

**PARECER DO GEOTA NO ÂMBITO DA CONSULTA PÚBLICA 132 DA
ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS -
RELATIVA À PROPOSTA DE
Plano de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período
2026-2035 (PDIRG 2025)**

Lisboa, 20 de junho de 2025

No âmbito da **Consulta Pública 132 da ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos** - relativa à **proposta de PDIRG 2025** enviada pelo operador da rede de transporte de gás, nomeadamente a REN Gasodutos **o GEOTA - Grupo de Estudos de Ordenamento do Território e Ambiente - vem por este meio exprimir a sua discordância com o plano de investimento apresentado.**

O GEOTA baseia o seu parecer em cinco principais pontos chave:

- 1. A expansão da rede de transporte de gás natural é contrária ao compromisso de Portugal com a neutralidade climática em 2045, incluindo os objetivos da Lei de Bases do Clima e do Plano Nacional de Energia e Clima 2030.**
- 2. O consumo de gás tem vindo a reduzir de forma expressiva nos últimos anos, em Portugal, o que deve informar o futuro investimento na Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL.**
- 3. 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”.**
- 4. Portugal precisa de um plano para a desativação gradual das redes de gás natural, com uma visão estratégica de descarbonização que garanta transparência, justiça social e proteção dos consumidores.**

5. O PDIRG 2026-2035 deve ser sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), de acordo com o Decreto-Lei n.º 232/2007, sendo que a “Nota Técnica justificativa da não realização da AAE” apresentada é insuficiente.

1. A expansão da rede de transporte de gás natural é contrária ao compromisso de Portugal com a neutralidade climática em 2045, incluindo os objetivos da Lei de Bases do Clima e do Plano Nacional de Energia e Clima 2030

Portugal tem tomado passos relevantes no caminho para a descarbonização total da sua economia. O país subscreveu o **Acordo de Paris**, em 2015, comprometendo-se com o reforço, a antecipação e o cumprimento das metas de redução de emissões de gases de efeito de estufa, de modo suficiente a não ultrapassar o limite de 1,5°C de aquecimento global, face aos níveis pré-industriais. Em 2021, foi aprovada pela Assembleia da República a **Lei de Bases do Clima** (Lei n.º 98/2021 de 31 de dezembro) que reforça no direito nacional a necessidade de combater as alterações climáticas, reconhecendo a situação de emergência climática e comprometendo-se com a neutralidade climática até 2050 com possível antecipação para 2045. O Governo aprovou a revisão do **Plano Nacional de Energia e Clima 2030**, prevendo-se a formalização da meta de neutralidade climática até 2045 e o reforço das medidas de descarbonização em todos os setores económicos.

O gás natural emite 56,4 kg de CO₂ por cada GJ usado, sendo **um dos principais contribuidores para as emissões de gases de efeito estufa em Portugal**. Adicionalmente, vários estudos científicos têm revelado que **os valores usualmente considerados para as emissões de gases de efeito estufa do gás natural estão subestimados** ao não incluírem emissões fugitivas do ciclo de vida desde a extração até ao transporte do gás natural (por exemplo, Sherwin *et al.*, 2024, <https://www.nature.com/articles/s41586-024-07117-5>).

O Plano de Investimento em Consulta Pública ao perpetuar o uso de gás natural está a contribuir diretamente para o agravamento das alterações climáticas, com a consequente perda de vidas humanas já demonstrada pela investigação científica. Este investimento atrasa a transição energética e a descarbonização do país, como demonstrado

