

PARECER

**Investimentos propostos pela REN Gasodutos
para aprovação autónoma**

Novembro 2024

Consulta: Gabinete da Secretária de Estado da Energia 18/10/2024

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

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

Nota de atualização de 13/01/2025:

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

ÍNDICE

1	Enquadramento.....	1
2	Apreciação.....	4
2.1	Parecer da ERSE à proposta de PDIRG 2023.....	4
2.2	Diferenciação entre vetores energéticos do gás e do hidrogénio renovável.....	5
2.3	Mistura de hidrogénio no Gás do Sistema Nacional de Gás.....	6
2.4	Urgência na concretização dos investimentos em análise.....	8
2.5	Procura de gás.....	9
2.6	Impacte nos proveitos unitários.....	13
3	Conclusões.....	18

Correspondendo a solicitação externa do Gabinete da Secretária de Estado da Energia, rececionada a 18/10/2024 (R-Tecnicos/2024/4589), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

A 18 de outubro de 2024, o Gabinete da Secretária de Estado da Energia enviou à ERSE um pedido de parecer sobre a Aprovação de Investimentos Autónomos, propostos pela REN Gasodutos, considerados por esta entidade críticos e urgentes para viabilizar a injeção de hidrogénio na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e no Armazenamento Subterrâneo (AS). Os investimentos em causa foram incluídos na proposta final do Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2024-2033 (proposta de PDIRG 2023).

Esta solicitação apresenta um conjunto de investimentos que foram, por um lado, recalendarizados e, por outro, alterados para serem concretizados, nos próximos dois anos, de acordo com a agenda do “Programa H2REN”, uma vez que não existiu uma decisão final por parte do Concedente sobre a proposta de PDIRG 2023. De acordo com a empresa, o “Programa H2REN” tem o objetivo de garantir a adequabilidade da RNTG, da Rede Nacional de Distribuição de gás (RNDG), na concessão operada pela REN Portgás, e do AS, para a receção e operação de misturas até 10%, ou 20%, no caso da RNDG e posteriormente para 100% hidrogénio.

De acordo com a solicitação recebida, o montante de investimentos em causa corresponde a aproximadamente 95,2 milhões de euros (a Custos Totais que, de acordo com a REN Gasodutos, corresponde a adicionar aos Custos Diretos Externos, um valor próximo de 10% de custos de estrutura, gestão e financeiros das concessionárias).

Neste montante de 95,2 milhões de euros, a REN Gasodutos identifica um conjunto de investimentos, no valor de 49,5 milhões de euros, que se destinam à substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades, para a adequabilidade das instalações do AS para 100% hidrogénio. Para este outro conjunto de investimentos, a REN Gasodutos propõe a sua aprovação condicionada “aos resultados dos programas de monitorização da instalação e à evolução dos standards da indústria” e sugere o adiamento (até 3 anos) do momento da tomada de decisão deste investimento em concreto.

A ERSE optou por não se pronunciar, no quadro do presente parecer, sobre estes investimentos, uma vez que é a própria REN Gasodutos a sugerir o adiamento da respetiva tomada de decisão para daqui a 3 anos, pelo que se recomenda que não ocorra aprovação condicionada. O facto de serem investimentos associados à conversão das infraestruturas da RNTG e do AS para veiculação de 100% hidrogénio e de, por isso, poderem não vir a beneficiar os consumidores do atual Sistema Nacional de Gás (SNG), justifica que se exclua do presente parecer a análise e as tomadas de decisão sobre estes investimentos adicionais.

Nesta perspetiva, o parecer da ERSE incide sobre os restantes investimentos do total de 95,2 milhões de euros propostos, num valor de 45,7 milhões de euros de investimento, para os quais a REN Gasodutos identifica a necessidade de uma aprovação autónoma, fora do processo normal dos PDIRG, com o objetivo de viabilizar, em tempo útil, as primeiras injeções de hidrogénio na RNTG, no seguimento do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio e biometano, lançado recentemente pelo Governo.

O detalhe desses investimentos, apresentados pela REN Gasodutos, constam do seguinte quadro.

Figura 1-1 – Investimentos executados em 2022 e 2023 e propostos para 2025 e 2026

M€	2022/2023	2025/2026
Realização de estudos de adequação da RNTG e AS do Carriço	3,3	
Estimativa de intervenções específicas na RNTG		9,57
Sistemas de análise e medição		1,21
Sistemas de aquecimento		1,1
Gasodutos e Estações		5,5
Otimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos		1,76
Armazenamento Subterrâneo		32,78
Unidade de compressão		24,2
Alimentação elétrica		5,5
Sistema DCS da estação de gás		0,0
Equipamentos de superfície		0,2
Tubagens, gasodutos e válvulas		1,1
Segurança e emergência		0,1
Otimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos		1,1
Investimentos Autónomos sujeitos a aprovação	3,3	42,4

Nota: Valores a custos totais (Custos Diretos Externos adicionados de 10% de custos de estrutura gestão e financeiros)

O montante de 3,3 milhões de euros apresentado no quadro acima não consta da proposta de PDIRG 2023, uma vez que é relativo a 2022 e 2023, anos externos ao horizonte temporal dessa proposta de PDIRG.

