

CONSULTA PÚBLICA

132

RELATÓRIO

PROPOSTA DE PDIRG 2025
Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na
RNTIAT 2026-2035

SETOR GÁS



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	3
3	TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA PÚBLICA.....	5
3.1	Investimento global proposto e respetiva fundamentação.....	5
3.2	Investimento em Projetos Base.....	6
3.3	Investimento em Projetos Complementares.....	8
3.3.1	Projeto de adaptação da RNTG e AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume.....	8
3.3.2	Armazenamento Subterrâneo.....	10
3.3.3	Receção de Biometano na RNTG.....	12
3.4	Procura.....	15
4	TEMAS ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA.....	17

1 INTRODUÇÃO

Em cumprimento ao estabelecido no n.º 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, 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, no passado dia 6 de maio de 2025, a ERSE submeteu a consulta pública a proposta de PDIRG 2025, elaborada pela REN Gasodutos.

O presente Relatório sumariza e avalia todas as respostas, contributos e comentários recebidos no processo de consulta pública, que terminou a 20 de junho de 2025. A metodologia para avaliação das respostas segue a organização do documento da ERSE de enquadramento para a consulta pública, ou seja, adota a ordem dos assuntos e das questões submetidas. Além dos pareceres dos Conselho Consultivo e Conselho Tarifário, no decorrer desta consulta pública a ERSE recebeu respostas de 15 entidades, incluindo duas associações ambientais e uma associação de defesa dos consumidores, a saber:

- APIEE – Associação Portuguesa dos Industriais de Engenharia Energética;
- APS – Administração dos Portos de Sines e do Algarve;
- GALP;
- EDP S.A;
- Floene;
- Gas Nat;
- Iberdrola;
- Lambert Bioenergy;
- Mota-Engil;
- Prado Energia;

- Regaenergy;
- CAPWATT, S.A
- DECO;
- Associação ambiental Zero;
- GEOTA – Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente.

2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Na sua generalidade, os comentários recebidos (13) reconhecem que a proposta de PDIRG 2025 apresentada pela REN Gasodutos, reflete as opções que permitem responder às orientações nacionais relativas à descarbonização do setor energético, incluindo projetos de desenvolvimento necessários para a operacionalização dos objetivos determinados para a RNTIAT em termos de transição energética, no âmbito nacional e europeu.

No entanto, duas associações ambientalistas e um comercializador consideram que os investimentos apresentados na proposta de PDIRG 2025 são incoerentes com a procura/consumo prospetivada para o setor, não refletindo as necessidades atuais nem as de um futuro sustentável do Sistema Nacional Gás (SNG) e, nesta ótica, defendem a revisão do Plano. Para as duas associações ambientalistas, o Plano devia identificar as necessidades de investimento para a desativação/descomissionamento das redes de gás natural. Por sua vez, o comercializador considera que o custo de manutenção da rede (projetos base) é demasiado elevado e a perspectiva de injeção de hidrogénio na rede de gás refletida no plano dilui o potencial deste gás no efeito de descarbonização.

A opinião refletida na maioria dos contributos recebidos é de que o investimento prospetivado pela REN Gasodutos para a receção de biometano pelo SNG tem o mérito de criar condições para o desenvolvimento do mercado deste gás renovável, sendo esta, a proposta de investimento que reuniu mais consenso entre os participantes. Não obstante, várias entidades identificaram a necessidade de se desenvolver uma discussão pública mais abrangente, sobre as várias soluções de ligação dos produtores de gases renováveis às Redes Públicas Gás (RPG), nomeadamente no âmbito regulatório definir e aplicar uma hierarquização das alternativas de ligação e determinar metodologias e critérios para a definição e atribuição dos custos.

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

Por último, salienta-se outro tema transversal nas respostas recebidas, e realçado pelo CC e pelo CT, em linha com outros participantes na consulta (comercializadores e uma associação de consumidores), que dizem respeito ao processo legal preconizado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de aprovação dos PDIRG. Existe

uma linha de posições comuns que considera que os operadores e o setor do gás natural em geral saem desfavorecidos com o facto do concedente não se ter pronunciado sobre as propostas de PDIRG 2019, PDIRG 2021 e PDIRG 2023.

Os CC e CT referem a necessidade e a importância de serem concluídos os sucessivos ciclos de planeamento previstos na legislação. Por sua vez, o CT considera que o recurso a aprovações autónomas de investimentos previstos em propostas de PDIRG não aprovados deve ser restrito a casos de projetos de investimento pontuais e inadiáveis. De acordo com esta entidade, as aprovações autónomas acarretam custos financeiros adicionais para o SNG, facto também salientado por uma associação de consumidores. Por fim, o CT considera ainda que o recurso sistemático a este procedimento, para além de ser desadequado, desvirtua o seu papel, enquanto órgão consultivo da ERSE, desconsiderando-o.