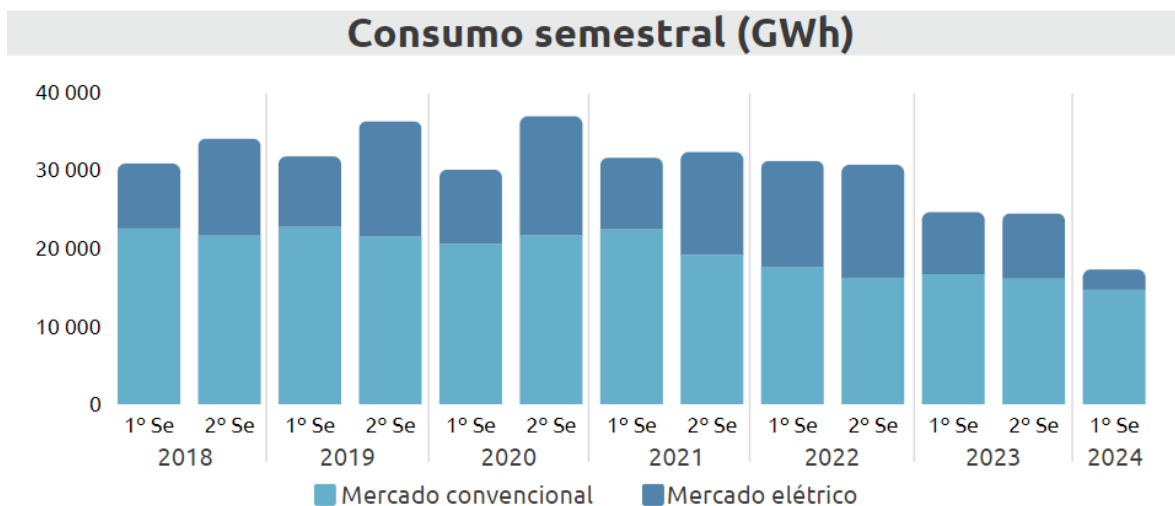
por investigação científica (por exemplo, Kemfert *et al.*, 2022, <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01060-3>).

Portugal importa a totalidade do gás natural que consome, sendo que em 2023 quase 80% foi proveniente de apenas dois países (Nigéria e Estados Unidos). Apesar das sanções da União Europeia à Rússia em consequência da invasão da Ucrânia, em 2023, quase 8% do gás natural utilizado em Portugal foi importado da Rússia por via marítima, contribuindo para financiar a guerra. **A total dependência dos mercados globais de gás coloca as famílias e empresas portuguesas em situação de elevada vulnerabilidade face a crises dos preços do gás e prejudica a balança comercial do país.**

2. O consumo de gás tem vindo a reduzir de forma expressiva nos últimos anos, em Portugal, o que deve informar o futuro investimento na Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

Portugal tem ainda consumos expressivos de combustíveis fósseis, incluindo o gás natural, e consequentes emissões de gases de efeito estufa. Em particular, o gás natural representou 18,5% do consumo de energia primária no país em 2023. Deste gás natural, em 2023, 33% foi usado para geração de eletricidade em centrais termoelétricas e 67% foi destinado a usos convencionais (indústria e edifícios principalmente). Reconhece-se que o gás natural será durante, pelo menos, duas décadas uma parte relevante do sistema energético nacional. Reconhece-se ainda que poderá haver uma utilização da rede parcialmente alimentada por biogás de origem renovável.

Ainda assim, a tendência dos últimos anos tem sido da redução do consumo de gás natural, em ambos os mercados (Figura 1), na mesma direção dos objetivos de descarbonização do país estabelecidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) e no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), mas ainda com ambição insuficiente. **Em fevereiro-março 2025, o consumo de gás natural verificou uma redução de 24,9% face ao valor médio de consumo no período de cinco anos entre 2018 e 2022.** Em particular, a redução foi de 31,2% no mercado elétrico e de 22,6% no mercado convencional.



Fonte: REN Análise: Observatório da Energia

Figura 1 - Evolução semestral do consumo de gás natural em Portugal (fonte: Observatório da Energia).

