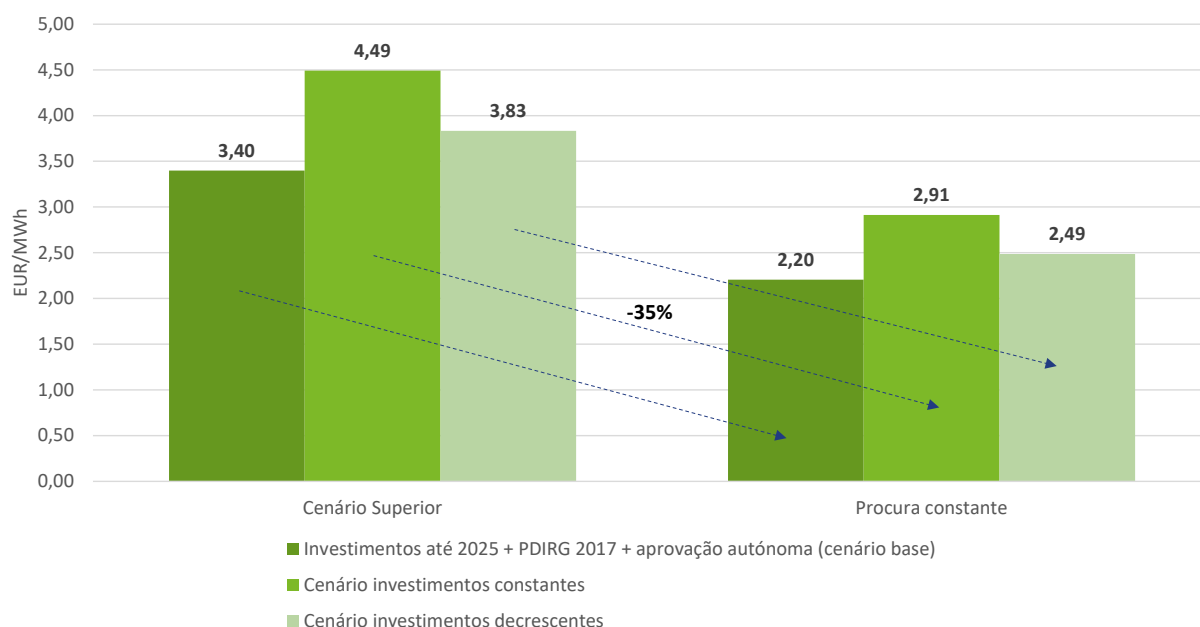
Figura 7-5 - Impacte dos investimentos nos proveitos permitidos unitários de 2030 com a procura constante no período 2025-2030



Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, ERSE

Efetuando o exercício semelhante para o ano de 2040, último ano do horizonte temporal das simulações efetuadas, mantendo constante a procura de 2025, os proveitos permitidos unitários nesse ano, seriam 35% inferiores ao estimado com os cenários de investimento e de procura considerados neste Parecer, tal como é apresentado na Figura 7-6.

Figura 7-6 - Impacte dos investimentos nos proveitos permitidos unitários de 2040 com a procura constante no período 2025-2040



Como referido anteriormente, os pressupostos do RMSA- G 2024 não foram tidos em conta por este ter sido publicado quase em simultâneo com o fecho deste parecer.

No entanto, caso tivessem sido considerados, como as previsões deste último RMSA-G são claramente mais elevadas a partir de 2035, os impactos em proveitos unitários seriam inferiores aos apresentados.

7.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS NA RNTG PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2025 EM 2030

Neste subcapítulo, avalia-se o impacte tarifário associado aos cenários de investimento anteriormente apresentados para a atividade de transporte de gás. Os proveitos da atividade de transporte de gás são recuperados pela tarifa de Uso da Rede de Transporte. Assim, a avaliação dos impactes tarifários da proposta de PDIRG 2025 é efetuada ao nível da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) e,

consequentemente, ao nível das tarifas de Acesso às Redes (TAR) e dos preços médios de venda a clientes finais ³⁵.

Importa também sublinhar que as análises de impactes tarifários efetuadas pela ERSE no presente documento são *ceteris paribus* relativamente aos restantes custos e receitas do SNG, designadamente as tarifas de uso da rede de distribuição e os preços de energia e comercialização, isto é, considera-se que estes custos não se alteram ao longo do período analisado.