Por sua vez, o montante apresentado para o AS, relativos às unidades de compressão, à alimentação elétrica e equipamentos de superfície (24,2, 5,5 e 0,2 milhões de euros, respetivamente, num total de 29,9

milhões de euros), apesar de já estar previsto na proposta de PDIRG 2023, surge com 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 exposição da REN Gasodutos, esta solução duplica a capacidade de injeção do AS e é uma obra com duração inferior à solução proposta no PDIRG 2023 e tem um período compatível com a injeção de hidrogénio na RNTG que se avizinha.

A ERSE apresenta no capítulo seguinte as sugestões e/ou preocupações relativas à aprovação autónoma destes investimentos, no valor de 45,7 milhões de euros (a Custos Totais), propostos pela REN Gasodutos.

2 APRECIÇÃO

2.1 PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2023

A solicitação do Gabinete da Secretária de Estado da Energia é referente a um conjunto de investimentos, para os quais a ERSE já apresentou, no essencial, o seu [Parecer](#), no âmbito do estabelecido no n.º 3 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, uma vez que a maioria dos projetos e os respetivos montantes faziam parte da proposta de PDIRG 2023.

Sobre estes investimentos em concreto, que no PDIRG 2023 faziam parte dos “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:

“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 Hidrogénio¹ 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 subsidiasões cruzadas entre consumidores numa perspetiva intertemporal.”

Adicionalmente, relevando o facto de estes investimentos terem sido apontados pelo operador da RNTG como passos intermédios para a conversão das infraestruturas da RNTG e do AS para veiculação de 100% hidrogénio, pareceu incontornável a necessidade de se desencadear uma discussão nacional sobre a subsidiação de custos entre os atuais consumidores de gás e os futuros consumidores de hidrogénio e sobre o facto de a sustentabilidade económica das infraestruturas em alta pressão da RNTG poder ser

¹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

comprometida se não houvesse prudência neste domínio. A avaliação destes investimentos deveria, assim, ter igualmente em conta todas estas circunstâncias.

Por sua vez, um investimento que agora é proposto para aprovação autónoma e que não mereceu objeção por parte da ERSE no seu parecer à proposta de PDIRG 2023, é o investimento associado à unidade de compressão, à alimentação elétrica e aos equipamentos de superfície do AS. Representando um montante total de 29,9 milhões de euros surge melhorado na reformulação apresentada.

2.2 DIFERENCIAÇÃO ENTRE VETORES ENERGÉTICOS DO GÁS E DO HIDROGÉNIO RENOVÁVEL

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) 2024/1788², 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 hidrogénio será comercializado através de uma rede dedicada, 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 os mercados 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.

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 de gás natural com outros gases, nas quotas estipuladas regulamentarmente. Assim, sempre que estejam previstas misturas (*blending*) entre gás e outros gases renováveis ou com hidrogénio, continuaremos a estar enquadrados no setor do gás. Igual situação acontecerá no futuro, quando a rede

² O pacote integra, ainda, o Regulamento UE 2024/1787, relativo à redução das emissões de metano no sector da energia.

(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.

Situação distinta ocorrerá quando em causa estiverem infraestruturas exclusivamente dedicadas à veiculação de hidrogénio de origem considerada renovável. Nessas condições estaremos a falar dos novos vetor, setor, sistema e mercado do hidrogénio, que é diferente do já existente vetor, setor, sistema e mercado de gás.

No concreto, 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 horizontalmente dos operadores de transporte de eletricidade e gás³. 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.

Por esta razão, quaisquer projetos que sejam apresentados na perspetiva única de veiculação de hidrogénio renovável puro, não têm cabimento no atual regime jurídico e funcionamento do SNG, já que não beneficiam os atuais consumidores de gás.

2.3 MISTURA DE HIDROGÉNIO NO GÁS DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

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 número 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.

³ 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.

Neste enquadramento, o artigo 21.º 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.

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. No caso português, não temos conhecimento de que tenha ocorrido qualquer acordo entre a REN Gasodutos e a Enagás.

Neste contexto, considera-se aconselhável visitar e a Estratégia Nacional para o Hidrogénio que, publicada em 2020, não beneficiou de toda a experiência entretanto desenvolvida no setor, nem das disposições do Regulamento (UE) 2024/1789 e da Diretiva (UE) 2024/1788. Para o que releva para este Parecer, essa revisão poderá ser aconselhável «porque a REN Gasodutos justifica a necessidade urgente de se concretizarem os investimentos que são alvo deste parecer, com a necessidade de cumprir 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. Tratam-se de metas ambiciosas à luz da reformulação do pacote legislativo europeu para o gás.

Adicionalmente, o quadro legislativo impõe que a opção por misturar hidrogénio na rede de gás acarrete a necessidade de se assegurar que essas misturas estão em conformidade com as especificações técnicas, em termos de parâmetros de qualidade do gás, e que estas são compatíveis com as instalações dos atuais clientes ligados à rede de gás.