De facto, o RNC 2050 (cuja ambição terá de ser reforçada para antecipar a meta para 2045) prevê uma **redução drástica no consumo de gás natural que será, em 2050, apenas 17% do valor consumido em 2015** (Figura 2). Tal contribui para reduzir a dependência energética externa do país de 80%, em 2020, para menos de 20%, em 2050. Também o PNEC 2030, compromete-se com uma **redução no consumo de gás natural até 2030** (Figura 3). Com a redução estrutural e profunda do consumo de combustíveis fósseis, incluindo obviamente o gás natural, prevê-se que as emissões de gases de efeito estufa de Portugal sofram uma redução de 90% entre 2005 e 2050, com uma redução de 99% no setor elétrico, de 73% na indústria, de 97% no residencial e de 100% nos serviços. Até 2030, a redução das emissões de gases de efeito estufa prevista no PNEC 2030 é de 55% face a 2050.

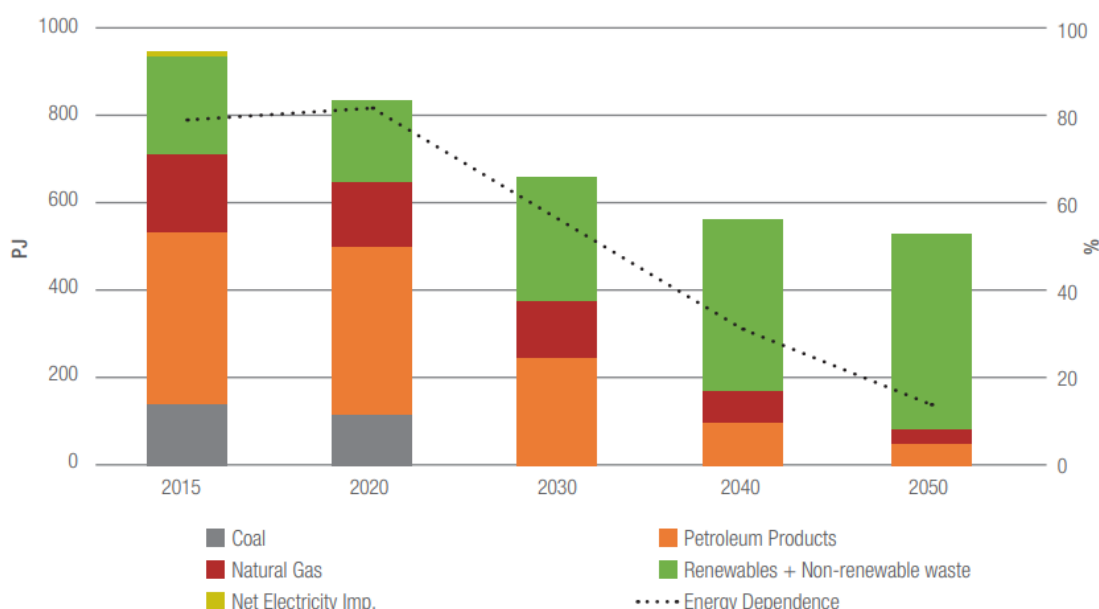


Figura 2 - Evolução do consumo de energia primária em Portugal até 2050 (fonte: Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050).

Existem alternativas mais ecológicas, seguras e custo-eficazes que permitem reduzir substancialmente, no curto e médio prazo, o uso de gás no mercado convencional, incluindo nos edifícios e na maioria das indústrias. A eletrificação do aquecimento de espaços e de água, recorrendo por exemplo a bombas de calor, é 3 a 5 vezes mais eficiente do que o uso de gás natural. Esta eletricidade é cada vez mais gerada através de fontes de energia renovável em Portugal (valor recorde de 71% em 2024), contribuindo simultaneamente para a descarbonização e para a redução da dependência externa. No mercado elétrico, **com a expansão das energias renováveis prevista no PNEC 2030, o consumo de gás nas Centrais de Ciclo Combinado vai diminuir acentuadamente**, mantendo, ainda assim, um papel relevante para a segurança do abastecimento de eletricidade.

