

CONSULTA PÚBLICA 132

ENQUADRAMENTO

PROPOSTA DE PDIRG 2025

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2026-2035

SETOR GÁS

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
1.1	Procedimentos da Consulta Pública	1
1.2	Enquadramento Legal Nacional.....	2
1.3	Enquadramento Legal Europeu	6
1.3.1	Planos de desenvolvimento e investimentos nas infraestruturas	6
1.3.2	Diferenciação entre vetores energéticos do gás e do hidrogénio renovável.....	6
1.3.3	Mistura de hidrogénio no gás do SNG	7
1.3.4	Investimentos no vetor energético do hidrogénio fora do contexto desta Consulta Pública	8
2	PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES	10
2.1	Principais Recomendações do Parecer da ERSE à Proposta de PDIRG 2023	11
2.2	Investimento aprovado em processos de aprovação autónoma.....	13
3	PROPOSTA DE PDIRG 2025	15
3.1	Investimento Inscrito na Proposta de PDIRG 2025.....	15
3.2	Evolução temporal do Investimento.....	18
3.3	Investimento em Projetos Base	20
3.4	Investimento em Projetos Complementares.....	25
3.4.1	Projeto de adaptação da RNTG e AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.....	25
3.4.2	Armazenamento Subterrâneo	27
3.4.3	Receção de biometano na RNTG	28
3.5	Procura	31
4	QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA	36

1 Enquadramento

1.1 PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

Em cumprimento do estabelecido no número 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, a REN Gasodutos, 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 dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública a proposta de PDIRG 2025, elaborada pela REN Gasodutos.

A ERSE terá em consideração os comentários recebidos no âmbito da consulta pública para efeitos da elaboração do relatório da mesma, a enviar à DGEG e ao operador da RNTG, nos termos previstos no n.º 2 do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, bem como no âmbito da elaboração do seu Parecer à proposta de PDIRG 2025.

Juntamente com a publicação do Parecer, a ERSE disponibilizará igualmente na sua página de internet cada um dos comentários recebidos e ainda um documento onde são resumidas e identificadas as principais matérias que suscitaram comentários.

Os contributos devem ser enviados preferencialmente por e-mail ou, em alternativa, por correio, para os seguintes contactos, identificando a consulta a que responde ao introduzir o número da consulta no assunto da mensagem e em (eventuais) documentos anexos (Ex: Assunto: CP 132 ou Consulta Pública 132):

- Endereço eletrónico: consultapublica@erse.pt
- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama 1, 3.º andar, 1400-113 Lisboa

Os contributos serão publicados, exceto se, expressamente, for pedida confidencialidade. Em caso de confidencialidade deve ser disponibilizada uma versão pública. Em qualquer caso, o(s) interessado(s) deve(m):

- a) Confirmar se são enviados elementos cuja divulgação seja restrita.
- b) Para proteção dos dados pessoais dos remetentes, enviar os contributos num documento autónomo que não contenha os mencionados dados pessoais.

A consulta decorre entre o dia 6 de maio e o dia 20 de junho de 2025, sendo este o período durante o qual podem ser enviados comentários.

O presente documento de enquadramento da consulta pública pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRG 2025 e, deste modo, coadjuvar a ERSE na elaboração de um Parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões. Adicionalmente, com a divulgação do relatório da consulta pública pela ERSE, também a DGEG poderá beneficiar do conteúdo do mesmo e dos contributos da consulta pública para a elaboração do seu Parecer à proposta de PDIRG 2025.

1.2 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador.

De acordo com o artigo 86.º do referido Decreto-Lei, o planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009¹, nomeadamente quanto ao

¹ Entretanto revogado através da aprovação do Regulamento (UE) 2024/1789 e da Diretiva (UE) 2024/1788.

plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do «Plano Nacional Energia-Clima 2030» (PNEC 2030)² e do «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» (RNC 2050)³.

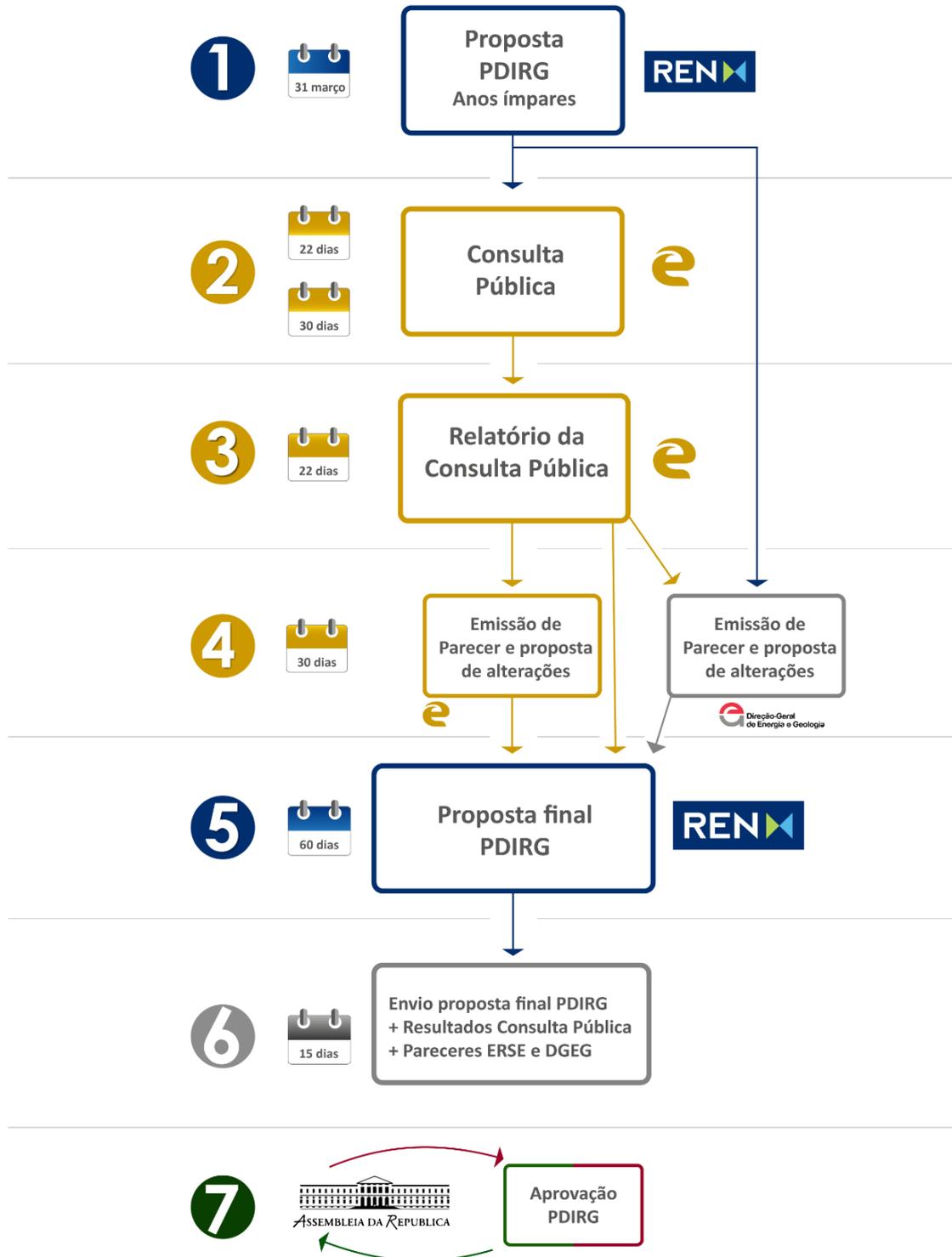
Nos termos do número 2 do mesmo artigo, o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG), cujo procedimento de elaboração segue as fases descritas na figura seguinte.