3 TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA PÚBLICA

3.1 INVESTIMENTO GLOBAL PROPOSTO E RESPECTIVA FUNDAMENTAÇÃO

O CC, o CT e outras duas entidades (um operador de redes de distribuição e uma associação de consumidores) consideram que os montantes inscritos na proposta de PDIRG 2025 são coerentes com as necessidades de desenvolvimento do setor. Consideram ainda, que os projetos apresentados refletem as necessidades essenciais dos ativos e destinam-se a cumprir as obrigações de concessão e a garantir os níveis de qualidade e segurança do abastecimento em conformidade com a legislação. Também é reconhecido que os projetos de investimento, constantes na proposta de PDIRG 2025, são adequados à transição energética, contribuindo para os objetivos nacionais de descarbonização e resultam do contexto geopolítico, económico e tecnológico atual.

Um comercializador reconhece a importância da RNTIAT, bem como dos desenvolvimentos e investimentos, para o setor energético nacional e o seu papel estratégico na transição energética. Contudo, considera que a questão subjacente à adequação dos investimentos propostos, tem de ser enquadrada com a política energética nacional, onde na sua opinião, não se perspetiva um crescimento que justifique o aumento progressivo refletido nos montantes de investimento a concretizar nos dez anos do horizonte do PDIRG 2025. Na visão desta entidade, os cenários de evolução da procura refletem uma tendência de diminuição no consumo de gás, o que, na sua opinião, justifica uma ponderação da proposta de investimentos que implica um aumento de cerca de 50% face ao período da programação anterior.

No mesmo sentido, uma associação ambientalista sinaliza que uma parcela substancial do investimento proposto é questionável em cenários de diminuição do consumo de gás natural e face a uma perspetiva atualmente mais conservadora sobre a evolução do mercado dos “gases renováveis”. Não obstante, reconhece a necessidade de efetuar investimento na remodelação, modernização e digitalização da rede de transporte de gás, considerando que é necessário garantir o seu funcionamento durante, pelo menos, as próximas duas décadas. Ainda assim, questiona o aumento do valor médio do investimento, quando comparado ao entrado em exploração (investimento real entre 2018 e 2023), face ao investimento futuro previsto na proposta de PDIRG em análise, que não parece ser coerente com os objetivos de descarbonização e com a redução do consumo de gás natural.

Também, neste sentido, um comercializador recomenda prudência na decisão e calendarização de alguns dos investimentos, tendo em conta a evolução do setor do gás e da procura de gás natural, e de hidrogénio

para injeção na rede existente, bem como a perspetiva de produção de outros gases renováveis. A título de exemplo, considera que deve ser reavaliada a construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas, a construção das novas cavernas de armazenamento subterrâneo e também recomenda uma ponderação dos investimentos que se destinam à injeção de 10% de hidrogénio na rede de gás.

3.2 INVESTIMENTO EM PROJETOS BASE

Relativamente aos projetos base, particularmente sobre os montantes de investimentos, o CC e CT, assim como outras duas entidades (um comercializador e uma associação de consumidores) concordam com a necessidade de aprovação da globalidade do montante apresentado para Decisão Final de Investimento (101 milhões de euros), não mostrando reservas sobre a fundamentação apresentada.

O CC reconhece *“o carácter essencial que os investimentos em causa se revestem, e a necessidade da sua aprovação e execução em tempo útil, dado destinarem-se a cumprir as obrigações da concessão e garantir os níveis de qualidade e segurança do abastecimento em conformidade com os normativos legais vigentes”*.

Sobre os projetos de investimentos destinados a manter os ativos em condições técnicas de funcionamento, no cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público, o CT reconhece que *“a necessidade de investimento deve resultar de racionais baseados nas condições dos ativos, assim como da acelerada transformação do contexto geopolítico, económico e tecnológico, e destinar-se ao cumprimento das obrigações inerentes ao serviço público destas atividades, designadamente à manutenção dos ativos em condições técnicas de funcionamento, à segurança de abastecimento do SNG e à continuidade do serviço e segurança de pessoas e bens”*. Defende, por isso, a importância de serem considerados, na proposta de PDIRG 2025, todos os custos associados a necessidades de investimento na rede, incluindo os montantes previstos para eventuais investimentos urgentes.