A esse propósito e no âmbito das suas competências relativas às características do gás entregue aos clientes finais, a ERSE identificou na revisão do Regulamento da Qualidade de Serviço⁴, ocorrida no verão de 2023,

⁴ Ver página 6 do [Relatório da Consulta Pública n.º 113 sobre a alteração do RQS](#), e o ponto X.1 do Anexo I do RQS.

a importância de se assegurar as condições técnicas da rede local de gás para receção desse hidrogénio e de se salvaguardar os efeitos negativos sobre os atuais 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.

2.4 URGÊNCIA NA CONCRETIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS EM ANÁLISE

Para além da justificação dos investimentos com a necessidade de cumprir atempadamente a meta de 10% a 15% até 2030 na mistura de hidrogénio no sistema de gás, um outro aspeto a ter em consideração na tomada de decisão sobre a aprovação dos investimentos identificados no **Erro! A origem da referência não foi encontrada**. Quadro 1-1, é o facto da REN Gasodutos também justificar a urgência da concretização desses investimentos com o facto de já estar em curso o 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 nacional de gás, previsto na Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, publicada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

Neste contexto, o Despacho n.º 55971-A/2024, de 17 de setembro, determinou a abertura de um leilão eletrónico para a compra centralizada, durante 15 anos, de 150 GWh/ano de biometano a injetar no SNG e de 120 GWh/ano de hidrogénio a injetar na RNTG e de outros 120 GWh/ano de hidrogénio a injetar na RNDG. Assumindo-se desde já o sucesso do leilão e a contratualização dos 240 GWh/ano, em concurso, de hidrogénio de origem renovável a injetar no SNG, importa relativizar a urgência identificada, já que representam apenas 0,5% dos atuais 50 TWh/ano de consumo do SNG.

Assim dificilmente esta pode ser justificação para a necessidade de uma tomada urgente de decisão de concretização dos projetos propostos.

2.5 PROCURA DE GÁS

A elaboração de cenários de evolução do consumo de gás a médio e longo prazo é um exercício desafiante dadas as incertezas na evolução deste setor. Neste contexto, a ERSE recorda o recente parecer da DGEG às propostas de “Plano Quinquenal de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição de gás, para o período 2025-2029 (PDIRD-G 2024)”, no qual esta Direção-Geral refere *“necessidade de cautela e prudência no que respeita às previsões apresentadas e aos investimentos propostos”* (...), uma vez que *“Após um conjunto sucessivo de eventos de cariz geopolítico que afetaram de forma significativa o mercado do gás natural e o setor do gás, é recomendada acrescida cautela na avaliação das estratégias e das metas estabelecidas nos planos. Os eventos recentes ditaram alterações comportamentais relevantes e irreversíveis por parte dos consumidores, assim como o reforço de políticas, comunitárias e nacionais, e definição de objetivos mais ambiciosos em termos de descarbonização.”* (...).

Ainda no âmbito deste parecer acrescenta-se que *“Não obstante o facto de ser entendido que a eletrificação não pode, a médio prazo, ser total e que os gases renováveis se apresentam também como forma de descarbonizar, havendo por isso espaço para a coexistência de eletricidade e gás como fontes de energia ao serviço dos consumidores, indústria e economia, a verdade é que se está perante um paradigma: se a sustentabilidade do sistema a longo prazo só é possível se ocorrer um crescimento do número de clientes e consumos, é questionada a razoabilidade de se continuar a investir num cenário em que a procura tem decrescido e em que esse investimento corre o risco de se tornar ocioso para o sistema, encarecendo futuramente as tarifas e retirando-se competitividade face à energia elétrica.”*(...). Apesar do quadro destes comentários serem as redes de distribuição do gás, julgamos que se coaduna o seu alargamento ao restante SNG.

Corroborando as dificuldades do exercício de previsão de evolução do setor do gás, também a ERSE referiu no seu “Parecer às Propostas de PDIRD-G 2024” que *“no contexto atual, o exercício de previsão da evolução dos consumos de gás no médio e longo prazo se reveste de uma grande incerteza, é possível observar uma tendência de redução”*(...) e que *“Com uma vida útil que se espera que se situe entre os 20 e os 40 anos, é aconselhável que estes investimentos só sejam concretizados se absolutamente necessários, para que não se tornem num fator de agravamento do risco de sustentabilidade da atividade de distribuição de gás e não venham a constituir um futuro custo afundado.”*(...).

Recentemente foi aprovado o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023 (RMSA-G 2023), no qual todos os cenários de consumo de gás na RNTG apresentam reduções, entre 2024 e 2040. De entre os vários cenários apresentados, o cenário “Superior Ambição” é o que apresenta a taxa de crescimento média anual (TCMA₂₀₂₄₋₂₀₄₀) com uma queda mais acentuada, - 4,1%, sendo o cenário “Central Conservador” o que apresenta a queda mais moderada, -2,4% ao ano. De acordo com esta fonte, parte significativa do consumo de gás destina-se ao Mercado de Eletricidade e este será fortemente condicionado pelo aumento da produção de energia elétrica com origem renovável (FER)⁵.