O peso da tarifa de URT, tanto no que se refere às TAR, como aos preços médios de venda a clientes finais, é apresentado no quadro seguinte, para as tarifas no ano civil 2025.

Quadro 7-4 - Peso médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços médios de venda a clientes finais, em 2025

Nível de pressão	Peso da tarifa de URT nas TAR	Peso da tarifa de URT nos preços médios de venda a clientes finais
AP	67,0%	2,7%
MP	23,2%	2,1%
BP>	6,2%	1,7%
BP<	2,4%	1,3%

Sendo a análise de impactes realizada em anos civis, esta tem por referência o preço médio da tarifa de URT em 2025, determinado pela média ponderada das tarifas do ano gás 2024-2025 (proporção de 3/4) e das tarifas do ano gás 2025-2026 (proporção de 1/4), uma vez que o ano gás decorre entre outubro do ano anterior e setembro do ano seguinte.

Em 2025, a tarifa de URT apresenta um preço médio de 0,95 EUR/MWh, devido aos ajustamentos ³⁶ e ao mecanismo de diferimento temporal associado a desvios de procura ³⁷, nos anos gás em questão. Caso não

³⁵ Estes preços médios são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo, incluindo os mercados regulado e liberalizado. A tarifa aditiva de venda a clientes finais para AP, MP e BP> considera, ainda, a adição de um diferencial ao preço da tarifa de Energia dos comercializadores de último recurso. Assim, os preços médios de venda a clientes finais representam a melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista.

³⁶ Ajustamentos de s-1 e s-2 da atividade de transporte de gás natural.

³⁷ Diferimento temporal dos desvios de proveitos em s associados à procura de gás dos anos gás s-2 a s.

sejam considerados estes efeitos, o preço médio da tarifa de URT em 2025 reduz-se para 0,89 EUR/MWh, valor que é utilizado como referência para a análise dos cenários.

A avaliação dos impactes tarifários na atividade de transporte de gás, decorrentes da concretização dos investimentos previstos na proposta de PDIRG 2025 tem por base os cenários de investimento detalhados anteriormente (capítulo 6), diferenciados pelas três perspetivas de evolução do nível da procura, a da proposta de PDIRG 2025 e os cenários, inferior e superior, definidos pela ERSE (conforme subcapítulo 4.2).

Em todos os cenários de procura, considera-se um consumo para 2025 que tem por base as previsões nas tarifas de gás para 2025-2026.

Uma vez que a análise da variação tarifária se centra no primeiro quinquénio da proposta de PDIRG, até 2030, os cenários de investimento ³⁸ relevantes são o Cenário Base (Investimentos aprovados no âmbito do PDIRG-GN 2017 + aprovações autónomas), o Cenário PDIRG (Investimentos propostos no PDIRG 2025) e o Cenário ERSE (Cenário ERSE de Investimentos) para esse período.

Esta análise considera apenas os investimentos na RNTG, não incluindo qualquer investimento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG. Adicionalmente, no que respeita aos proveitos na RNTG, são considerados apenas aqueles que têm impacto direto quer na tarifa de Acesso às Redes, quer nos preços médios de referência de venda a clientes finais, ou seja, os proveitos recuperados nas saídas da RNTG. Estes proveitos representam 72% dos proveitos totais definidos para a RNTG ³⁹.

O Quadro 7-5 apresenta, para os três cenários de procura, os **impactes tarifários, em termos médios anuais, entre 2025 e 2030**, discriminados por nível de pressão, para os cenários de investimento **proposta de PDIRG e ERSE**, por comparação com o cenário Base (cujos valores são também apresentados).

³⁸ Os cenários de investimento são descritos no capítulo 6.

³⁹ 72% dos proveitos são recuperados nos pontos de saída e os restantes 28% nos pontos de entrada da rede de transporte, conforme processo de consulta pública ERSE n.º 117 realizado ao abrigo do artigo 28.º do Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março. Documentos da consulta pública disponíveis [aqui](#).