² A atualização do Plano Nacional Energia e Clima 2030 foi aprovada a 3 de dezembro de 2024 na Comissão Parlamentar de Ambiente e Energia, e submetida à Comissão Europeia, e está acessível neste [endereço de página de internet](#).

³³³ O «Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050» foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, acessível neste [endereço de página de internet](#).

Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRG

DESENVOLVIMENTO, APROVAÇÃO E EXECUÇÃO DO PDIRG (anos ímpares)



Fonte: ERSE

Existem outros diplomas legais sobre o setor energético e particularmente sobre o setor do gás que suportam a análise da proposta de PDIRG 2025 e a presente consulta pública.

A União Europeia (UE) determinou que os Estados-Membros têm a obrigação de apresentar um Plano Nacional integrado de Energia Clima para 2021-2030, que inclui as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

É neste contexto que nos últimos anos o setor energético nacional tem sofrido alterações consideráveis, pelo que se tem associado este momento a um período de transição energética. Assim, em Portugal vários instrumentos foram desenvolvidos e publicados pelo Governo português para responder ao desafio da transição energética associado ao compromisso de assegurar a neutralidade das suas emissões até ao final de 2050. O RNC 2050, o PNEC 2030 ⁴, a «Estratégia Nacional para o Hidrogénio» ⁵ e o enquadramento legislativo do Sistema Nacional de Gás, que foi conferido pela publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020 ⁶, onde se integram as infraestruturas de gás, são quatro desses instrumentos que apontam para uma estratégia política energética rumo à descarbonização.

Mais recentemente, em março de 2024, foi aprovado o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB), pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 41, de 15 de março de 2024, o qual estabelece uma estratégia integrada e sustentada, para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal. O PAB apresenta recomendações relativas às necessidades da rede de gás, propondo o desenvolvimento de estudos prospetivos sobre capacidades, fluxos e pontos de injeção, em função do potencial de produção existente a nível regional e de avaliação de alternativas à expansão da rede de gás, nomeadamente com implementação de autoconsumo ou produção local de eletricidade.

⁴ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024](#), de 30 de outubro que aprova a atualização do [Plano Nacional Energia e Clima 2030](#), para efeitos de envio à Assembleia da República.

⁵ A «Estratégia Nacional para o Hidrogénio» foi aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, acessível neste [endereço de página de internet](#).

⁶ O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, está acessível neste [endereço de página de internet](#).

1.3 ENQUADRAMENTO LEGAL EUROPEU

1.3.1 PLANOS DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTOS NAS INFRAESTRUTURAS

A Diretiva (UE) 2024/1788, de 13 de junho, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas. Mais especificamente o Capítulo VIII relativo ao Planeamento integrado da rede, determina as obrigações dos operadores de transporte e das entidades reguladoras no que se refere ao desenvolvimento da rede de gás natural e hidrogénio, bem como as competências para tomar decisões de investimento. Assim, o artigo 55.º determina que os operadores de rede de transporte apresentem à entidade reguladora competente, pelo menos a cada dois anos, um plano decenal de desenvolvimento da rede baseado na oferta e na procura atual e prevista, após consulta aos interessados. O mesmo artigo caracteriza o conteúdo e o tipo de informação que deve constar nos Planos e determina que a entidade reguladora monitorize e avalie a implementação do plano decenal de desenvolvimento da rede.

O artigo 78.º da Diretiva (UE) 2024/1788, determina que as entidades reguladoras têm a obrigação de monitorizar os planos de investimento dos operadores das redes de transporte e dos operadores das redes de transporte de hidrogénio, apresentar no seu relatório anual uma apreciação do plano de investimento destes operadores no que respeita à sua coerência com os planos de desenvolvimento da rede à escala da União referidos nos artigos 32.º e 60.º do Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho, e incluir nessa apreciação recomendações no sentido de modificar esses planos de investimento. Nesta ótica, o referido Regulamento determina a elaboração do Plano decenal de desenvolvimento da rede para o gás à escala da União que deve ser aprovado e publicado de dois em dois anos, pela REORT para o Gás (rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás).

1.3.2 DIFERENCIAÇÃO ENTRE VETORES ENERGÉTICOS DO GÁS E DO HIDROGÉNIO RENOVÁVEL

A Diretiva (UE) 2024/1788, de 13 de junho, prevê a separação vertical entre a propriedade e a exploração da rede e a produção e comercialização de hidrogénio. Prevê, ainda, a criação de operadores de redes de transporte de hidrogénio, juridicamente separados dos operadores de transporte de eletricidade e gás

(separação horizontal)⁷. Tal como no setor do gás, antes de uma empresa ser aprovada e designada como operador da rede de transporte de hidrogénio, deve ser certificada pelas entidades reguladoras nacionais em conformidade com o disposto no artigo 71.º da Diretiva (UE) 2024/1788 e com o artigo 14.º do Regulamento (UE) 2024/1789.

A legislação nacional (em linha com a europeia) já estabelece que a referência ao vetor energético gás (e respetivo setor, sistema, mercado ou infraestruturas) deve abranger o gás natural ou misturas homogéneas deste com outros gases renováveis (como o hidrogénio verde) ou de baixo teor de carbono, nas quotas estipuladas regulamentarmente. Assim, sempre que estejam previstas misturas (*blending*) de gás, continuaremos a estar enquadrados no setor do gás cujas disposições legais seguem o disposto no Decreto-Lei n.º 62/2020. Igual situação acontecerá no futuro, quando a rede (ou parte dela) veicule unicamente biometano ou qualquer outro gás renovável, e que esteja dentro das especificações legais que o definam como gás destinado à introdução no consumo.

1.3.3 MISTURA DE HIDROGÉNIO NO GÁS DO SNG

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 enquadramento, o artigo 21.º do referido Regulamento estabelece que os operadores de 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.

⁷ Os Estados-Membros podem conceder aos operadores das redes de transporte de hidrogénio, com base numa análise custo-benefício positiva que esteja disponível ao público, derrogações, sob reserva de uma avaliação positiva pela entidade reguladora.

O mesmo artigo estabelece 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.

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.

1.3.4 INVESTIMENTOS NO VETOR ENERGÉTICO DO HIDROGÉNIO FORA DO CONTEXTO DESTA CONSULTA PÚBLICA

A REN Gasodutos incluiu na sua proposta de PDIRG 2025 um apêndice com investimentos associados ao vetor energético hidrogénio, em que faz o enquadramento e caracterização dos projetos H2med — interligação Portugal-Espanha, Celorico da Beira – Zamora (“CelZa”) e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio. Estes projetos de âmbito nacional do vetor do hidrogénio deverão integrar um futuro plano decenal do hidrogénio à escala europeia.

O pacote legislativo europeu relativo ao mercado do hidrogénio e do gás descarbonizado, publicado em julho de 2024, constituído agora pelo Regulamento (UE) 2024/1789 e pela Diretiva (UE) 2024/1788⁸, reformula a diretiva e o regulamento pré-existentes relativos ao mercado interno do gás natural, a fim de ter em conta as estratégias de descarbonização da UE no setor do gás. A nova legislação visa permitir e facilitar a transição do gás de origem fóssil para gás de origem renovável e a criação de um mercado europeu do hidrogénio.

O pressuposto subjacente à criação desse mercado europeu é o de que o hidrogénio será comercializado através de uma rede própria e de um mercado dedicado, que contenha hidrogénio de elevado grau de pureza, em vez de ser misturado com gás. Por conseguinte, é necessário desenvolver uma rede de hidrogénio separada e estabelecer regras específicas para o mercado do hidrogénio. A este respeito, o pacote legislativo europeu aplica ao novo mercado de hidrogénio, em termos gerais, os mesmos princípios fundamentais da atual conceção do mercado do gás no que diz respeito à propriedade e exploração da rede, às regras de acesso à rede e às tarifas de acesso à rede.