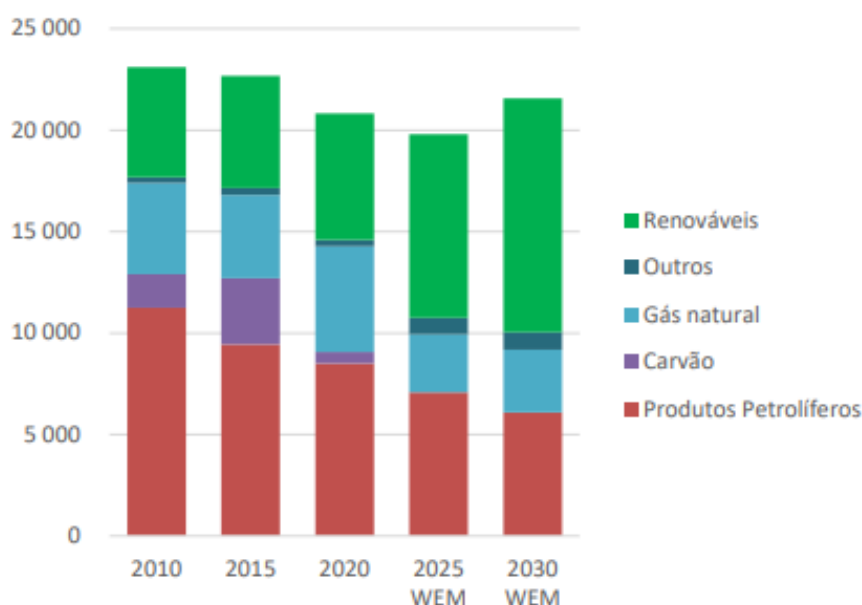


Figura 3 - Evolução do consumo de energia primária em Portugal até 2030 (fonte: Plano Nacional de Energia e Clima 2030).

Este enquadramento do consumo atual de gás natural no país, das previsões de evolução de consumo até 2050 e dos compromissos firmados de redução das emissões de gases de efeito estufa para 2030 e 2050 revela, claramente, um conflito muito grave com o Plano de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período 2026-2035 (PDIRG 2025). Este plano, ao propor a expansão das redes de gás natural, está em marcha contrária à transição energética em curso e pode prejudicar o cumprimento das metas de descarbonização para 2030. A sua execução até 2035 poderá levar a duas situações possíveis: 1) o incumprimento das metas de descarbonização ao promover a continuação do uso de gás natural, ou 2) a criação de “stranded assets” nas infraestruturas associadas à rede de transporte e de armazenamento de gás em que foram investidos centenas de milhões de euros cujos custos serão transferidos para os consumidores finais.

3. 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”

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 **Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)**, o **Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines** e o **Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço**. O montante global de investimentos que é proposto concretizar nas três infraestruturas é dividido em quatro principais blocos de projetos, ascendendo a **472,7 milhões de euros para o período de 10 anos, entre 2026 e 2035** (Figura 4).