As preocupações mencionadas anteriormente, para as redes de distribuição, condicionam naturalmente as infraestruturas a montante (neste caso a RNTG e o AS), uma vez que os sistemas não são independentes. Considerando que os consumos de gás dos centros electroprodutores vão observar uma redução significativa, devido às metas de penetração da energia renovável, colocadas no quadro do PNEC 2030, serão as redes de distribuição o principal suporte dos consumos nas infraestruturas a montante. Um instrumento fundamental de orientação política para o desenvolvimento deste setor serão as diretrizes definidas no quadro do PNEC 2030, cuja revisão de 2024, à data de elaboração deste Parecer, ainda se encontra em fase final de preparação.

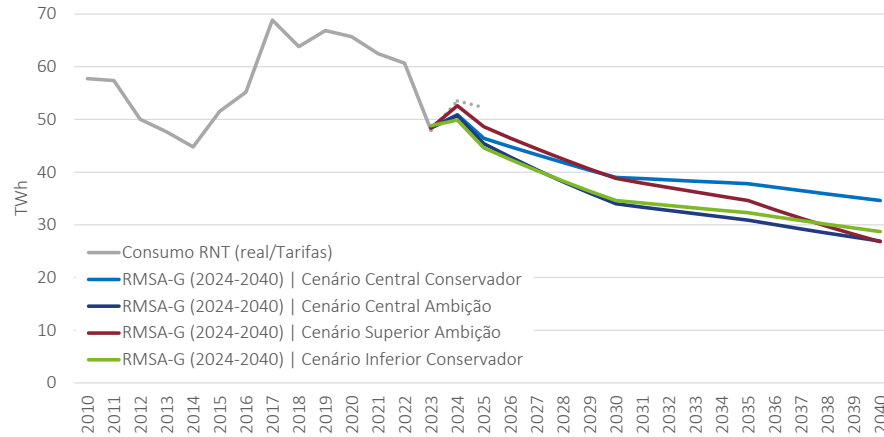
Neste cenário complexo e de alguma incerteza de evolução do setor energético (gás e energia elétrica), os cenários de evolução da procura considerados pela ERSE neste parecer suportam-se na informação apresentada no RMSA-G 2023.

CONSUMO DE GÁS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

A Figura 2-1 identifica os vários cenários de consumo de gás considerados no RMSA-G 2023. O cenário mais otimista de evolução do consumo de gás é o cenário “Central Conservador”, com um consumo de 34,6 TWh, em 2040. Apesar do nível do consumo em 2040 ser muito próximo entre os cenários “Central Ambição” (26,9 TWh) e “Superior Ambição” (26,8 TWh), o primeiro cenário antecipa a redução do consumo face ao segundo, motivo pelo qual a ERSE o considera na sua análise.

⁵ De acordo com a previsão apresentada no RMSA-E 2023.

Figura 2-1 – Cenários de evolução do consumo de gás, RMSA-G 2023



Fonte: ERSE, RMSA-G 2023

Neste quadro, a ERSE considerou os dois cenários extremos do RMSA-G 2023:

Cenário Superior de consumo: Cenário Central Conservador;

Cenário Inferior de consumo: Cenário Central Ambição.

O Quadro 2-1 apresenta os valores considerados pela ERSE nas análises de impactos nos proveitos, que se apresentam no ponto 0 deste documento.

Quadro 2-1 – Cenários ERSE de evolução do consumo de gás

	2023	2024	2025	2030	2035	2040	TCMA ₂₀₂₄₋₂₀₄₀
Cenário Superior TWh	48,4	50,9	46,4	39,0	37,8	34,6	-2,4%
Cenário Inferior TWh	48,4	50,7	45,4	34,0	30,9	26,9	-3,9%

Fonte: ERSE, RMSA-G 2023

CAPACIDADE UTILIZADA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Outra variável que condiciona o montante anual dos proveitos da atividade de transporte de gás, na sua componente de OPEX⁶, é a capacidade utilizada na RNTG, nas saídas para clientes e ORD.

⁶ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditures*.

Por razões de coerência com o cálculo tarifário, os cenários considerados pela ERSE para a evolução da capacidade utilizada na RNTG até 2040, terão como ponto de partida o valor ERSE em 2023⁷ e a sua evolução após 2024 terá como base as taxas de variação anual implícitas nos dois cenários extremos de consumo do RMSA-G 2023 considerados pela ERSE (Cenário Central Conservador e Cenário Central Ambição).

O Quadro 2-2 apresenta os valores considerados pela ERSE nas análises de impactos nos proveitos, que se apresentam no ponto 0 deste documento.

Quadro 2-2 – Cenários ERSE de evolução da capacidade utilizada na RNTG

	2023	2024	2025	2030	2035	2040	TCMA ₂₀₂₄₋₂₀₄₀
Cenário Superior GWh/dia	290,1	265,4	242,0	203,4	197,1	180,4	-2,4%
Cenário Inferior GWh/dia	290,1	264,4	236,8	177,3	161,1	140,3	-3,9%

INJEÇÕES E EXTRAÇÕES NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

No cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AS de gás, é utilizado um indutor de custo para a componente de OPEX que depende da soma da energia anual injetada e extraída desta infraestrutura. O RMSA-G 2023 não apresenta uma evolução para esta variável, pelo que a ERSE considera como pressuposto de evolução para esta variável a manutenção da proporção da soma da energia anual injetada e extraída no AS em relação ao total de consumos de gás da RNTG dos dois cenários extremos considerados pela ERSE (Cenário Central Conservador e Cenário Central Ambição). Em termos médios históricos (média de 2010 a 2023), esta soma representa 8,6% dos consumos totais na RNTG. Em 2023, considera-se o valor real do indutor de custos assumido nos proveitos desta atividade nas tarifas para o ano gás 2024-2025.