⁸ O pacote integra, ainda, o Regulamento UE 2024/1787, relativo à redução das emissões de metano no sector da energia.

Assim, e apesar de apresentar o referido apêndice com investimentos associados ao vetor energético hidrogénio neste documento relativo à sua proposta de PDIRG 2025, a REN Gasodutos também identifica a necessidade de se proceder à transposição da Diretiva (UE) 2024/1788 para a legislação portuguesa, que designará formalmente a entidade reguladora para o novo setor do hidrogénio que, depois, terá a responsabilidade da certificação dos Operadores de Redes de Transporte de Hidrogénio. Depois dessa designação e certificação, caberá a esses (novos) Operadores de Redes de Transporte a responsabilidade de apresentar as suas propostas de investimento para as respetivas infraestruturas do vetor de hidrogénio.

Neste contexto, assumiu-se que a presente Consulta Pública e o respetivo documento de enquadramento se referem apenas aos investimentos na RNTIAT do SNG e que os investimentos apresentados no referido Apêndice deverão ser apreciados à luz do futuro quadro legal do setor do hidrogénio.

2 PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES

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, 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.

A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Sr. Secretário de Estado da Energia o PDIRGN 2017 (decénio 2018-2027), com a aprovação do conjunto de investimentos relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022), no valor total de 51,2 milhões de euros. Apenas foram aprovados os projetos classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base, ou seja, foi adiada a apreciação e aprovação dos projetos classificados como Projetos Complementares para outros exercícios de PDIRG. Constituiu exceção a aprovação de um montante de 1,9 milhões de euros em projetos complementares para ligação física de clientes.

Posteriormente, foram submetidas à ERSE as propostas de PDIRGN 2019⁹, PDIRG 2021¹⁰ e PDIRG 2023¹¹, sobre as quais a ERSE deu o seu Parecer conforme previsto na legislação em vigor, mas que não teve conhecimento de qualquer decisão de aprovação por parte do concedente.

Tal significa que, em sede de aprovação de PDIRG, não existe qualquer investimento na RNTIAT aprovado após 2022, sem prejuízo de outros processos de aprovação autónoma ao PDIRG que, entretanto, ocorreram, e que serão descritos adiante.

⁹ [Parecer da ERSE](#) emitido a 19 de junho de 2020.

¹⁰ [Parecer da ERSE](#) emitido a 28 de agosto de 2021.

¹¹ [Parecer da ERSE](#) emitido a 5 de setembro de 2023.

2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2023

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 RNTIAT¹².

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;

¹² 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 Armazenamento Subterrâneo 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 espectável 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 subsidiasões 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.

2.2 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/2025¹³, 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 totais. 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 parecer¹⁴, 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 2-1 – Repartição do investimento aprovado autonomamente

	M€
Realização de estudos de adequação da RNTG e AS do Carricho	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 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 2024 e 2025 cujos investimentos foram revistos e ascendem a **32,8 milhões de euros**.

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

¹³ Despacho exarado sobre a Informação n.º 166/2024, de 27 de dezembro, da Direção Geral de Energia e Geologia.

¹⁴ <https://www.erse.pt/media/5yyjvd2m/parecer-aprovacao-autonoma-investimentos-ren-para-h2.pdf>.

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 ao 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 M€**) 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.

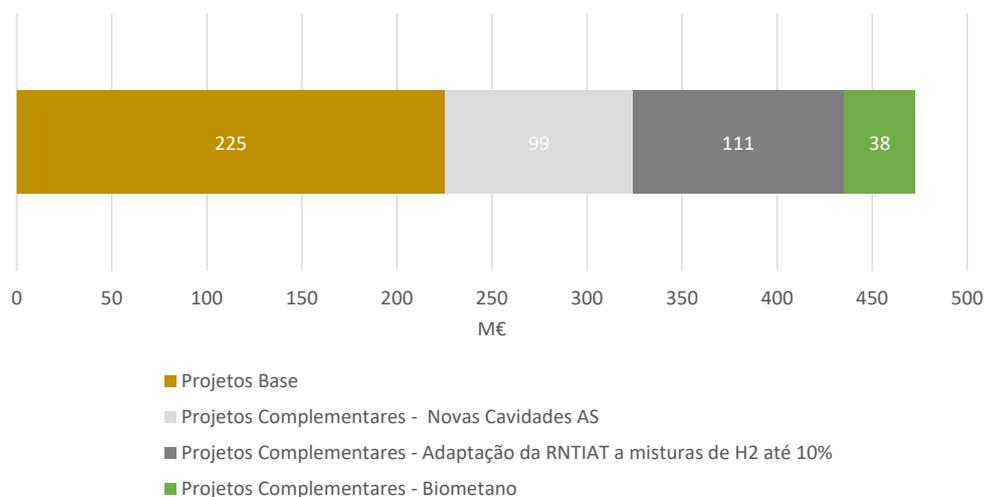
Ao contrário dos restantes investimentos aprovados, o projeto associado às novas cavernas do AS está incluído na proposta de PDIRG 2025 e classificado como projeto complementar, pelo que, embora seja objeto da consulta pública, tem subjacente a indicação do Concedente para a sua concretização.

3 PROPOSTA DE PDIRG 2025

3.1 INVESTIMENTO INSCRITO NA PROPOSTA DE PDIRG 2025

A proposta de PDIRG 2025, para o período em apreciação, perspetiva o desenvolvimento de projetos de investimentos nas três infraestruturas em alta pressão, designadamente a RNTG, o TGNL de Sines 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 **472,7 milhões de euros** para o período de 10 anos, entre 2026 e 2035, tal como apresentado na figura que se segue. Este montante é referente a custos totais, ou seja, são os custos diretos externos acrescidos de 12% (aplicado às três infraestruturas) relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros. Ao longo deste documento os montantes apresentados são sempre a custos totais.

Figura 3-1 – Montante global de investimento a custos totais para o decénio 2026-2035



Fonte: Proposta de PDIRG 2025

Projetos Base

O primeiro bloco de investimentos incluído na proposta de PDIRG 2025, num total de **225,4 milhões de euros**, e a concretizar nos 10 anos do horizonte da proposta, engloba, segundo a classificação da empresa REN Gasodutos, os seguintes projetos de investimento como “Projetos Base”:

- Os projetos de remodelação, de modernização e digitalização de ativos em serviço, constituídos por projetos que fomentem melhorias operacionais e/ou de segurança, projetos que visem dar

cumprimento à legislação e regulamentação específica ou projetos de 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.

A Figura 3-2 apresenta a desagregação do montante a investir em Projetos Base entre 2026 e 2030.

Figura 3-2 – Projetos Base previstos na Proposta de PDIRG 2025



Fonte: Proposta de PDIRG 2025

Sobre o montante de projetos a concretizar no primeiro quinquénio até 2030, num total de **131 milhões de euros**, a empresa identifica um montante de **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 2025¹⁵.

Projetos Complementares

A proposta de PDIRG 2025 inclui como Projeto Complementar, num total de **98,6 milhões de euros**, a 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, a qual determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegure o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais.

Outro bloco associado aos Projetos Complementares é o relativo a investimentos associados a projetos que permitam o *"blending"* entre gás natural e hidrogénio, num total de **111,2 milhões de euros**. 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 Hidrogénio¹⁶, que identificou as metas a atingir para a mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente, 1% a

¹⁵ Ponto "4.2.1 Investimento associado aos Projetos Base" da Proposta de PDIRG 2025.

¹⁶ Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

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.

Neste bloco de projetos, **38,8 milhões de euros** dizem respeito às intervenções de adaptação das infraestruturas da RNTG e **72,4 milhões de euros** são para intervenções no AS para a receção e veiculação de misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.