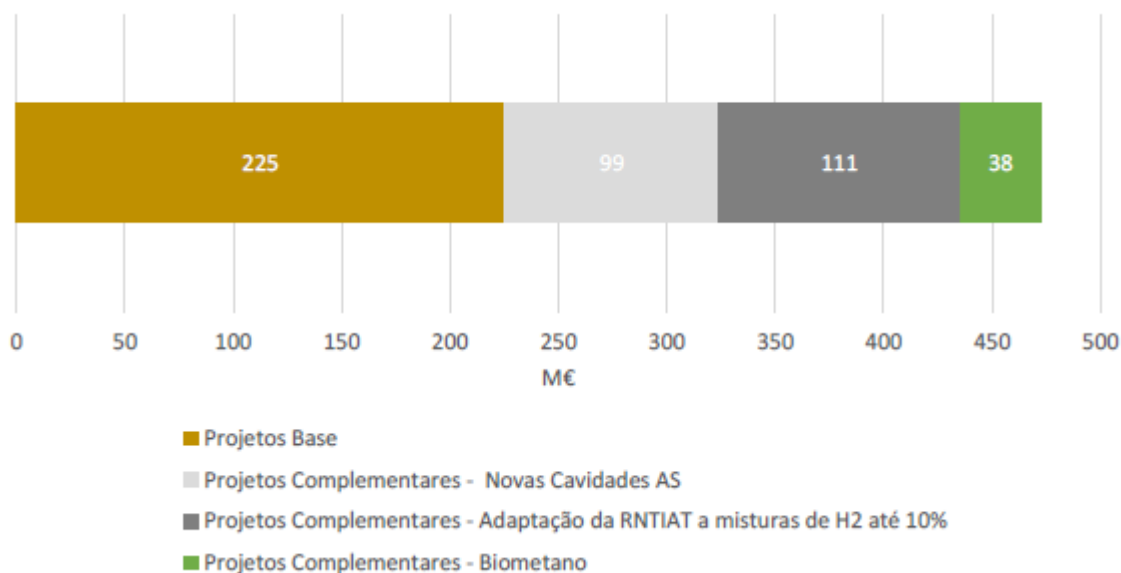


Figura 4 – Desagregação do investimento por tipologia (Fonte: Proposta de PDIRG 2025)

O bloco de investimentos nos **Projetos Base**, 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 empresa REN Gasodutos, os **projetos de remodelação, de modernização e digitalização de ativos em serviço**, projetos de investimento necessários à sustentabilidade

e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG, investimento em tecnologias de informação, entre outras tipologias. Esta categoria inclui também 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 de Sines.

O GEOTA 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, **o GEOTA questiona o aumento do valor médio do investimento entrado em exploração de 8,7 M€/ano (investimento real entre 2018 e 2023) para 9,4 M€/ano (investimento futuro proposto no atual PDIRG),** que não parece ser coerente com os objetivos de descarbonização e com a redução do consumo de gás natural.

Adicionalmente, a própria ERSE considerou, na versão anterior do PDIRG, que é necessária uma reflexão sobre a necessidade efetiva futura do quarto posto de enchimento de cisternas, que se propõe construir no TGNL de Sines pelo valor de 4,9 milhões de euros. Subscrevendo o parecer da ERSE, **o GEOTA alerta que, em 2024, a utilização do TGNL de Sines ficou-se pelos 55% de utilização da capacidade de carga existente e o número de cisternas carregadas apresentou um valor inferior ao máximo histórico de 2021, o que coloca em causa a proposta de expansão da capacidade do TGNL de Sines.** Ainda assim, o valor de cisternas carregadas mantém-se elevado, comparando com 2022 e 2023, refletindo a preponderância quase total da importação de GNL por via marítima face à importação de gás natural por gasoduto via Espanha, nos últimos anos.

A proposta de PDIRG 2025 inclui, como **Projeto Complementar, a construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo**, num total de 98,6 milhões de euros. Este investimento dá resposta ao disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, que determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegure o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais. Adicionando-se os custos da aquisição do gás de enchimento das cavernas (“cushion gas”), **o custo total deste investimento aumenta para valores entre 113 e 121 milhões de euros.**

Este projeto planeia expandir a capacidade de armazenamento atual, que consiste em 3570 GWh, distribuídos por seis cavernas de sal, ou seja, cerca de 23 dias médios de consumo de gás natural. O país dispõe também de 2666 GWh de capacidade de armazenamento no Terminal de Sines, ou seja, cerca de 18 dias médios de consumo de gás natural. Somando as duas instalações de armazenamento nacionais, estima-se que existe capacidade de armazenamento para abastecer o país durante cerca de 40 dias, considerando a capacidade total de armazenamento, a interrupção total do abastecimento via terrestre e marítima e a continuação do consumo de gás de acordo com os valores médios diários.