O Quadro 2-3 apresenta os valores considerados pela ERSE nas análises de impactos nos proveitos, que se apresentam no ponto 0 deste documento.

⁷ Este indutor de custo foi definido como a soma dos máximos da capacidade diária, registada em cada saída da rede de transporte, que se observou nos últimos 12 meses (fator de simultaneidade igual a um). As saídas excluem os pontos de interligação com Espanha e ao Armazenamento Subterrâneo.

Quadro 2-3 – Cenários ERSE de evolução das injeções e extrações no AS

		2023	2024	2025	2030	2035	2040	TCMA ₂₀₂₄₋₂₀₄₀
Cenário Superior	GWh/ano	3,7	4,4	4,0	3,3	3,2	3,0	-2,4%
Cenário Inferior	GWh/ano	3,7	4,3	3,9	2,9	2,6	2,3	-3,9%

2.6 IMPACTE NOS PROVEITOS UNITÁRIOS

A concretização dos investimentos propostos que venham a ser aprovados terá, naturalmente, um impacte tarifário. Por simplificação, estimou-se este impacto considerando os proveitos unitários de cada atividade, isto é, os proveitos permitidos (a recuperar pelas tarifas) por quantidade de gás consumido. A avaliação deste impacte é realizada para um prazo alargado, neste caso até 2040, com base no nível de procura que se prevê para o período em análise.

Na avaliação destes impactes, para cada um dos cenários de procura indicados no ponto 2.5, consideraram-se os seguintes cenários de investimento:

- cenário base 2023 do último PDIRG, prolongado, após o último ano do plano, 2033, com a média do investimento do último quinquénio desse plano (7 M€ na RNTG e 0,78 M€ no AS) e sem qualquer investimento adicional;
- valor total proposto pela REN de 45,7 M€ a acrescer aos investimentos do cenário base.

Nas simulações efetuadas foram considerados os seguintes pressupostos para evolução dos proveitos permitidos até 2040:

- O ponto de partida são os proveitos permitidos previstos para 2024-2025,
- Uma taxa de remuneração de 5,26%, fixa ao longo do período em análise,
- A taxa de inflação considerada é o deflador do PIB, tendo-se assumido de 2,6% em 2024, 2,1% em 2025⁸ e de 2,0% nos anos seguintes,

⁸ CE - Spring 2024 Economic Forecast, maio 2024.

- Os restantes parâmetros, nomeadamente as metas de eficiências aplicadas aos custos de exploração (OPEX), são os fixados para o período de regulação 2024-2027. No entanto, a partir de 2028 assumiu-se uma redução dos fatores de eficiência de 0,25 p.p. a cada período de quatro anos (correspondente à atual duração de cada período de regulação). No caso da RNTG, o fator de eficiência de partida⁹ é de 2,0% ao ano, enquanto na atividade de Armazenamento Subterrâneo o fator de eficiência de partida¹⁰ é de 1,5% ao ano.

Importa mencionar que nesta análise de impactes, por uma questão de simplificação, e unicamente para o presente exercício, está a ser considerado como ativo, ao nível da rede de transporte, o montante relativo à rubrica dos estudos de adequação da RNTG e do AS do Carriço. No entanto, para efeitos de cálculo de proveitos permitidos, a ERSE, na ausência de determinação específica, seguirá as regras de reconhecimento desta rubrica, determinadas pelo normativo contabilístico aplicável, em particular a NCRF 6 – "Ativos intangíveis", que poderá conduzir a que estes gastos não sejam reconhecidos como investimentos, isto é, sobre os quais não incidirão taxas de remuneração.

Neste contexto, apresentam-se nos gráficos seguintes, para cada cenário de procura, o impacte dos dois cenários de investimento, para cada uma das infraestruturas de gás.

⁹ Valor fixado para o período de regulação 2024-2027.

¹⁰ Valor fixado para o período de regulação 2024-2027.

FIGURA 2-2 – EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS UNITÁRIOS CENÁRIO CONSUMO INFERIOR – ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