Por fim, 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 gás 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.

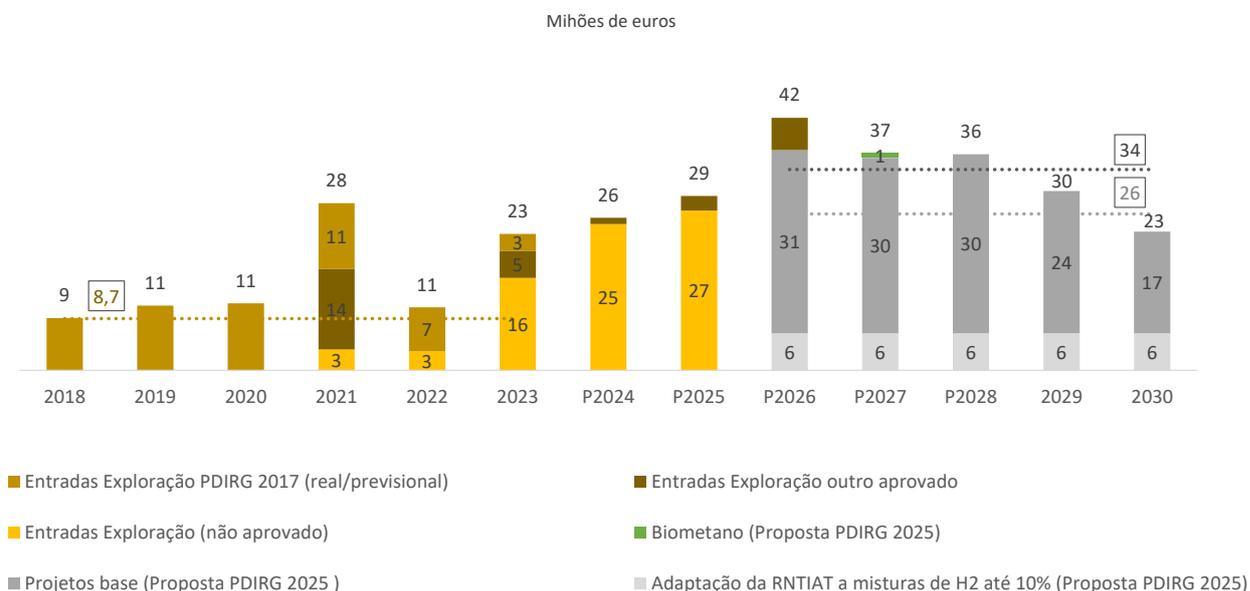
3.2 EVOLUÇÃO TEMPORAL DO INVESTIMENTO

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 2025¹⁷, identificando os montantes aprovados pelo Concedente, quer no PDIRGN 2017, quer em outros processos de aprovação autónoma, tal como descrito no capítulo 2.2.

Na figura infra, apresenta-se igualmente a evolução prevista de entrada em exploração do investimento inscrito na proposta de PDIRG 2025 até 2030, desagregada por “Projetos Base” (acumulado) e por um “Projeto Complementar” (individualizado entre o projeto associado à receção de biometano na RNTG e o projeto 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 para o primeiro quinquénio.

¹⁷ Valores reais até 2023 e valores previsionais estimados pela empresa para efeitos do processo de tarifas, para 2025-2026. Os valores identificados na figura para os anos entre 2022 e 2025 como “não aprovados” resultam do exercício de supervisão realizado pela ERSE para cada infraestrutura da RNTIAT em termos de análise de investimentos entrados em exploração e reconhecimento de custos para efeitos de cálculo de proveitos incluídos na proposta tarifária 2025-2026.

Figura 3-3 – Evolução do Investimento entrado em exploração (real e previsional)



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

A média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2023 (real), aprovado em sede de PDIRGN 2017, representa um montante de **8,7 M€/ano**, que passa a **9,4 M€/ano** se considerarmos as restantes aprovações autónomas.

Se adicionarmos o conjunto de Projetos Base previstos na proposta de PDIRG 2025 entre 2026 e 2030, a média de investimento passa para **26 M€/ano**, subindo para **34 M€/ano** quando considerados os projetos complementares.

1. Considera adequada a proposta de PDIRG 2025 em termos de Projetos Base? Como avalia o crescimento do valor médio a investir, face ao histórico de entradas em exploração nos últimos anos?

3.3 INVESTIMENTO EM PROJETOS BASE

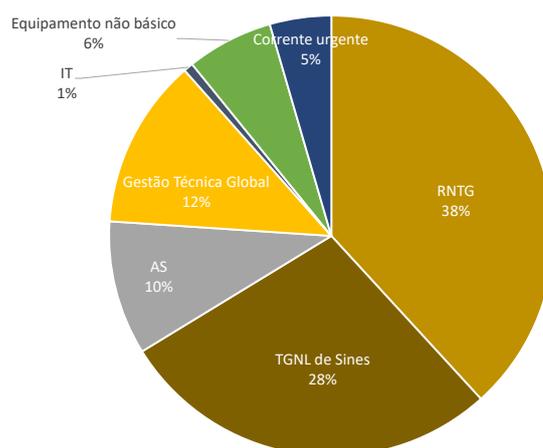
Como descrito anteriormente, a proposta de PDIRG 2025 inclui um bloco de investimento de 225,4 milhões de euros, dos quais 131 milhões de euros dizem respeito ao primeiro quinquénio (2026-2030)¹⁸.

Para melhor se compreender o investimento proposto, apresenta-se no Quadro 3-1 e na Figura 3-4 a natureza do custo relativa a cada infraestrutura, bem como a distribuição desse investimento pelos projetos, por infraestrutura e em termos anuais, para o 1.º quinquénio (Figura 3-5). É ainda apresentado o investimento a realizar na atividade de Gestão Técnica Global, bem como em outras rubricas transversais a todas as infraestruturas.

Quadro 3-1 – Investimento em Projetos Base inscrito na proposta de PDIRG 2025

Projetos Base (M€)	Total	1º Quinquénio	2º Quinquénio
	2026-2035	2026-2030	2031-2035
RNTG	86,2	45,3	40,8
Remodelação e Modernização	76,3	40,4	35,9
Ambiente e Sustentabilidade	4,9	2,5	2,5
Gestão Integrada da Vegetação	4,9	2,5	2,5
TGNL de Sines	63,0	35,7	27,3
Remodelação e Modernização	53,8	31,1	22,7
Ambiente e Sustentabilidades	9,2	4,6	4,6
AS	22,2	11,1	11,1
Remodelação e Modernização	21,3	10,6	10,6
Ambiente e Sustentabilidades	0,9	0,4	0,4
Gestão Técnica Global	28,1	20,7	7,4
Gestão Técnica Global do SNG e Edifícios	28,1	20,7	7,4
IT	1,6	0,7	0,9
Projetos específicos de SI e de cibersegurança	1,6	0,7	0,9
Equipamento não básico	14,2	7,5	6,7
Corrente urgente	10,1	10,1	0,0
Total	225	131	94
DFI		101	