Uma outra entidade (comercializador), à luz da transição energética e do desenvolvimento das políticas europeias para a energia, em matéria de independência energética da UE, entende que os investimentos propostos devem ter por base uma análise de custo-benefício e os cenários de utilização futura dos respetivos ativos, evitando desta forma, soluções de curto prazo que se venham a revelar custos afundados no futuro. Nesse quadro, destaca que o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG 2024-2040 (RMSA-G 2023) apresenta uma taxa média de crescimento anual negativa, em todos os cenários de evolução da procura de gás para o período 2025-2035.

Sobre o investimento proposto para a construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas, para o qual a REN Gasodutos propõe uma Decisão Final de Investimento para assegurar o critério N-1 nas baías em operação, considerando uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de 1% para o primeiro quinquénio, um comercializador refere que, no segundo quinquénio, a TMCA passa a ser negativa (-0,4% de acordo com cenário central RMSA-G 2023), alinhando-se com a evolução decrescente da procura de gás no mercado convencional, verificada nos últimos anos (na última década, 2013-2022, o consumo de gás natural no Mercado Convencional registou uma TCMA de cerca de -2,2% – vide pág. 22 do RMSA-G 2023).

É neste contexto que o referido comercializador considera que deve ser reavaliado o investimento proposto para a construção da 4.ª baía de enchimento de cisterna, tendo em conta não só a eletrificação do consumo das redes abastecidas por UAG de rede, mas também a transição do consumo de gás natural para outra fonte energética (e.g., hidrogénio) por parte de clientes industriais abastecidos através de UAG privadas. Adicionalmente, esta entidade sugere que se encontrem possíveis alternativas para mitigar as situações de curto prazo que não permitem garantir o N-1 nas baías em operação e, desta forma, evitar soluções que, na sua ótica, se venham a revelar custos afundados.

Sobre este investimento, há um promotor que salienta a importância da construção da quarta baía de enchimento de cisternas e destaca que este posto deverá permitir não só a carga, como também a descarga de cisternas. Esta entidade, considera que esta solução possibilitará que os produtores de bio-GNL entreguem gás renovável diretamente ao SNG a partir do TGNL, superando limitações associadas às redes abastecidas por Unidades Autónomas de Gás (UAGs), tais como a sazonalidade e o baixo consumo em determinados períodos do ano.

Sobre o investimento, também incluído em projetos base, que visa a ampliação do sistema de amarração do TGNL, um comercializador propõe *“também incluir a compra de equipamentos para permitir a acostagem de navios de transporte de GNL de pequena dimensão (de 5 000 m³ até 20 000 m³) neste cais ou ao lado dum navio já acostado (Ship to Ship), de forma a poder recarregar este tipo de navio, para acompanhar assim o crescimento do mercado de bunkering e para permitir o abastecimento eventual da RAM e da RAA com GNL entregue em pequenas quantidades”*.

Um outro comercializador, bem como duas associações ambientalistas, apesar de reconhecerem a importância das infraestruturas associadas ao gás natural nesta fase de transição, consideram demasiados elevados os investimentos propostos, que se consideram ser de manutenção do seu funcionamento, tendo em conta a evolução negativa do consumo de gás perspectivada.

Em particular, na sua argumentação, este comercializador compara a média do investimento entrado em exploração entre 2018 e 2023 (real), aprovado em sede de PDIR-GN 2017 e já incluindo as aprovações autónomas, que representa um montante de 9,4 milhões de euros/ano, com o conjunto de Projetos Base previstos na proposta de PDIRG 2025, entre 2026 e 2030, cuja média de investimento passa para 26 milhões de euros/ano (subindo para 34 milhões de euros/ano, quando considerados os projetos complementares), concluindo a sua exposição com a questão: *“Será adequado um projeto de investimento programado que implica um aumento de mais de metade face ao período da programação anterior?”*.

3.3 INVESTIMENTO EM PROJETOS COMPLEMENTARES

Quanto à necessidade de aprovação dos projetos classificados como projetos complementares pela REN Gasodutos, existem posições diferentes por parte dos participantes na Consulta Pública.

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

O CC e o CT concordam com este investimento. No entanto, existem outros participantes na consulta pública que apresentam comentários no sentido da prudência na aprovação destes projetos de investimento.

O CC relembra que o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, conjuntamente com os Despachos n.º 3264/2025, n.º 2791/2025 e n.º 1112/2022, determinam que os operadores da RNTG, da Rede Nacional de Distribuição de Gás e do AS adaptem as suas infraestruturas para acomodar misturas de gás natural com H₂ (até 10%/vol. na Alta Pressão e até 20%/vol. na Média e Baixa Pressão).