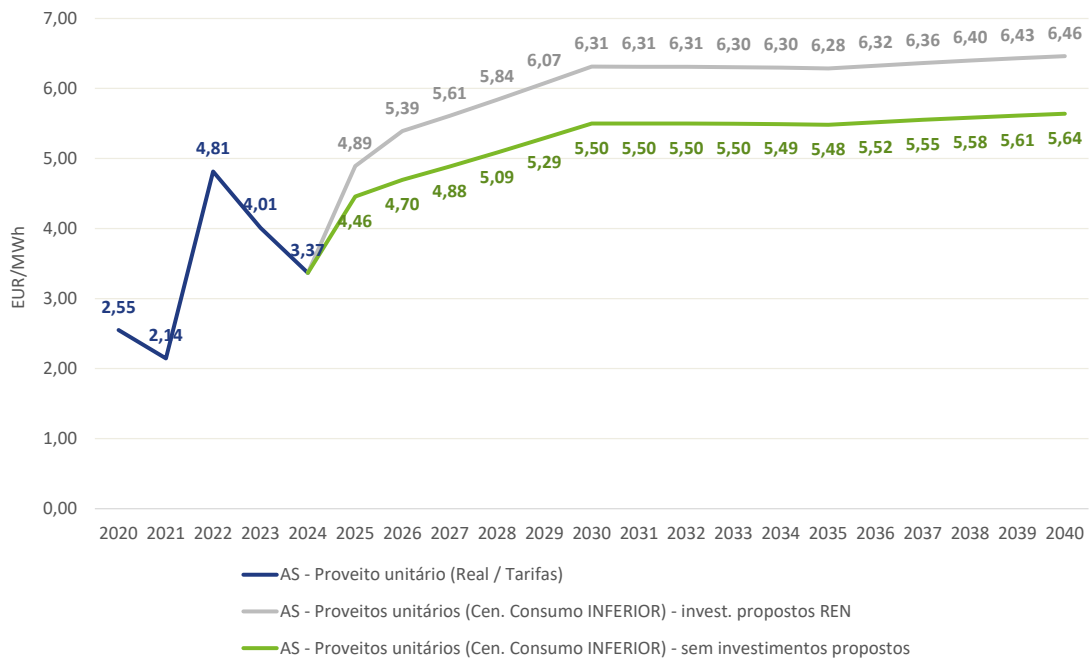


Figura 2-3 – Evolução proveitos unitários cenário consumo superior – Armazenamento Subterrâneo

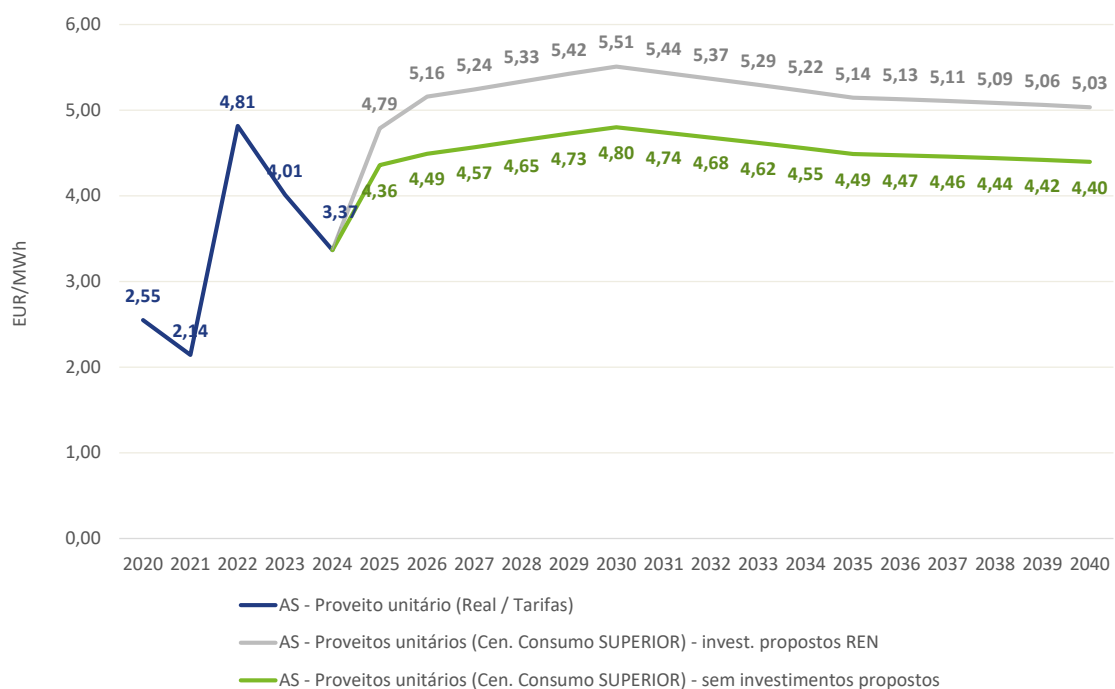


Figura 2-4 – Evolução proveitos unitários cenário consumo inferior – Atividade de Transporte