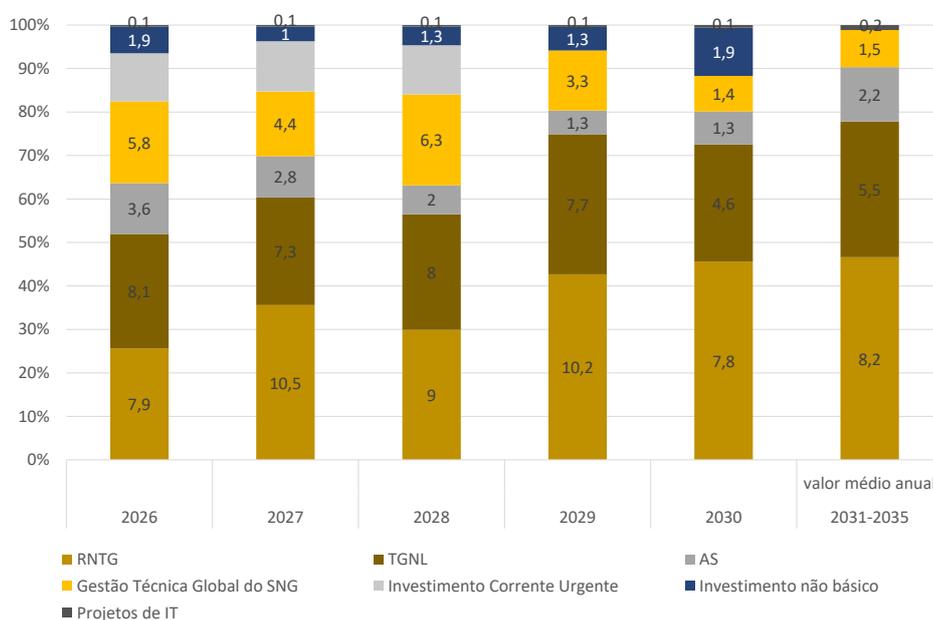
Figura 3-4 – Desagregação dos Projetos Base



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

¹⁸ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Ponto 4 Projetos Base de Investimento.

Figura 3-5 – Desagregação do investimento previsto em Projetos Base para o quinquénio 2026-2030



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

Decisão Final de Investimento (DFI)¹⁹

Como já referido, de um montante total de **131 milhões de euros** relativo a Projetos Base a concretizar no primeiro quinquénio, a REN Gasodutos identifica um montante de **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 2025, e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2026, 2027 e 2028. 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.

No Quadro 3-2 detalha-se a natureza de custos dos Projetos Base para o qual a empresa solicita a aprovação da emissão de DFI. É de realçar que a empresa solicita emissão de DFI para a totalidade do investimento corrente urgente, de natureza transversal, inscrito na proposta de PDIRG 2025 no primeiro quinquénio, correspondendo a um montante de **10,1 milhões de euros**, ao contrário do que sucede para o investimento em cada infraestrutura ou na atividade de Gestão Técnica Global do Sistema.

¹⁹ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Pontos 4.4 a 4.8.

Quadro 3-2 – Investimento em Projetos Base proposto a DFI

Necessidades de DFI (M€)	DFI 2026-2028
RNTG	29,9
Melhoria Operacional	6,8
Adequação Regulamentar	8,2
Gestão de Fim de Vida Útil	12,0
Ambiente e Sustentabilidade	1,5
Gestão Integrada de Vegetação	1,5
TGNL	31,9
Melhoria Operacional	6,6
Adequação Regulamentar	5,8
Gestão de Fim de Vida Útil	15,1
Ambiente e Sustentabilidade	4,4
AS	8,5
Melhoria Operacional	1,9
Adequação Regulamentar	0,6
Gestão de Fim de Vida Útil	5,8
Ambiente e Sustentabilidade	0,2
Gestão Técnica Global e Edifícios	16,1
Equipamento não básico	4,3
IT	0,3
Corrente urgente	10,1
Total de DFI na RTIAT	101

Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

2. Relativamente ao conjunto de Projetos Base, para os quais é solicitada a emissão de DFI, e em particular os investimentos a concretizar em cada infraestrutura:

- a. Concorda que todos os projetos são de natureza urgente e indispensáveis para a manutenção da atividade da RNTIAT, não podendo ser adiada a decisão de emissão DFI?
- b. Caso não concorde, quais os investimentos que considera não serem urgentes e indispensáveis?

Projeto Base de Construção da 4.ª Baía de Enchimento de Cisternas no TGNL

Na proposta de PDIRG 2025 está inscrito o montante de **5,6 milhões de euros** a entrar em exploração entre 2027 e 2028, na construção de uma 4.ª Baía de Enchimento de Cisternas no TGNL. O objetivo deste investimento é aumentar a capacidade de enchimento em mais 12 cisternas/dia, face à atual capacidade

nominal das 3 baías de enchimento que é de 36 cisternas/dia, e, de acordo com a empresa, dessa forma, resolver problemas de congestionamento²⁰ na unidade de enchimento de camiões cisterna.

De acordo com a empresa, esta necessidade de investimento resulta de uma recomendação do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2024-2040 (RMSA-G), no qual esta necessidade foi enquadrada nos objetivos de 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”.

O RMSA-G 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, pelo que se considerou 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). Assim, o Relatório prevê que na situação N-1 (24 cisternas diárias), correspondente à indisponibilidade de uma baía de enchimento e, portanto, à redução de 33% da capacidade disponível, a capacidade de carregamento de cisternas no Terminal não seja suficiente para cobrir as pontas de consumo (ponta provável e ponta extrema), ao longo de todo o horizonte de estudo. Como pressupostos, é considerado o consumo das UAG existentes das UAG previstas no âmbito das novas licenças atribuídas (28)²¹, adicionado do total de postos de abastecimento de gás veicular em operação, que serão na sua quase totalidade convertidos para GNL, num total de 29, o que implica um total de 182 UAG.

É com estes 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 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

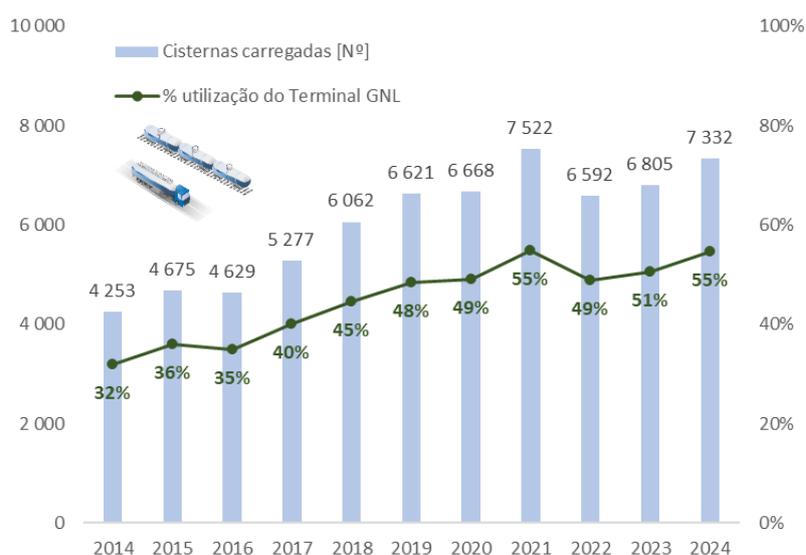
²⁰ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Anexo 6, bem como o capítulo 2 (histórico de utilização de operações de enchimento de cisternas) e o capítulo 3 (previsões da procura das baías de enchimento de cisternas)

²¹ Licenças atribuídas nos últimos anos, ainda em desenvolvimento.

previstas, não permitindo acomodar o aumento do consumo resultante da penetração da nova mobilidade a gás natural.

A figura que se segue apresenta a evolução do número de cisternas carregadas no Terminal nos últimos 10 anos, bem como a utilização da capacidade de carga do TGNL.

Figura 3-6- Número de carregamentos de cisternas e utilização da capacidade de carga no TGNL



Fonte: ERSE e Proposta de PDIRG 2025

3. Face aos dados apresentados, concorda com o pedido de emissão de DFI para o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no TGNL?

