



Consulta pública n. °99:

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT para o período de 2022 a 2031 (PDIRG 2021)

DOCUMENTO DE COMENTÁRIOS

EDP, S.A.

16 JUNHO 2021

1. Enquadramento

Nos termos do 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, no dia 31 de março de 2021, 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 2022-2031 (PDIRG 2021).

Assim, e no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE submete agora a consulta pública, a proposta de PDIRG 2021, elaborada pelo RNTG, tendo como principal objetivo recolher comentários por parte de interessados para apoiar na elaboração do seu parecer sobre o plano de investimento referido.

A elaboração do PDIRG 2021 tem por base os objetivos delineados no artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, de onde se especifica:

- Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, período 2021-2040 (RMSA-G 2020) – sendo este o relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;
- Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC) 2050;
- Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) 2021-2030;
- Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2);

Neste contexto, a EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública, e manifestando, desde já, plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que a ERSE entenda convenientes.

2. Comentários Gerais

Como comentário prévio, a EDP considera positiva a disponibilização por parte da ERSE da proposta de PDIRG 2021, assim como dos estudos e avaliações que a fundamentam.

Globalmente, **esta proposta de PDIRG é positiva**, estando alinhada com as metas estabelecidas no âmbito da transição energética (nomeadamente: injeção de 10% a 15% de hidrogénio verde nas redes de gás natural até 2030) e em cumprimento com o referido

no Decreto-Lei n.º 62/2020, onde se estabelece a obrigação de capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases.

2.1. Desenvolvimento do hidrogénio

Tendo por base os objetivos estratégicos que se verificam a nível de política energética nacional e europeia, bem como a proliferação de novos investimentos e avanços tecnológicos na cadeia de valor do hidrogénio (H₂), **a EDP considera que a adaptação da infraestrutura da RNTIAT à injeção de H₂ poderá ser benéfica para o país**, na medida em que tais desenvolvimentos poderão posicionar Portugal na vanguarda deste novo vetor energético, criando assim valor para a economia Portuguesa. Como tal, a celeridade na realização de estudos e implementação de projetos é crucial, numa perspetiva “time to market”. Importa também realçar que Portugal apresenta as condições ideais ao desenvolvimento da cadeia de valor de hidrogénio.

No entanto, a EDP sublinha que os desenvolvimentos e investimentos no âmbito da cadeia de valor do hidrogénio carecem de uma análise custo-benefício holística, que não está contemplada na EN-H2.

Especificamente, deverá ser analisada a forma como o *blending* de H₂ se compatibiliza com as iniciativas de produção no local de consumo que alguns industriais estão a desenvolver. Por outras palavras, os projetos de autoconsumo de H₂ são dimensionados tendo em conta as restrições e limitações técnicas de combinação de H₂ produzido localmente com o gás natural da rede. Contudo, se o gás veiculado pelas redes já não for 100% gás natural, os projetos referidos poderão ser impactados e a sua realização posta em causa.

Adicionalmente, deverão ser tidos em conta os custos de adaptação das infraestruturas derivados da injeção de H₂ na rede, nomeadamente, custos de adaptação das redes públicas de transporte e distribuição de gás, assim como os custos de adaptação das instalações de utilização dos clientes de gás, sejam produtores de eletricidade, industriais ou domésticos:

- Os usos domésticos de gás natural poderão ser afetados por misturas crescentes de H₂, que se traduzirão em custos de adaptação das caldeiras e aquecedores domésticos, pelo que deverá ser analisado se é mais benéfica a substituição do o

gás natural por H2 para uso doméstico ou se será mais económica e eficiente a opção por outras alternativas para descarbonizar, como a eletrificação direta.

- No caso da produção de eletricidade com recurso a gás, deverá ser verificada a capacidade de alguns produtores, nomeadamente CCGTs, de tolerarem pequenas percentagens de injeção de H2, que são as atualmente contempladas na EN-H2.

Neste contexto, a EDP entende que a promoção de projetos piloto, previstos na regulamentação em vigor¹, poderá desempenhar um papel importante no desenvolvimento dos gases renováveis e de baixo teor de carbono, contribuindo para a descarbonização da economia, mas cujos investimentos devem ter por base a racionalidade económica.