O CC refere que os respetivos projetos de investimento, estimados na proposta de PDIRG 2025 em cerca de 111 milhões de euros, a custos totais, configuram o objetivo de assegurar as condições técnicas adequadas de operação e adaptações necessárias da RNTG e do AS para veicular misturas até 10% de hidrogénio por volume, tendo em conta a certificação por um organismo reconhecido e independente. Reconhecendo o enquadramento legal, o CC considera que as certificações mencionadas pela REN Gasodutos evidenciam a necessidade técnica da realização destes projetos de investimento apresentados para o período 2026-2035.

Por sua vez, o CT considera que as certificações mencionadas pela REN Gasodutos para operar a RNTG e o AS com misturas até 10% de hidrogénio em volume são condição prévia à realização destes projetos no período 2026-2035.

Conforme apresentado na proposta de PDIRG 2025, as necessidades de investimento no AS carecem ainda de incorporação das conclusões de trabalho científico em curso, em particular no que se refere à substituição dos Equipamentos dos furos das cavidades (*well mechanical completion*), pelo que o CC e o CT recomendam que a sua aprovação apenas seja considerada após demonstração científica desta necessidade.

Sobre este investimento, o CC apresenta uma informação clarificada pela REN, que se transcreve:

“Os investimentos para o AS Carriço visam apenas e só a adequação do AS Carriço para operar com 10% de H2 misturado com gás natural, por volume, sendo que, no caso particular das cavidades existentes, a sua adaptação não se afigura gradual e requer alterações que possibilitam, como consequência, a sua potencial utilização com 100% H2, desde que existam instalações de superfície que o possibilitem, situação que não se verifica nem se encontra prevista na proposta de PDIRG 2025”

Em contraponto, existem comercializadores que colocam em causa este investimento. Estas entidades apresentam reservas quanto à opção política de injeção de hidrogénio na rede de gás, considerando que a mistura dos dois gases deve ser considerada uma alternativa de último recurso, em linha com a estratégia europeia e à luz do disposto no Regulamento (UE) 2024/1789, de 13 de junho.

Um destes comercializadores refere que pelos desafios existentes na adaptação da rede e das infraestruturas à mistura de gás natural/biometano (intrinsecamente intermutáveis) e hidrogénio, se deve privilegiar a utilização do hidrogénio em zonas industriais com potenciais de consumos elevados, especialmente em setores onde a pegada carbónica seja *hard to abate*. De acordo com esta entidade, a opção da REN Gasodutos de justificar investimentos pela possibilidade de mistura de hidrogénio na rede pública de gás é pouco fundamentada, tendo em conta o contexto europeu e nacional.

Um segundo comercializador salienta que a evolução de procura por injeção de hidrogénio verde na rede de gás natural, perspetivada na proposta de investimentos da REN Gasodutos, poderá ser algo otimista, tendo em conta a descarbonização da rede de gás descrita na última atualização do cenário *Carbon Neutrality by 2050* (CN50), elaborado pela DGEG, em fevereiro de 2025, e o relatório final do procedimento concorrencial de compra centralizada de hidrogénio e biometano, de 11 de fevereiro de 2025, que 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. Assim, esta entidade afirma que, com base na informação referida e na evolução dos projetos de hidrogénio verde em Portugal, a previsão de 5% de injeção em volume em 2025 é, neste momento, claramente inalcançável, e que a de 10% em 2030 parece dificilmente atingível, pois

uma injeção volumétrica de 10% corresponderia a mais de 500 MW de eletrólise, unicamente dedicados a injeção.

Finalmente, um terceiro comercializador argumenta que a Estratégia do hidrogénio na Europa considera que “a mistura é menos eficiente e diminui o valor do hidrogénio. A mistura também altera a qualidade do gás consumido na Europa e pode afetar a conceção da infraestrutura de gás, as aplicações dos utilizadores finais e a interoperabilidade do sistema transfronteiriço.” A mesma entidade refere ainda que o hidrogénio renovável é um produto muito escasso e valioso e a sua injeção na atual rede de gás, através do processo de mistura, dilui o seu potencial efeito de descarbonização. E afirma que é mais eficaz utilizar o hidrogénio verde disponível para descarbonizar uma utilização ou setor específico.

Assim, estes três comercializadores recomendam prudência na aprovação dos investimentos para a incorporação de hidrogénio na rede de gás, tendo em conta os cenários de evolução de procura de hidrogénio e tendo em conta a falta de maturidade dos projetos associados à produção de hidrogénio renovável.