Quadro 7-5 – Impacte tarifário médio anual, entre 2025 e 2030, dos diferentes cenários de investimento, na tarifa de Uso da Rede de Transporte, nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços médios de referência de venda a clientes finais

Tarifas	Impacte Tarifário (anualizado) em 2030 face a 2025								
	Procura: Cenário ERSE Inferior			Procura: Cenário PDIRG Central			Procura: Cenário ERSE Superior		
	Cenários de Investimento			Cenários de Investimento			Cenários de Investimento		
	Base	PDIRG	ERSE	Base	PDIRG	ERSE	Base	PDIRG	ERSE
Uso Rede Transporte (URT)	17,2%	+2,2 p.p.	+1,3 p.p.	15,0%	+2,1 p.p.	+1,3 p.p.	12,1%	+2,1 p.p.	+1,3 p.p.
Acesso às Redes	3,7%	+0,6 p.p.	+0,4 p.p.	3,2%	+0,6 p.p.	+0,3 p.p.	2,4%	+0,5 p.p.	+0,3 p.p.
AP	12,6%	+1,7 p.p.	+1,0 p.p.	10,9%	+1,7 p.p.	+1,0 p.p.	8,7%	+1,6 p.p.	+1,0 p.p.
MP	5,1%	+0,8 p.p.	+0,5 p.p.	4,3%	+0,7 p.p.	+0,5 p.p.	3,3%	+0,7 p.p.	+0,4 p.p.
BP>	1,5%	+0,2 p.p.	+0,2 p.p.	1,2%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.	0,9%	+0,2 p.p.	+0,1 p.p.
BP<	0,6%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,5%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,4%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.
Preços Finais	0,5%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,5%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,3%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.
AP	0,6%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,5%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,4%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.
MP	0,5%	+0,1 p.p.	+0,1 p.p.	0,4%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.	0,3%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.
BP>	0,4%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.	0,3%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.	0,3%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.
BP<	0,3%	+0,1 p.p.	+0,0 p.p.	0,3%	+0,0 p.p.	+0,0 p.p.	0,2%	+0,0 p.p.	+0,0 p.p.

Nota: Por preços finais consideram-se os preços médios de venda a clientes finais.

Para o **cenário de procura PDIRG central**, tendo em conta os investimentos inscritos na **proposta de PDIRG**, a tarifa de Uso da Rede de Transporte teria em 2030, face a 2025, um agravamento tarifário médio anual, face ao cenário Base, de +2,1 pontos percentuais (p.p.), o que significaria aumentos médios anuais de +0,6 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,1 p.p. nos preços médios de venda a clientes finais, face ao cenário Base.

Ainda no cenário de procura PDIRG central, em 2030, face a 2025, o **cenário ERSE** resultaria, em termos médios anuais, e face ao cenário Base, num incremento tarifário de +1,3 p.p. na tarifa de Uso da Rede de Transporte, o que se refletiria num aumento médio anual de +0,3 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes e de +0,1 p.p. nos preços médios de venda a clientes finais.

Os impactes tarifários nas tarifas de URT para o **cenário de procura ERSE inferior** e para o **cenário de procura ERSE superior** são próximos dos impactes para o cenário ERSE central, sendo ligeiramente superiores no primeiro caso e ligeiramente inferiores no segundo caso.

Os impactes tarifários nas tarifas de Acesso às Redes e nos preços finais pagos pelos consumidores apresentam valores diferenciados por nível de pressão, sendo que serão tanto menores quanto menor é o nível de pressão. Este facto decorre de a rede de transporte assumir um peso mais reduzido na fatura dos consumidores dos níveis de pressão inferiores (conforme apresentado no Quadro 7-4).

Por **nível de pressão**, verifica-se que, nos três **cenários de procura** considerados, os investimentos incluídos no **cenário PDIRG** levariam a um impacto tarifário médio anual entre +0,1 p.p. e +1,7 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes. O acréscimo tarifário nos preços médios de referência de venda a clientes finais é reduzido nos vários níveis de pressão (+0,1 p.p.).

Caso fossem considerados os investimentos incluídos no **cenário ERSE**, os impactes tarifários médios anuais, entre 2025 e 2030, face ao cenário Base, situar-se-iam entre +0,0 p.p. e +1,0 p.p. nas tarifas de Acesso às Redes, conforme o nível de pressão, tendo impacto nulo ou reduzido (+0,0 p.p. a +0,1 p.p.) em todos os níveis de pressão no que se refere aos preços médios de venda a clientes finais.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