Em suma, os objetivos estabelecidos nas políticas de transição energética, relativos às emissões de CO₂, devem considerar o conjunto alargado de medidas a desenvolver nos vários setores da economia e a sua coordenação, de forma a maximizar os benefícios para a comunidade e garantir a sustentabilidade desses investimentos. Assim, tendo em conta que, por um lado, está previsto o decréscimo de consumo de gás, acompanhado pela eletrificação do consumo, e por outro lado, a política energética determina o aumento dos níveis de injeção de H2 no sistema de gás, com investimentos associados, entendemos que deveria ser analisado **se o blending de H2 é o caminho mais custo-eficaz para a descarbonização da economia nacional, ou se o futuro do H2 não passará antes por priorizar uma produção e utilização descentralizada**, tendo como alvo prioritário os consumos de gás, ou outras energias, nos quais não há uma alternativa de eletrificação (usos industriais de alta temperatura, usos do gás como matéria prima, mobilidade pesada, etc.) e onde o país poderia beneficiar de uma maior redução de emissões de CO2 por euro investido.

2.2. Investimentos proposto no PDIRG 2021 no âmbito da EN-H2

No que diz respeito aos investimentos propostos no PDIRG 2021 no âmbito da EN-H2, a EDP salienta que existem muitas dúvidas e incertezas relacionadas com os impactos do uso de H2 nas instalações existentes na RNTG. Mais acrescenta, que o PDIRG 2021 não descreve quais os equipamentos concretos afetados, sendo apenas descrita, de forma genérica, as atuações a realizar. A ausência desta informação deixa em aberto, questões

¹ Regulamento n.º 407/2021, de 12 de maio

relativas à localização dos pontos de injeção de H2 na rede e se há potenciais poupanças na escolha de pontos de injeção que estejam próximos dos consumidores finais. Neste âmbito, seria interessante analisar em primeiro lugar o efeito de misturas de gás natural em grandes consumidores sem impactar os restantes, nomeadamente os consumidores domésticos. Assim, **a EDP recomenda prudência na aprovação destes investimentos e alerta, reforçando o ponto suprarreferido, para a necessidade de avaliação destes investimentos à luz de uma análise custo-benefício holística.**

Ainda neste tema, é importante referir que está em consulta pública a revisão da Diretiva do Mercado Interior de Gás, onde a Europa irá adotar uma posição relativamente ao papel do H2, desenvolvimento de redes de H2, separação das atividades, acesso a terceiros, possibilidade de subsídios cruzados entre o setor de gás natural e do H2, entre outros. **Deste modo, a aprovação destes investimentos poderá ser prematura e suscetível de gerar custos afundados, na medida em que ainda não existe visibilidade sobre a proposta final da CE.**

Adicionalmente, os investimentos propostos no PDIRG 2021 relativos ao vetor EN-H2 correspondem, no primeiro quinquénio, a 43% do valor total de investimentos contabilizados a custos totais. Tendo este vetor um enquadramento acima de tudo estratégico para o país, e relembrando que de acordo com os objetivos definidos no RNC 2050 e PNEC 2021-2030 o número de agentes ativos no setor do gás terá tendência a reduzir, **a EDP considera que estes investimentos deverão ser preferencialmente financiados por fundos comunitários, e/ou nacionais, em detrimento de agravarem a fatura dos clientes de gás através da sua incorporação nas tarifas.** Este formato proporciona um maior alinhamento entre os potenciais benefícios para a economia e os riscos inerentes à incerteza adjacente ao futuro do setor do gás.

2.3. Processo de aprovação do PDIRG

Por último, importa salientar que **o PDIRG 2021 está a ser analisado, sem visibilidade do PDIRG 2019, que ainda não obteve aprovação por parte da tutela.** Não parece ser ajustado o Concedente não ter, até este momento, emitido nenhum parecer sobre o PDIRGN 2019 (2020-2029). Esta incerteza sobre o processo preconizado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, não prejudica apenas o operador da rede nacional de transporte de gás, mas sim todos os agentes do setor dependentes de decisões

associadas ao Plano em causa. Como tal, e ainda que não seja responsabilidade da ERSE, **consideramos que a garantia dos prazos estabelecidos é da maior importância.**