Por sua vez, uma associação ambientalista considera que a adoção indiscriminada do hidrogénio verde por consumidores convencionais pode comprometer os princípios de eficiência e suficiência energética, desviando recursos de setores prioritários e contribuindo para uma alocação sub-ótima do investimento público e privado. De acordo com esta associação ambientalista, o foco deve estar na utilização seletiva e estratégica do hidrogénio, garantindo o seu contributo efetivo para a descarbonização onde este for verdadeiramente insubstituível. Na mesma ótica, uma segunda associação ambientalista, refere que “*a utilização de hidrogénio verde, muitas vezes apenas numa pequena percentagem misturada com gás natural, é tecnicamente desafiante, extremamente ineficiente e irracional do ponto de vista económico face a alternativas*”.

Os restantes participantes na consulta pública não apresentam comentários particulares sobre estes projetos complementares.

3.3.2 ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

Uma associação ambientalista considera que a construção de novas infraestruturas de armazenamento só se justifica num cenário futuro em que ocorram períodos muito prolongados de seca, com conseqüente redução da disponibilidade de eletricidade renovável proveniente da produção hidroelétrica. Na sua opinião, nessas circunstâncias, o armazenamento de hidrogénio verde pode desempenhar um papel

relevante como reserva estratégica de energia, contribuindo para a estabilidade e segurança do sistema elétrico nacional. Pelo que considera que é fundamental que qualquer nova cavidade de armazenamento, seja concebida e dimensionada para uso exclusivo ou compatível com hidrogénio verde.

Esta associação afirma, por isso, que esta é uma decisão de planeamento de natureza estrutural, permitindo antecipar a evolução esperada das necessidades energéticas, estando alinhada com os objetivos de neutralidade carbónica, assegurando que os investimentos realizados hoje sejam resilientes, eficientes e compatíveis com o sistema energético do futuro.

Um comercializador considera que o investimento das duas novas cavidades de AS, deve ser encarado com bastante cautela e deve ser objeto de uma nova análise por parte do Concedente, tendo em conta a necessidade efetiva deste investimento, o montante envolvido e o impacto na sustentabilidade do SNG, com custos acrescidos para os consumidores.

Esta entidade sustenta a sua opinião no RMSA-G que conclui *“da análise efetuada constata-se que, na trajetória Conservadora, a capacidade de armazenamento da RNTIAT é suficiente para aprovisionar as reservas de segurança em todo o horizonte de estudo, incluindo as necessidades de clientes protegidos e das centrais electroprodutoras não interruptíveis. A capacidade de armazenamento do AS é, por si só, suficiente para superar eventuais situações críticas prolongadas no tempo até 2040, não se identificando qualquer necessidade de um contributo adicional do armazenamento do TGNL”*.

Adicionalmente, esta mesma entidade afirma que, mesmo com uma falha do TGNL, Portugal garante o acesso ao fornecimento de gás. O RMSA-G 2023 refere que da análise de sensibilidade que considera o cenário Superior Ambição da procura e a evolução expectável da oferta, se constata que as normas previstas no Regulamento (UE) 2017/1938 relativas às infraestruturas (artigo 5.º) são cumpridas em todo o horizonte de estudo. Assim, caso se verifique uma perturbação na maior infraestrutura individual de gás (TGNL), a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1, é superior a 100%, sendo suficiente para satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em 20 anos.

Sendo a necessidade das duas novas cavidades de AS baseada no Regulamento Europeu sobre Armazenamento de Gás (UE/2022/1032) em 27 de junho de 2022, na sequência da guerra entre a Rússia e a Ucrânia, esta entidade admite que este tipo de medidas contribuirá para reduzir os riscos de segurança do aprovisionamento e apoiará a competitividade da UE, garantindo que as instalações de armazenamento estão devidamente cheias. No entanto, alerta que a regulamentação europeia parece não considerar as

diferentes realidades de cada Estado-Membro, já que a estrutura de aprovisionamento dos vários sistemas pode ser diversa. Na sua opinião, em relação à Península Ibérica, e em particular para Portugal, o aprovisionamento do sistema pode ser suportado em grande parte por cargas de GNL, ao contrário dos países centro europeus com uma forte ou total dependência das interligações por gasoduto. Nestes últimos casos, o armazenamento torna-se um instrumento essencial na garantia da segurança de fornecimento de gás, mas, na sua opinião, tal não acontece com os países que têm acesso ao mercado de GNL, como é o caso de Portugal.