Compreende-se a decisão de reforçar a capacidade de armazenamento de gás natural em Portugal, à luz dos acontecimentos dos anos 2021 e 2022, ou seja, de crescente instabilidade nos mercados globais de gás natural desencadeada pela invasão Russa da Ucrânia com preços muito elevados e com riscos de insuficiência de abastecimento aos países da União Europeia. No entanto, o contexto do mercado global de gás natural em 2025 é já bastante diferente do contexto em que esta decisão foi tomada. A Agência Internacional de Energia prevê que, após o período de crise e de elevada volatilidade dos preços, o mercado global de gás natural passe para um período de oferta abundante nos próximos anos, em grande parte devido ao aumento da capacidade global de produção e exportação de gás natural liquefeito. Por outro lado, o armazenamento subterrâneo do Carriço encontrava-se com um nível de armazenamento de 97% a 1 de fevereiro de 2025, muito acima da trajetória definida de 70% de armazenamento para a mesma data. O nível de armazenamento no Terminal de GNL de Sines oscilou entre 29% e 61% durante os meses de fevereiro e abril de 2025. Com a redução futura do consumo de gás natural, será possível assegurar um maior número de dias de abastecimento em caso de disrupções, ainda que mantendo apenas a atual capacidade de armazenamento.

Assim, **o GEOTA recomenda que o Governo reconsidere a decisão de investimento no reforço da capacidade de armazenamento subterrâneo de gás natural, cuja concretização apenas está prevista para o período 2031-2035, 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, 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.

Outro bloco associado aos **Projetos Complementares** refere-se a investimentos requeridos para o **“blending” entre gás natural e hidrogénio**. Os **111,2 milhões de euros** de investimento previstos representam, segundo a empresa, as necessidades de desenvolvimento na RNTG e no AS, considerando a 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. Em contraste, o **GEOTA considera que os gases renováveis, como o hidrogénio verde, devem ser reservados para os setores difíceis de descarbonizar e não usados como falso pretexto para sustentar a rede de transporte de gás com a utilização de “blending” entre gás natural e hidrogénio no longo-prazo.**

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 às alternativas. A ineficiência do gás face à eletrificação é exacerbada no caso do hidrogénio verde cuja eficiência de produção com eletricidade renovável através de eletrólise é de apenas cerca de 50%, ou seja, só neste passo metade da eletricidade é perdida. Adicionalmente, para a integração de 20% de hidrogénio verde na rede de gás, a redução nas emissões de gases de efeito estufa é de apenas 7% face ao cenário atual da utilização de gás natural. Ou seja, 93% das emissões de gases de efeito estufa continuarão a existir mesmo que se integrasse 20% de hidrogénio verde em toda a rede de gás. A eletrificação direta é a melhor solução para a descarbonização total do edificado e para uma porção significativa dos usos industriais. De facto, um artigo científico recente (Rosenow, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.crsus.2023.100010>), que fez uma revisão de 54 estudos internacionais independentes, mostra claramente que o hidrogénio não tem utilização viável no setor dos edifícios (será menos de 1% do consumo final de energia para o aquecimento de edifícios que é a principal utilização do gás natural).

A utilização de gases renováveis na transição energética deve ser reservada para os setores difíceis de descarbonizar, onde não existem atualmente alternativas para a descarbonização (ver, por exemplo, a escada do hidrogénio / “hydrogen ladder” com as prioridades para a utilização de hidrogénio verde por Michael Liebreich, 2024). Estas atividades devem ser os principais e primeiros destinos (offtakers) da produção de hidrogénio verde, sendo que não faz sentido alocar este produto valioso e escasso a utilizações desnecessárias onde não é competitivo. Apenas no curto prazo poderá ser razoável misturar pequenas quantidades de hidrogénio verde na rede de gás natural, numa perspetiva de escoar o produto enquanto o mercado amadurece, mas tal não pode ser visto como uma solução definitiva nem pode justificar investimentos desmesurados na RNTG. **Qualquer investimento associado à compatibilização das redes de gás com misturas contendo baixas percentagens de hidrogénio deve ter em vista a utilização futura das infraestruturas para o transporte e armazenamento de 100% gases renováveis.**

Também a ERSE alerta que os investimentos para a adaptação da RNTG e do AS a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume deve ser alvo de “especial ponderação”, tendo em conta a 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. A ERSE afirma que a procura de hidrogénio renovável, em 2035, representará cerca de 3,3% de procura total de gás e 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. Por outro lado, a ERSE menciona 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” e para a premência de 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”.