Projeto Base de Ampliação do sistema de amarração do TGNL

O projeto para a ampliação do sistema de amarração do TGNL encontra-se englobado no lote de projetos de investimento para os quais é requerida a emissão de DFI. De forma resumida, consiste na construção de dois novos pontos de amarração no Cais de Acostagem, para eliminação de restrições à amarração de

navios com determinadas geometrias. O valor associado ao projeto é de **2,8** milhões de euros, e prevê-se o início da sua implementação em 2029.²²

3.4 INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES

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

Os projetos complementares de adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume²³, de acordo com a REN gasodutos, respondem aos desígnios da política pública nacional do setor da energia e da sua estratégia de descarbonização, em particular as constantes na Estratégia Nacional para o Hidrogénio²⁴, que estabelece as metas de mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG (1% a 5% até 2025 e 10% a 15% até 2030). Assim, os montantes e a calendarização dos investimentos previstos na proposta de PDIRG 2025 representam as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS para responderem às estimativas associadas à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG.

Neste contexto, os operadores das infraestruturas da RNTG e do AS têm vindo a desenvolver e implementar uma estratégia, denominada Programa H2REN, para cumprir com as obrigações das diferentes concessões, alavancar a aquisição e sinergia de competências entre os dois operadores, assegurando um plano de atividades com o objetivo último de identificar as intervenções técnicas necessárias a realizar nas infraestruturas para garantir a sua certificação para a veiculação de hidrogénio.

O Programa H2REN visava avaliar, até final de 2023, a conformidade e certificar estas infraestruturas para receber misturas de hidrogénio com gás natural com percentagens em volume até um máximo de 10%.

Para além desta justificação, um outro aspeto a ter em consideração é o facto de a REN justificar a concretização desses investimentos com o decurso do procedimento concorrencial para a aquisição, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (CURg), de biometano e hidrogénio por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, para injeção na rede pública de gás. Assim, a proposta de PDIRG 2025 refere que o Relatório final do procedimento concorrencial de

²² Vide na Proposta de PDIRG 2025 Anexo 6.

²³ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Pontos 5.2.

²⁴ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.](#)

compra centralizada de hidrogénio e biometano, de 11 de fevereiro de 2025, determina a injeção de 59,058 GWh/ano de hidrogénio na RNTG, o que representa 0,1% dos atuais 50 TWh/ano de consumo do SNG.

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

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

Adaptação da RNTIAT a misturas de H ₂ 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: ERSE e 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 investimentos já aprovados no âmbito de processos de aprovação autónoma (tal como referido no capítulo 2.2 do presente documento).

No que se refere aos investimentos relativos a «furos e cavernas», tal como identificado no Parecer ao investimento autónomo e no Parecer à proposta de PDIRG 2023, destinam-se à substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades, para a adequabilidade das instalações do AS para 100% hidrogénio. Nesse contexto, visando estes investimentos a perspetiva única de veiculação de hidrogénio renovável puro no AS, poderá ser de questionar o seu cabimento no atual regime jurídico e funcionamento do SNG, já que não beneficiam os atuais consumidores de gás.

Estes investimentos devem ainda ser avaliados em conjunto com a perspetiva da REN Gasodutos de evolução da procura de hidrogénio no âmbito do SNG apresentada no capítulo 3.5, que aponta para previsões de incorporação de misturas de hidrogénio e gás natural inferiores a 10% até 2036. Adicionalmente, deverá também ser avaliado o impacto desta opção, nos consumidores que identificam dificuldades nos seus processos industriais, quando receberem nas suas instalações misturas de hidrogénio e gás natural deste nível.

4. Como avalia os investimentos apresentados para a adaptação da RNTIAT a 10% de mistura de hidrogénio?

5. Como avalia as consequências e as necessidades de adaptação dos clientes, quando consumirem 10% de mistura de hidrogénio?

3.4.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O projeto complementar de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo²⁵ resulta da Resolução do Conselho de Ministros (RCM) n.º 82/2022, de 27 de setembro, que procede à definição de medidas preventivas que permitissem fazer face à situação de conflito na Europa, que ainda decorre, e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. A referida RCM determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegurasse o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais, com os seguintes objetivos:

- Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh;
- Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

De acordo com a proposta de PDIRG 2025, este investimento justifica-se também pelos elevados níveis de contratação e de utilização da capacidade de armazenamento verificados nos últimos anos, salientando ainda a empresa que, para o cumprimento das obrigações de constituição de reservas de segurança, os agentes de mercado tiveram que recorrer à infraestrutura de armazenamento do Terminal de GNL.

²⁵ Vide na Proposta de PDIRG 2023 Ponto 5.3.

Quadro 3-4 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

Sobre o projeto em questão, importa realçar que, na proposta de PDIRG 2025, está inscrito um montante adicional para aquisição do gás de enchimento das cavernas (“*cushion gas*”), com uma gama de valores estimados entre 14,8 e 22,6 milhões de euros, tendo em conta a dimensão das cavernas. Este custo terá também de ser considerado, em sede de apreciação do projeto, elevando assim o respetivo custo total para valores entre **113 e 121 milhões de euros**.

O prazo associado a este projeto, que se perspetiva apenas para o segundo quinquénio do horizonte do PDIRG 2025, está alinhado com a conclusão do projeto base e do Estudo de Impacto Ambiental para construção das cavidades em 2024, uma vez que o prazo estimado entre uma decisão final de investimento e a entrada em operação destas cavidades é de, pelo menos, 5 anos.

6. Tendo em conta os objetivos apontados, como considera a necessidade do aumento da capacidade de armazenamento do SNG?

3.4.3 RECEÇÃO DE BIOMETANO NA RNTG

Tal como referido no enquadramento legal deste documento, em março de 2024, foi aprovado o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB), que estabelece uma estratégia integrada e sustentada para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal.

O PAB identifica várias linhas de ação. Uma delas, a linha de ação n.º 6, consiste em realizar estudos prospetivos para a implementação estratégica de projetos e avaliar necessidades de novas ligações à infraestrutura atual para a injeção de biometano a nível regional.

De acordo com o PAB, em termos logísticos, o desenvolvimento de infraestruturas centralizadas (*hubs*) a nível regional é apontado como uma possível solução de injeção para volumes consideráveis deste gás (zonas de injeção agregadas, na perspetiva de poder ser uma opção sustentável em termos económicos / ganhos de escala). Nesta ótica, a REN Gasodutos aponta nesta sua proposta de PDIRG 2025 para a necessidade de ser definida uma estratégia para a criação de comunidades de biometano, se necessário, associadas a «*pipelines virtuais*», que facilitem a produção e a injeção deste gás na rede, ao invés de expandir a rede de gás, de forma a otimizar processos e minimizar custos de investimento e operação de sistema.²⁶

É identificada a necessidade de avaliar de forma prospetiva o modo e os locais para a incorporação do biometano na rede pública de gás (RPG). Neste contexto, recomenda o PAB, por exemplo, mapear a RPG identificando zonas com potencial de injeção e de consumo ou, ainda, estudar técnica e economicamente o desenvolvimento de infraestruturas de gás que sejam necessárias para criar pontos de receção. Outra recomendação neste âmbito é estudar a viabilidade económica dos processos de compressão e liquefação de biometano associados a pipelines virtuais.

É neste contexto que a proposta de PDIRG 2025 apresenta dois projetos complementares com vista a integração de biometano no SNG. De acordo com a descrição apresentada, o operador da RNTG tem rececionado pedidos de ligação à RNTG, mais especificamente no lote 3 da rede de gasodutos entre a estação da Bidoeira (JCT2500) e a de Campo Maior (JCT7000/CTS7000), de projetos de produção de biometano na região do Alentejo, assentes no setor pecuário e agrícola, perfazendo perto de 1,1 TWh/ano de potencial de produção, considerando que representa aproximadamente 40% da meta do PAB para 2030. De acordo com a REN Gasodutos, as redes locais de Évora e Beja não têm capacidade de consumo de todo este biometano que se perspetiva produzir na região, e, como os projetos têm localizações distantes da RNTG, torna-se inviável economicamente a ligação através de um gasoduto individual (“ramal”).