Por sua vez, há uma associação ambientalista que recomenda ao Governo que reconsidere a decisão de investimento no reforço da capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural, face aos seus custos elevados, às condições de mercado favoráveis para a aquisição de gás natural liquefeito e à redução no curto e médio prazo do consumo de gás em Portugal. Adicionalmente, considera que deve ser avaliada em detalhe a transformação do armazenamento subterrâneo existente para comportar o armazenamento de gases renováveis, incluindo para hidrogénio no seu estado puro, que deverá ser uma necessidade do sistema energético português no longo-prazo.

Um comercializador também discorda com este investimento que considera desajustado, apesar dos desígnios da política pública nacional para o setor da energia e respetiva estratégia de descarbonização do setor.

Em sentido contrário às anteriores entidades, há um operador de redes de distribuição de gás que concorda com este investimento.

O CC e o CT, bem como e os restantes participantes não apresentam comentários particulares sobre estes projetos.

3.3.3 RECEÇÃO DE BIOMETANO NA RNTG

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

Um dos vários comercializadores que responderam à consulta pública concorda que o aproveitamento de recursos endógenos, como o biometano, pode reduzir o consumo de gás natural e proporcionar benefícios ambientais e económicos. Contudo, entende que estes projetos devem ser submetidos a uma análise custo-benefício cuidadosa, concluindo que a injeção de biometano deve ter subjacente um conjunto de

regras claras, tanto a nível operacional como a nível comercial, que permitam aferir a viabilidade de projetos nesta área.

Em específico, sobre a construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte, todos os participantes consideraram um investimento importante que responde à implementação do 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.

Para o CT e o CC, a estação de descarga de gás comprimido em Monforte é relevante para consolidar e caracterizar os custos e âmbito de aplicação da solução “gasoduto virtual” para injeção na rede de transporte e para criar as condições de ligação de projetos de produção de biometano naquela região, onde já existem projetos em desenvolvimento e que estarão operacionais entre 2026 e 2028. Também um promotor valoriza este projeto e propõe antecipação do cronograma do investimento associado à estação piloto de descarga (para conclusão até ao final de 2026), de forma a poder beneficiar o projeto que está a desenvolver (comparticipado pelo PRR, e cujo o prazo de execução é até ao final de 2026).

Um outro promotor congratula a REN Gasodutos pela conceptualização da estação piloto de descarga de gás comprimido, que considera representar um avanço crucial na criação de modelos logísticos alternativos para escoamento de biometano. Esta entidade considera que a iniciativa tem mérito técnico e estratégico, ao permitir testar, em ambiente real, os requisitos operacionais e regulamentares necessários à replicação em larga escala deste tipo de infraestrutura. Contudo, identifica a necessidade de serem disponibilizados os estudos de viabilidade económica, nos quais se concluiu que o transporte deste gás por camião (comprimido a 250 bar) é competitivo por comparação com o custo médio do transporte de GNL para abastecimento das UAG existentes em Portugal.

Ainda sobre esta solução de injeção de biometano no SNG, a mesma entidade solicita a divulgação das especificações técnicas para o escoamento do biometano comprimido a 250 bar, permitindo aos promotores de projetos de produção deste gás avaliar, autonomamente e com diligência, a viabilidade técnica dos seus projetos, considerando a infraestrutura adicional de compressão que será necessária.

Esta mesma entidade, secundada por outras duas outras, também promotoras, referem a necessidade de serem identificadas e avaliadas outras localizações geográficas para a instalação de estações de descarga de gás comprimido, em particular em territórios com acesso limitado à rede ou abastecidos com redes com baixos níveis de consumo, servindo mais produtores e consumidores.

No que se refere à construção de um novo gasoduto desde a JCT7300-Monforte até à zona da cidade de Évora, o outro projeto de investimento apresentado na proposta de PDIRG 2025, há um promotor e um operador de redes de distribuição de gás que consideram este projeto necessário e viável uma vez que permite a interligação entre a rede de transporte e a rede de distribuição de Évora (Dianagás). Enquanto que o CC, o CT, e dois outros promotores, consideram que este projeto deve ser avaliado tendo em conta uma consulta ao mercado para avaliar a dimensão da procura local de forma a determinar a eficiência deste investimento.

Em particular sobre este projeto, um destes promotores defende que é importante ter presente uma análise prudente da capacidade líquida efetiva de produção dos projetos em causa. Na sua opinião, a viabilidade económica de manter e operar uma rede de distribuição extensa e complexa que pode ser fortemente afetada por uma redução significativa da procura de gás no mercado doméstico, comporta um risco elevado para a sustentabilidade global das infraestruturas de distribuição de gás existentes no país, sobretudo a médio e longo prazo.