Por fim, nos **Projetos Complementares**, incluem-se os investimentos relativos ao **desenvolvimento da RNTG 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. **Embora o GEOTA concorde que o biometano é um vetor energético com potencial para a transição energética, especialmente para produção e consumo industrial na proximidade e em substituição direta do gás natural, considera-se que os investimentos propostos no PDIRG 2025 carecem de uma análise mais detalhada que confirme o efetivo potencial de produção neste território.**

4. Portugal precisa de um plano para a desativação gradual das redes de gás natural, com uma visão estratégica de descarbonização que garanta transparência, justiça social e proteção dos consumidores

A nível europeu é prevista uma redução drástica no uso de gás de cerca de 71-73% face a 2019, incluindo não só de gás natural mas também hidrogénio e biometano (Rosenow *et al.*, 2024, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590332224002653?dgcid=author>). Neste contexto, a investigação científica recente afirma que **é necessário um planeamento integrado das redes de gás que minimize o investimento de capital na infraestrutura e que prepare o inevitável descomissionamento da rede de gás** e interrupção do fornecimento nos pontos de consumo (Figura 5).

Neste contexto, **o GEOTA defende que Portugal precisa de um plano para a desativação gradual das redes de gás.** Cumprindo o Plano Nacional de Energia e Clima 2030, Portugal irá reduzir drasticamente o consumo de gás natural. Em vários países europeus, discute-se como desativar as redes de gás de forma progressiva e socialmente equilibrada. No entanto, em Portugal, não só esta conversa ainda não começou, como até os planos de investimento existentes, relativos às redes de distribuição e de transporte de gás natural, parecem estar em contramão, com cerca de 900 milhões de euros propostos de para a próxima década.

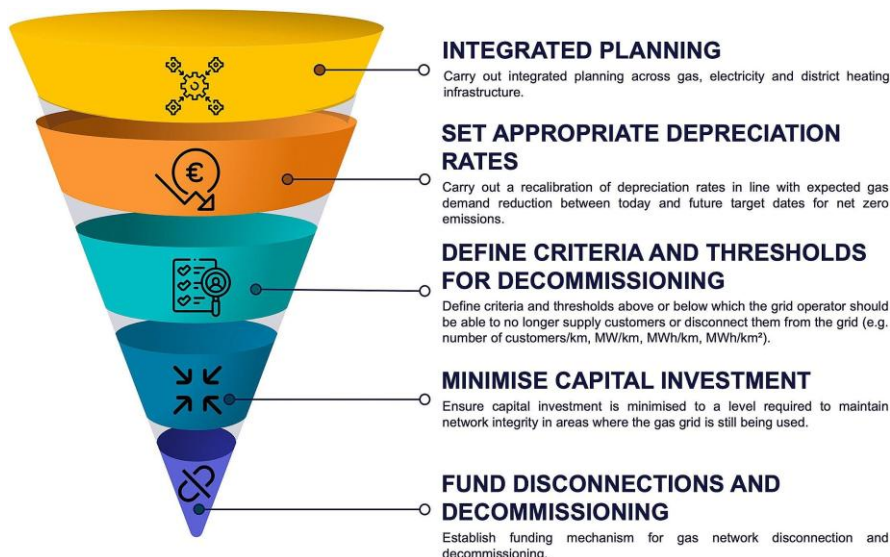


Figure 5 - Passos para gerir a rede gás no contexto da transição energética (fonte: Rosenow et al., 2024)

Na ausência de um Plano para a Desativação Gradual das Redes de Gás, o GEOTA considera que existem riscos desnecessários para o sistema energético nacional:

- investimento desmedido por parte dos operadores das redes de distribuição e transporte de gás para a expansão desta infraestrutura fóssil;
- falsas promessas de integração de elevadas quantidades de gases renováveis, como “hidrogénio verde”, na rede atual;
- elevados custos para os consumidores que são obrigados a suportar a expansão de uma infraestrutura já sobredimensionada;
- perpetuação do consumo de gás natural e das emissões de gases de efeito estufa associadas, com risco de incumprimento das metas nacionais.