Assim, os dois projetos consistem na construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte e na construção de um novo gasoduto desde a JCT7300-Monforte até à zona da cidade de Évora, visando dar resposta ao alegado conjunto de manifestações de interesse de produção de biometano para ligação à RNTG, cuja solução convencional de ligação às redes de gás, estabelecida no Decreto-Lei n.º 62/2020, não parece ser viável.

²⁶ Vide Linha de ação n.º 13 do PAB.

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

Quadro 3-5 – Investimento associado à integração do biometano na RNTG

Biometano (M€)	Total	1º Quinquénio	2º Quinquénio
	2024-2033	2026-2030	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

O primeiro projeto corresponde à solução de integração da produção do biometano produzido em zonas distantes das infraestruturas do SNG existentes, através do transporte deste gás por camião (comprimido a 250 bar) desde as instalações de produção até uma estação piloto de descarga de gás comprimido a construir na JCT7300-Monforte da RNTG.

A REN Gasodutos refere que analisou a viabilidade do transporte do biometano comprimido por camião, tendo concluído que o custo desta solução é competitivo por comparação com o custo médio do transporte de GNL para abastecimento das UAG existentes em Portugal. Desta forma, a proposta de PDIRG 2025 apresenta o investimento numa estação de descarga de gás comprimido na RNTG que inclui o custo logístico médio estimado do transporte por rodovia de biometano desde uma central de produção até à referida estação de descarga na RNTG numa distância da ordem dos 40 km (que o operador considera dever ser alvo de perequação tal como já existe para o transporte de GNL).

Para tal, a REN Gasodutos defende que o desenvolvimento desta infraestrutura de receção de biometano comprimido (Bio-GNC) deva ser considerado em conjunto com o desenvolvimento de um projeto-piloto de implementação de regulamentação que preveja a compensação dos custos de transporte deste gás através de camiões, tal como acontece atualmente para os custos de transporte de GNL em cisterna para as UAG privadas ou públicas (UAG de rede não interligada). Ou seja, para além dos investimentos em causa, é proposto um mecanismo para o transporte de Bio-GNC idêntico ao previsto no Regulamento Tarifário, para o transporte de GNL, determinando o valor da perequação em função da distância em km à rede de transporte e dos custos da compressão do biometano.

7. Como avalia a perspetiva da instalação de produção de biometano no Alentejo associada a uma capacidade de 1,1 TWh/ano?
8. Como avalia os dois investimentos apresentados para a receção de biometano, nomeadamente quanto à sua localização e quanto aos diversos “modelos” de negócio que se podem antecipar para o efeito?

3.5 PROCURA

A proposta de PDIRG 2025 apresenta previsões para a evolução do consumo anual de gás e para a evolução da ponta diária ²⁷. Estas previsões são diferenciadas entre o mercado convencional, que engloba os setores (i) da indústria, (ii) da cogeração e (iii) residencial e terciário, e o mercado de eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas de ciclo combinado.

Esta desagregação justifica-se pelas características distintas de cada um destes mercados, no que diz respeito ao comportamento da procura de gás, permitindo a aplicação diferenciada de metodologias de previsão do consumo de gás e de evolução das pontas diárias adaptadas a cada mercado e setor.

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 crescimento médio anual entre 2025 e 2030 (TCMA₂₅₋₃₀) de -1,2%, +0,1% e -0,8%, respetivamente, e estão coerentes com os cenários apresentados no RMSA-G 2023²⁸.

Na definição dos cenários da procura do mercado convencional foram consideradas as UAG (públicas), incluindo-se desta forma a evolução dos consumos de gás abastecidos por redes de distribuição não interligadas. A TCMA da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2025-2030 é de +1,0% para o cenário central, de +1,3% para o cenário superior e de +0,2% para o cenário inferior. A TCMA da procura de gás abastecido por UAG para o período 2030-2035 é de -0,4% para o cenário central, de -0,1% para o cenário superior e de -0,6% para o cenário inferior.

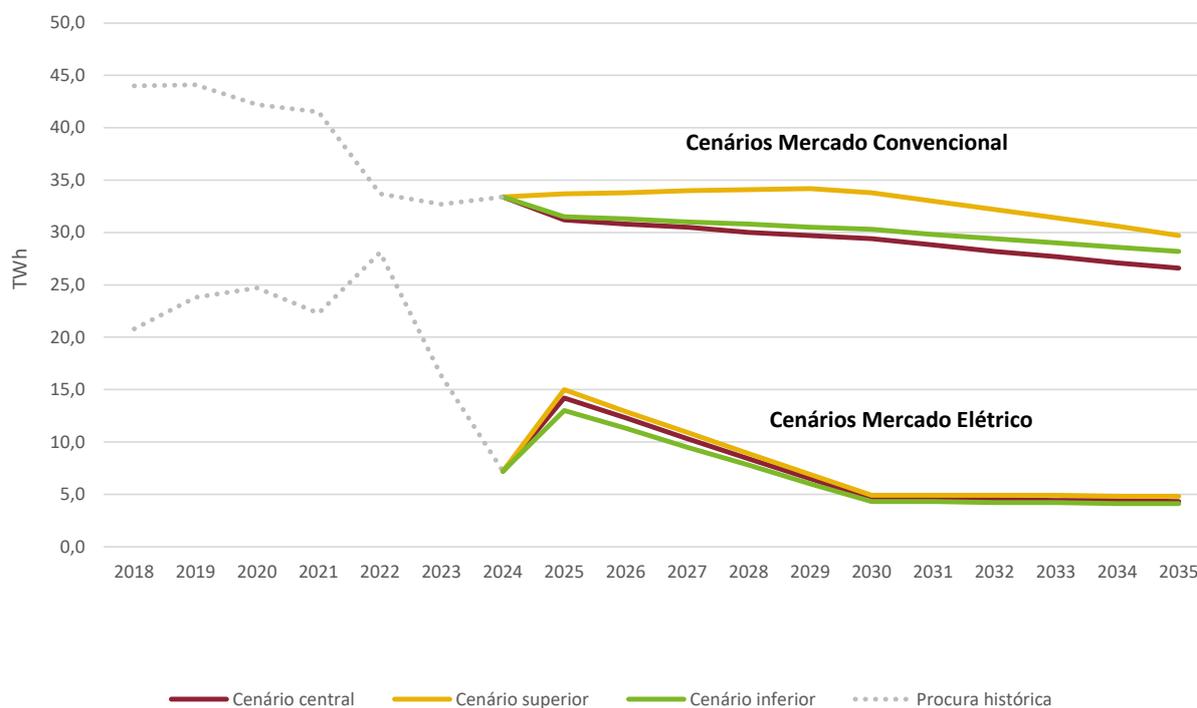
²⁷ Vide na Proposta de PDIRG 2025 Ponto 3.6.

²⁸ Aprovado por despacho da Sra. Ministra do Ambiente e Energia em 15 de outubro de 2024.

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 2023²⁹. 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 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 TCMA₂₅₋₃₀ de -20,2%, -20,0% e -19,8%, para o cenário central, superior e inferior, respetivamente.

Na Figura 3-7 são apresentados os cenários de evolução da procura por segmento de mercado, apresentados na proposta de PDIRG 2025.

Figura 3-7 - Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2025



Fonte: Proposta de PDIRG 2025

²⁹ Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040, de dezembro de 2023, disponível [aqui](#).

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, 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, 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.

No que respeita ao mercado convencional de gás, e de acordo com a trajetória histórica, também se verifica 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, resultado dos elevados preços de gás natural nos mercados grossistas verificados no passado recente.