Sobre o efetivo potencial de produção associado ao Alentejo, identificado pela REN Gasodutos em 1,1 TWh/ano, alguns destes promotores consideram que o mesmo pode estar sobrestimado, pois baseia-se em dimensionamentos sobrepostos de projetos que competem pelos mesmos recursos endógenos e não em estimativas de viabilidade técnica. De acordo com a Prado Energia, a documentação disponibilizada para suportar as manifestações de interesse referidas pela REN Gasodutos nas propostas de PDIRG 2025 é inexistente/insuficiente para aferir a sua maturidade e robustez. Este agente considera essencial a divulgação de informação complementar sobre o grau de maturidade dos projetos e as *milestones* de desenvolvimento já atingidas pelos mesmos, bem como a localização indicativa, caracterização técnica e económica das unidades produtivas.

Por fim, na ótica da integração da produção de biometano no SNG, outro promotor sugere que a proposta de PDIRG 2025 contemple a introdução de inversores de fluxo entre a rede de distribuição e a rede transporte, para possibilitar a injeção de biometano nas redes de distribuição com menos consumo. Esta entidade considera que estes projetos estratégicos permitem:

- Evitar restrições de capacidade desnecessárias que atualmente afetam projetos de produção que, não têm a possibilidade de injetar nas redes devido à falta de capacidade de receção.
- Aumentar a flexibilidade operacional do sistema de gás, adaptando-o ao novo paradigma de produção distribuída e renovável.

- Maximizar a utilização das infraestruturas existentes, permitindo uma utilização eficiente da rede de distribuição através da inversão de fluxo.
- Facilitar o cumprimento dos objetivos de descarbonização, assegurando que a produção nacional de energias renováveis possa ser plenamente integrada na rede nacional de gás.

3.4 PROCURA

O CC regista a atual conjuntura de incerteza na evolução da procura de gás, motivada pelos vários instrumentos de política energética, desenvolvimento tecnológico de processos, alternativas energéticas competitivas e garantia de segurança de abastecimento, não só associada à infraestrutura do SNG, mas também ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), em especial a associada às soluções de backup/segurança de abastecimento de eletricidade e o futuro papel das centrais de ciclo combinado.

Neste cenário de incerteza, o CC entende que deverão ser ponderadas soluções que permitam a minimização de custos de transição e evitar sobrecarregar os atuais consumidores de gás e, indiretamente, de eletricidade, garantindo a sustentabilidade do SNG, tendo em conta os elevados montantes em causa e o potencial de redução do consumo no futuro.

O CC reforça que a transição energética precisa de ser socialmente justa e economicamente viável, ou seja, assegurar que as populações mais vulneráveis não deixem de ter acesso a esta fonte de energia até à sua substituição por outras social, económica e ambientalmente competitivas.

O CC destaca que, embora a transição energética exija uma forte aposta nas energias renováveis, o gás natural continuará a ser um vetor relevante do sistema energético português nas próximas décadas enquanto energia de transição. A sua versatilidade, fiabilidade e relativa acessibilidade económica tornam-no indispensável para garantir, entre outros aspetos, a segurança energética, especialmente em contextos de elevada incerteza geopolítica e intermitência das fontes renováveis.

Além disso, de acordo com o CC, setores industriais estratégicos e muitas famílias ainda dependem fortemente do gás natural. A sua eliminação precipitada poderia provocar impactos sociais negativos, nomeadamente pelo aumento do esforço económico, perda de competitividade ou mesmo encerramento de unidades produtivas com a consequente redução do emprego.

O CC conclui que o gás, até hoje natural, e no futuro progressivamente descarbonizado, deve ser integrado de forma inteligente na estratégia de transição energética, servindo como energia de transição para suporte técnico e económico enquanto se desenvolvem soluções renováveis viáveis — como o biometano

e o hidrogénio verde. Só assim será possível garantir uma transição que seja não apenas ecológica, mas também socialmente justa e economicamente sustentável.

Na mesma ótica, o CT entende que existe considerável incerteza nas previsões da procura de gás para a produção de eletricidade, as quais são aparentemente menores na presente data devido ao recurso persistente à importação de energia elétrica de Espanha. De notar que, em 2024, a procura de gás registada representou o valor mais baixo desde 2015 devido, principalmente, a um regime hidrológico húmido, a par de um saldo importador superior a 10 TWh.

Por fim, o CT considera ainda que, em resultado dos últimos acontecimentos, designadamente do apagão de 28 de abril, poderá haver necessidade de rever as previsões de consumo de gás para o mercado elétrico por razões de segurança de abastecimento.