Por outro lado, o GEOTA defende que um Plano para a Desativação Gradual das Redes de Gás permitiria:

- proibir expansões futuras das redes de gás, considerando este investimento como potencialmente causador de "stranded assets";

- mapear as redes e decidir secções para desativação (ex. edifícios, centros urbanos) e para manutenção no médio prazo (ex. consumidores industriais);
- clarificar o potencial do hidrogénio verde e biometano para substituir a 100% a utilização de gás natural com foco em consumidores industriais;
- garantir uma transição justa em que os consumidores mais vulneráveis não ficam "encalhados no gás" enquanto a eletrificação acelera.

O GEOTA reconhece que não é possível "acabar com o fóssil amanhã", mas alerta para a necessidade de planear, com racionalidade ambiental, social e económica, a inevitável e desejável redução da utilização de gás natural em Portugal. Neste contexto, as autoridades têm de escolher entre perpetuar a utilização de recursos energéticos fósseis ou liderar uma verdadeira transição rumo a um sistema energético moderno, limpo e eficiente. Portugal precisa de visão estratégica e de um plano sério e estruturado para o encerramento faseado da rede de gás, que garanta transparência, justiça social e proteção dos consumidores. **Prolongar a vida do gás natural é adiar o inevitável.**

5. O PDIRG 2026-2035 deve ser sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), de acordo com o Decreto-Lei n.º 232/2007, sendo que a “Nota Técnica justificativa da não realização da AAE” apresentada é insuficiente.

O GEOTA considera que o argumento de que “não será necessário sujeitar a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) a presente edição do PDIRG 2026-2035” porque há “continuidade” com edições anteriores é insuficiente e que não deverá ser aceite pelas autoridades competentes. Em primeiro lugar, existe uma obrigatoriedade legal explícita, ou seja, o Artigo 3.º do Decreto-Lei 232/2007 que abrange todos os planos do setor da energia que “constituam enquadramento para a futura aprovação de projectos”. O DL 232/2007 exige que qualquer elaboração ou modificação de plano seja avaliada, salvo se for mera alteração “menor”, caso em que a autoridade competente deve concluir que não há efeitos significativos. A própria REN estabeleceu o precedente ao submeter a edição PDIRG 2024-2033 a AAE. Se em 2023 o quadro legal exigia AAE, não há base legal para abdicar dela em 2025 quando o novo plano alarga o horizonte temporal e introduz

investimentos adicionais e alterações que não são menores. O GEOTA considera que a AAE pode adoptar um método incremental, mas o procedimento deve ser realizado.

Por outro lado, o contexto ambiental e normativo mudou de forma material nos últimos anos. Desde a última AAE, entraram em vigor (ou estão em fase final de transposição) a revisão do PNEC 2030 e a Diretiva RED III (UE 2023/2413) que elevam as metas climáticas e de energias renováveis. Foi também aprovada a Lei de Restauro da Natureza a nível europeu e Portugal deve elaborar um Plano de Restauro da Natureza, que poderá ser relevante para a avaliação ambiental do PDIRG 2025-2035. Sendo certo que há algumas perspectivas para a maior integração biometano na rede de gás, a evolução do mercado do hidrogénio verde e a própria investigação científica tem levado a uma redução geral de expectativas sobre este vector energético, o que deve ser considerado durante a realização da AAE. Tem de haver metas claras e avaliação de custos, danos e benefícios das diversas opções. Em Portugal esta discussão está por fazer. **Uma AAE serve precisamente para verificar se o novo plano é coerente com um contexto global em constante evolução e com metas atualizadas para a União Europeia e Portugal, sendo que presumir que o “quadro de avaliação anterior continua válido” ignora obrigações climáticas mais exigentes.**

Autores:

Miguel Macias Sequeira, Vice-Presidente do GEOTA e Investigador em Energia e Clima no CENSE NOVA-FCT, m.sequeira@campus.fct.unl.pt

João Joanaz de Melo, Dirigente do GEOTA e Professor no Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da NOVA-FCT, jjm@fct.unl.pt