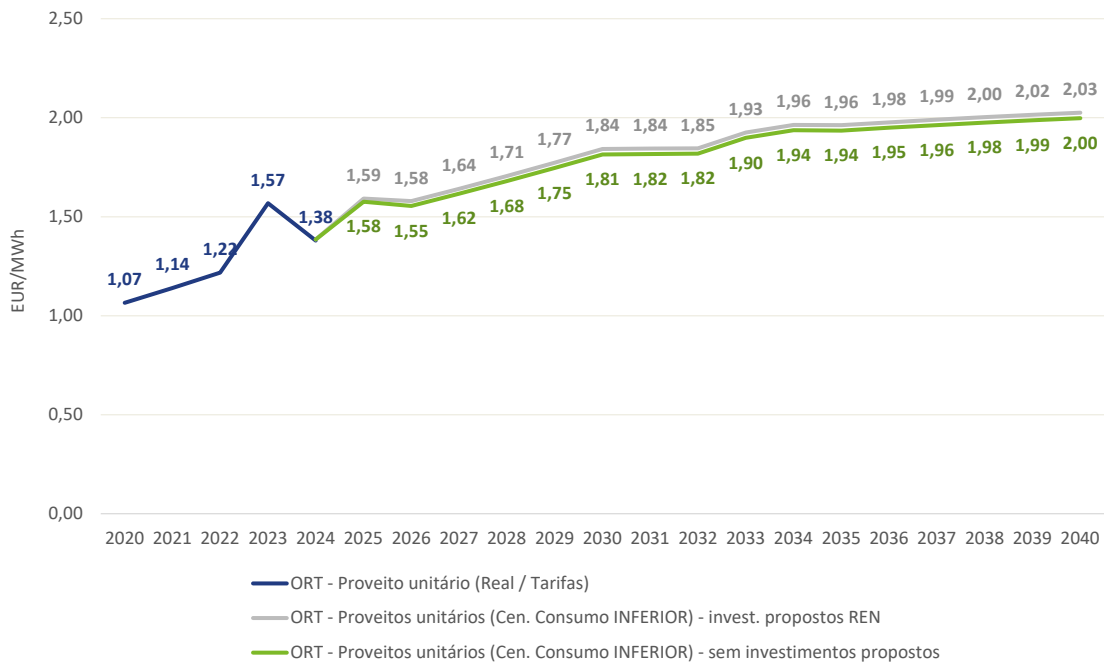
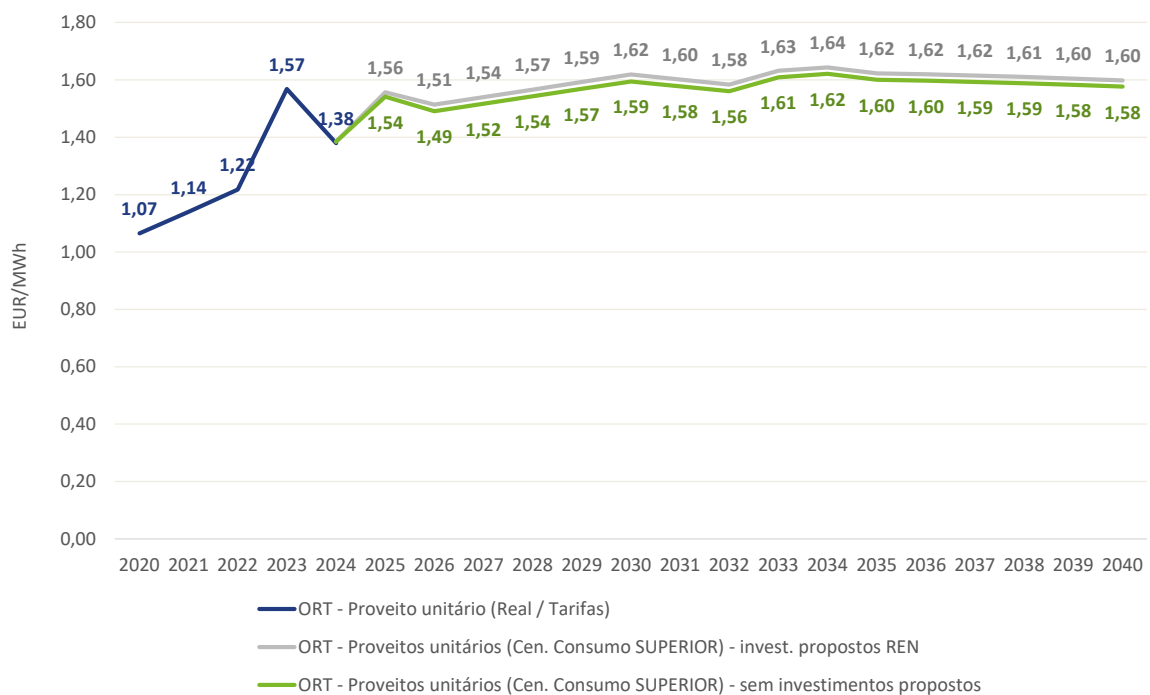


Figura 2-5 – Evolução proveitos unitários cenário consumo superior – Atividade de Transporte



Como se observa, o efeito dos novos investimentos é muito mais relevante nos proveitos da atividade de armazenamento subterrâneo do que nos da atividade de transporte. Na infraestrutura de armazenamento entre 2024 e 2040, se for considerado o cenário de consumo inferior, o proveito unitário pode aumentar cerca de 3€/MWh. Este aumento corresponde, em termos percentuais, a um incremento de cerca de 92%. O impacto de considerar os investimentos propostos pela REN resulta num acréscimo de 15%, face ao cenário base, ou seja, o cenário onde não se consideram os investimentos proposto.

No que respeita aos proveitos da atividade de transporte, a variação do proveito unitário é muito menos acentuada, sendo a diferença em termos percentuais de apenas 1%.

Não obstante as variações apresentadas, na leitura destes resultados é necessário ter presente a incerteza quanto ao desenvolvimento da procura no setor do gás, anteriormente assinalada. Neste contexto, os impactos tarifários desses investimentos, em particular a longo prazo, poderão ser substancialmente diferentes dos acima apresentados.