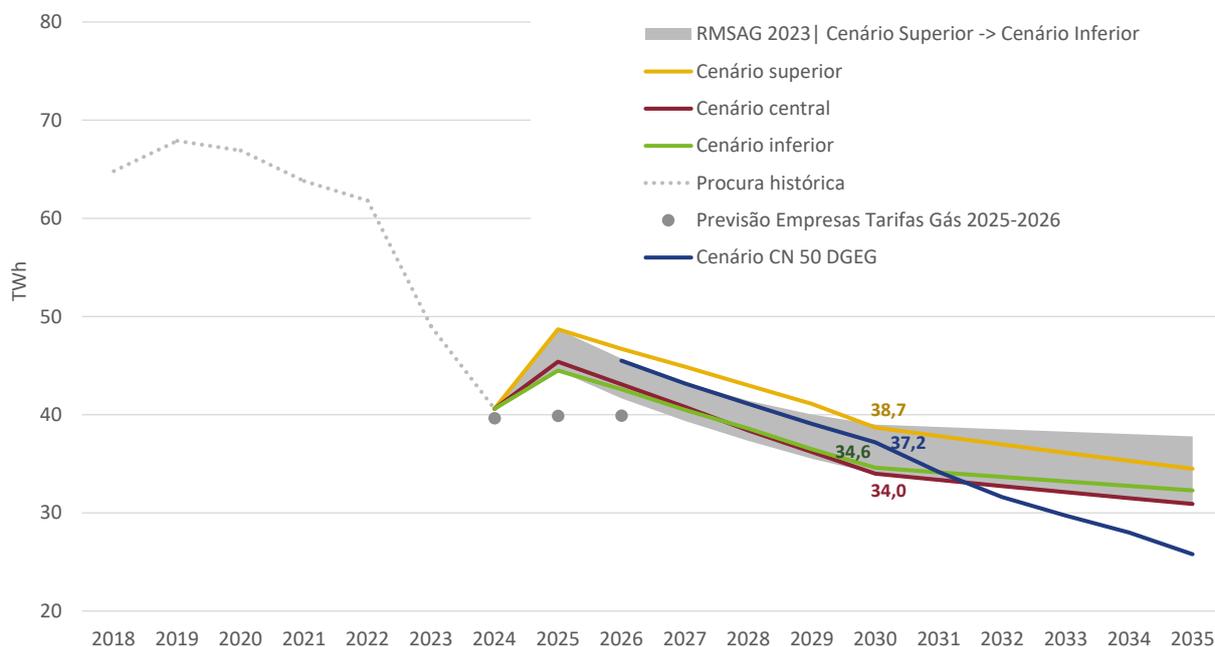
De acordo com o RMSA-G 2023 e com a proposta de PDIRG 2025, a conjugação dos fatores referidos acima resulta numa previsão de redução substancial da procura total de gás que utiliza as infraestruturas do SNG. A TCMA ²⁰²⁴⁻²⁰³⁵ é de -1,5% e de -2,5%, para o cenário superior e inferior, respetivamente.

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 ³⁰. Esta atualização tem em conta o RNC 2050, o EC 2030 e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

A Figura 3-8 enquadra as previsões do consumo total de gás consideradas no PDIRG 2025 com: (i) os cenários superior e inferior de evolução previstos no RMSA-G 2023 (área cinza), (ii) os valores de 2024, 2025 e 2026 estimados e previstos pelas empresas no âmbito do 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. No que respeita aos cenários do RMSA-G 2023, a área cinza representa os cenários inferior e superior em cada ano, sem considerar o cenário de teste stress.

³⁰ [CN 50 Update 2024](#).

Figura 3-8 – 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

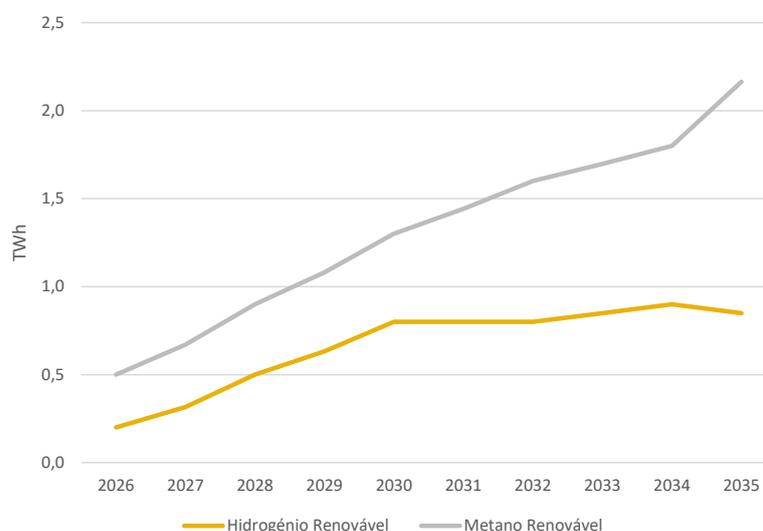


Fonte: Proposta de PDIRG 2025, RMSA-G 2023, Informação empresas para Tarifas gás 2025-2026 e DGEG

Verifica-se que, os consumos de gás em 2024, 2025 e 2026 estimados e previstos pelas empresas para o ano gás 2025-2026, atualizam em baixa as previsões implícitas nos cenários, quer do RMSA-G 2023, quer do 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 metano de origem renovável, a atualização do cenário CN 50 apresentado pela DGEG tem a evolução apresentada na figura seguinte.

Figura 3-9 - 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.

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

9. Considera que os cenários da evolução da procura na proposta de PDIRG 2025 são razoáveis?
10. Considera que estes cenários estão alinhados com a política energética de descarbonização perspetivada para o horizonte do plano?
11. Considera que os investimentos propostos no PDIRG 2025 são coerentes com os cenários de evolução da procura total apresentados na proposta do PDIRG 2025?
12. Considera que os investimentos propostos no PDIRG 2025 são coerentes com os cenários de procura de hidrogénio e metano renováveis?

4 QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

1. Considera adequada a proposta de PDIRG 2025 em termos de Projetos Base? Como avalia o crescimento do valor médio a investir, face ao histórico de entradas em exploração nos últimos anos?
2. Relativamente ao conjunto de Projetos Base, para os quais é solicitada a emissão de DFI, e em particular os investimentos a concretizar em cada infraestrutura:
 - a. Concorde que todos os projetos são de natureza urgente e indispensáveis para a manutenção da atividade da RNTIAT, não podendo ser adiada a decisão de emissão DFI?
 - b. Caso não concorde, quais os investimentos que considera não serem urgentes e indispensáveis?
3. Face aos dados apresentados, concorda com o pedido de emissão de DFI para o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no TGNL?
4. Como avalia os investimentos apresentados para a adaptação da RNTIAT a 10% de mistura de hidrogénio?
5. Como avalia as consequências e as necessidades de adaptação dos clientes, quando consumirem 10% de mistura de hidrogénio?
6. Tendo em conta os objetivos apontados, como considera a necessidade do aumento da capacidade de armazenamento do SNG?
7. Como avalia a perspetiva da instalação de produção de biometano no Alentejo associada a uma capacidade de 1,1 TWh/ano?
8. Como avalia os dois investimentos apresentados para a receção de biometano, nomeadamente quanto à sua localização e quanto aos diversos “modelos” de negócio que se podem antecipar para o efeito?
9. Considera que os cenários da evolução da procura na proposta de PDIRG 2025 são razoáveis?
10. Considera que estes cenários estão alinhados com a política energética de descarbonização perspetivada para o horizonte do plano?
11. Considera que os investimentos propostos no PDIRG 2025 são coerentes com os cenários de evolução da procura total apresentados na proposta do PDIRG 2025?

12. Considera que os investimentos propostos no PDIRG 2025 são coerentes com os cenários de procura de hidrogénio e metano renováveis?

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