Para um comercializador, a razoabilidade dos cenários da evolução da procura na proposta de PDIRG 2025 é facilmente rebatível face à leitura dos dados reais e previsionais do setor. Na sua opinião, a evolução do consumo de gás natural em Portugal tem demonstrado uma redução significativa nos últimos anos, especialmente em 2023. De acordo com esta entidade, esta tendência é marcada não só pela diminuição no consumo de gás para produção de energia elétrica, devido ao aumento da produção de energia renovável, mas também por uma redução, embora menos expressiva, no consumo industrial e nas redes de distribuição.

Esta mesma entidade identifica o objetivo de que a política energética de descarbonização se consolide num mix energético equilibrado, de continuidade das energias renováveis e dos vetores energéticos que permitam a continuada eletrificação da economia. Assim, conclui que os investimentos apresentados na proposta de PDIRG 2025 são incoerentes com os cenários de evolução da procura em Portugal.

Já um operador de redes de distribuição de gás considera que, em traços gerais, os projetos propostos estão em linha com as necessidades atuais do país em termos da procura de gases renováveis esperada. Considera, no entanto, que a ambição de incorporação de gases renováveis, particularmente biometano, não deve ser uma meta estática, mas sim dinâmica (no sentido de poder ser mais ambiciosa). Sendo esta uma molécula igual à do metano convencional – leia-se, gás natural – acredita esta entidade que a capacidade de descarbonização é muito mais eficiente e célere, pois um pequeno investimento, poderá traduzir-se numa aceleração da descarbonização da economia.

4 TEMAS ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA

Uma entidade representante de uma infraestrutura industrial do setor sugere que a proposta de PDIRG 2025 inclua o investimento necessário para dotar o novo Terminal de Gases Liquefeitos Criogénicos do Porto de Sines (TGLC) de equipamentos para o fornecimento de bancas de GNL a navios e barcaças, para ser operado pela REN.

Segundo esta entidade, foi executado no Porto de Sines um investimento de reconversão do antigo cais de carga de carvão transformando-o no TGLC com o objetivo de se dotar esta nova infraestrutura de equipamentos de ligação à rede de GNL para abastecer navios e barcaças, para dar resposta ao requisito europeu estabelecido na Diretiva 2014/94/UE que estabeleceu a obrigação dos Estados-Membros de assegurar a instalação de um número adequado de pontos de abastecimento de metano liquefeito nos portos marítimos. Pelo que, sendo claro que é a REN, através da subconcessionária REN Atlântico, que detém o uso privativo exclusivo do TGNL e possui as condições técnicas e operacionais para poder vir a fornecer GNL a navios e barcaças, entende a esta entidade que é a REN Atlântico que está em melhor posição para executar o investimento e assegurar a operação desse terminal.

Uma outra entidade, um comercializador, que aborda o investimento em trasfega de GNL entre navios, aprovado pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, identifica a necessidade de a REN Gasodutos adotar as ações necessárias para assegurar a sua entrada em operação com a máxima brevidade. De acordo com a GALP, esta infraestrutura é crítica não só para reforçar a segurança de abastecimento, mas também para promover a descarbonização no setor do transporte marítimo, permitindo o desenvolvimento de novos modelos de negócio de abastecimento de GNL a navios.

Finalmente, uma associação de consumidores apresenta um conjunto de iniciativas, complementares ao plano de investimentos objeto da presente consulta pública, que no seu entender, têm o potencial de contribuir ativamente para o futuro *mix* energético nacional, entre as quais se destacam as seguintes:

- Estímulo ao Uso Industrial do Gás Natural com Baixo Teor de Carbono - Desenvolver mecanismos de incentivo (regulamentares ou financeiros) ao uso de misturas de gás natural com biometano e/ou hidrogénio no setor industrial, com o objetivo de assegurar a competitividade do gás de base renovável na indústria e acelerar a substituição progressiva por gases 100% renováveis.
- Criação de Zonas de Transição Energética com Ênfase no Gás Natural - Implementar projetos-piloto em regiões com potencial de produção e consumo de biometano e H₂, com apoio técnico e

regulamentar reforçado, com o objetivo de facilitar a transição em territórios com redes de gás existentes.

- Apoio ao GNL e GNC no Transporte Pesado - Incluir na proposta de PDIRG 2025 propostas para infraestrutura de apoio ao GNL/GNC no transporte pesado, nomeadamente no eixo Sines-Espanha, com o objetivo de aproveitar um nicho com elevado potencial de descarbonização.

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