3 CONCLUSÕES

1. A análise apresentada justifica que a ERSE comece por fazer a destriça sobre o que se justifica vir a ser suportado pelos atuais consumidores do SNG e os investimentos que recomendam maior prudência na aprovação autónoma urgente que é proposta pela REN Gasodutos.
2. Nesse sentido e fundamentada pelas razões apresentadas na seção anterior, dos quase 95,2 milhões de euros que são identificados pela REN Gasodutos, a ERSE considerou que um conjunto de investimentos no valor de 49,5 milhões de euros, que se destinam à substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades, para a adequabilidade das instalações do AS para 100% hidrogénio, poderão ser analisados no próximo PDIRG. Com efeito, a REN Gasodutos solicita a aprovação condicionada do Concedente, mas identifica a necessidade de tomada de decisão somente, dentro de 3 anos.
3. Foram, pois, analisados somente 45,7 milhões de euros de investimentos que a REN Gasodutos identifica como urgentes de uma tomada de aprovação autónoma, do processo normal dos PDIRG, com o objetivo de viabilizar, em tempo útil, as primeiras injeções de hidrogénio na RNTG, no seguimento do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio e biometano, recentemente lançado pelo Governo.
4. Reconhecendo-se o mérito do trabalho, que tem vindo a ser desenvolvido pelo operador da RNTG e pelo operador do AS (tal como dos restantes operadores das redes e infraestruturas do SNG), de aprendizagem sobre os desafios que o hidrogénio representa e que se encontra em linha com o estabelecido na Estratégia Nacional para o Hidrogénio, aprovada em 2020, recomenda-se a aprovação do montante já executado de 3,3 milhões de euros relativo a estudos na RNTG e no AS, que foram concretizados em 2022 e 2023.
5. Pelas mesmas razões do número anterior, recomenda-se também a aprovação dos investimentos na RNTG associados ao projeto-piloto da estação de mistura e injeção¹¹ a ser desenvolvido, num montante com o valor de cerca 600 mil euros (parte do investimento apresentado para “estudos e

¹¹Proposta de projeto-piloto foi submetida pela REN Gasodutos, SA, em 25/03/2024 à ERSE e consiste na injeção de hidrogénio (H2) num troço da rede transporte para posterior veiculação na rede de distribuição da REN Portgás, que tem o objetivo de demonstrar e validar os conceitos técnicos, de operação e controlo do processo de injeção e mistura de hidrogénio com gás natural e a adaptação dos sistemas de *gas tracking* da Gestão Técnica Global do Sistema.

- ensaios de sistemas e protótipos” no valor de 1,6 milhões de euros), e aos sistemas de análise e medição e sistemas de aquecimento, com um valor total de 2,91 milhões de euros.
6. Por sua vez, o investimento associado à unidade de compressão, à alimentação elétrica e aos equipamentos de superfície propostos para o AS que reflete o investimento mais substancial proposto, 29,9 milhões de euros, já tinha merecido parecer positivo da ERSE, no seu parecer à proposta de PDIRG 2023, considerando-se positiva a reformulação agora proposta. Nesse sentido e sem razões para alterar a sua posição anterior, a ERSE continua a considerar positiva a aprovação desse investimento.
 7. Finalmente, não se encontrou justificação para a urgência na aprovação dos restantes 9,6 milhões de euros de investimentos deste lote de 45,7 milhões de euros. , com efeito, não se encontrou informação que permitisse fundamentar a necessidade de uma aprovação urgente de investimento justificada pela injeção de hidrogénio renovável, a ser misturado no gás veiculado pelas redes, de até, 120 GWh/ano na RNTG e de outros 120 GWh/ano na RNDG, que se perspectiva que sejam resultado do processo concorrencial em curso.
 8. Pelas diferentes razões explicitadas, compreende-se a razão para uma aprovação autónoma de um conjunto de investimentos que totalizam 36,1 milhões de euros, para os quais se considera existir justificação para que não se aguarde pelo processo de aprovação da próxima proposta de PDIRG 2025.
 9. O quadro seguinte apresenta o detalhe dos investimentos que a ERSE considera poder recomendar como estando em condições de serem aprovados autonomamente desde já, não necessitando de aguardar pelo processo de aprovação da próxima proposta de PDIRG.

Figura 3-1 – Investimentos recomendados aprovar fora do PDIRG

	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

10. Foram, ainda, calculados os potenciais impactes nos proveitos a recuperar pelas tarifas num horizonte de longo prazo (até 2040). Em termos percentuais, a proposta de investimento de 45,7 milhões de euros representa um aumento nos proveitos unitários, isto é, nos proveitos permitidos por quantidade total de gás consumido, que poderá atingir em 2040 cerca de 15% dos proveitos unitários da atividade de armazenamento subterrâneo e apenas 1% no caso da atividade de transporte de gás, em ambos os casos face ao cenário base que não considera os investimentos agora propostos. Não obstante, é necessário ter presente a grande incerteza quanto à evolução da procura no setor do gás, pelo que os impactos nos proveitos unitários desses investimentos poderão ser substancialmente diferentes dos acima apresentados.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em *15de novembro de 2024*

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