

CONSULTA PÚBLICA

99

RELATÓRIO

PROPOSTA PDIRG 2021

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na
RNTIAT
2022 a 2031

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO.....	3
2	SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA.....	4
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	4
2.2	QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA	10
2.2.1	Estratégia Nacional do Hidrogénio	10
2.2.2	Previsões de Procura	14
2.2.3	Metodologia de Seleção de Investimentos e Balanço dos Benefícios dos Projetos de Investimento.....	15
2.2.4	Outros Investimentos	16

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos (REN), 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 2022-2031 (PDIRG 2021).

Por sua vez, nos termos do n.º 2 do artigo 87.º do mesmo Decreto-Lei, cabe à ERSE promover a consulta pública ao seu conteúdo, com duração de 30 dias.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, de 3 de maio a 15 de junho de 2021, a proposta de PDIRG 2021 elaborada pelo operador da RNTG.

A ERSE dispõe 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.

O presente documento sumariza e avalia as contribuições recebidas no âmbito do processo de consulta pública à proposta de PDIRG 2021. A metodologia adotada para avaliação das respostas baseia-se na organização do documento de enquadramento da consulta pública, ou seja, adota-se a mesma ordem dos assuntos e questões submetidas a consulta.

No decorrer desta consulta pública, a ERSE recebeu contributos das seguintes entidades:

- Conselho Consultivo da ERSE
- Conselho Tarifário da ERSE
- CIP Confederação Empresarial de Portugal
- EDP – Energias de Portugal, S.A.
- ZERO – Associação Sistema Terrestre Sustentável
- A ERSE recebeu ainda um contributo de uma outra entidade, que solicitou confidencialidade.

2 SÍNTESE DAS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA CONSULTA PÚBLICA

No âmbito da consulta pública promovida pela ERSE à proposta de PDIRG 2021 enviada pela REN, foram recebidos contributos de 6 (seis) entidades, incluindo do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, cujo conteúdo será tido em consideração na elaboração do parecer da ERSE.

Do conjunto de contributos recebidos, algumas entidades optaram por não responder diretamente às questões colocadas no documento de enquadramento da consulta pública, endereçando, antes, os temas que cobrem as questões submetidas à consulta. Para além disso, enviaram também contributos sobre questões de princípio e de carácter mais geral, ou sobre temas e aspetos da proposta de PDIRG 2021 que consideraram mais pertinentes.

Nos pontos seguintes, sumarizam-se as contribuições recebidas dos diferentes participantes da consulta pública à proposta de PDIRG 2021.

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

PROCESSO DE APROVAÇÃO DO PDIRG

Relativamente ao processo geral de aprovação dos PDIRG, metade dos contributos, incluindo os Conselhos Tarifário e Consultivo da ERSE, identificam a importância de serem cumpridas as várias etapas do ciclo de planeamento e aprovação das propostas de PDIRG, com especial atenção para a aprovação final dos documentos. A falta dessa aprovação cria incerteza não apenas para a REN mas também para os agentes do setor, especialmente num contexto de grande dinâmica no setor da energia face aos desafios da transição energética.

AValiação Ambiental e Estratégica do PDIRG

Uma entidade considerou que, “é importante definir os investimentos para recuperação de habitats e fauna, e que os mesmos não fiquem circunscritos a planos de monitorização pouco transparentes, sem resultados quantificáveis e monitorizáveis, não devendo os mesmos resultar em qualquer alteração concreta após a implementação dos projetos no terreno”.

CONVERSÃO DA RNTG NA REDE NACIONAL DE HIDROGÉNIO

Uma entidade referiu que, “relativamente ao projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio, que terá como objetivo subjacente o acondicionamento da rede existente para que a mesma possa vir a ser compatível com concentrações até 100% de hidrogénio, se reconhece e sublinha a prudência da REN em propor para futuras edições subsequentes do PDIRG os investimentos necessários, beneficiando de maior conhecimento sobre a matéria, resultados de estudos a desenvolver e até de desenvolvimentos tecnológicos que possam vir a surgir”.

Essa entidade salientou também que, “Tendo os projetos base previstos no PDIRG 2021 associados ao hidrogénio como objetivo a adequação das infraestruturas e redes para cumprimento da meta de incorporação de 10-15% de hidrogénio da rede de gás até 2030, futuros projetos de investimento tenderão a dar resposta à trajetória indicativa de aumento de incorporação prevista para 2040 e 2050 (40-50% e 75-80% respetivamente) na Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio. Essa entidade considera ainda que de acordo com a informação da proposta de PDIRG 2021 de que “as projeções atuais de investimento para garantir em redes existentes a compatibilidade total com hidrogénio, apontam para cerca de 10-15% do valor de investimento de uma rede equivalente nova”, considerando (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente, (ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento, deverá existir máxima ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerado no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício. Acrescenta que “Tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, exigirá o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes futuros projetos.”

ALOCAÇÃO DE CUSTOS DOS PROJETOS DE HIDROGÉNIO

Uma entidade refere que, “no que diz respeito aos investimentos propostos no PDIRG 2021 no âmbito da EN-H2, se 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 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, essa entidade “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.”

A mesma entidade “considera ser importante referir que está em consulta pública a revisão da Diretiva do Mercado Interno 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, continua a mesma entidade “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 lembrando 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, uma das entidades que enviaram comentários durante a Consulta Pública 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 gás.”

Outra entidade considera que deverá ser assumida “a mistura de hidrogénio com gás fóssil como um investimento transitório. Esta mistura permitirá alavancar a produção de hidrogénio verde e desenvolver em Portugal as cadeias de valor do hidrogénio. Neste sentido, é um primeiro passo para o desenvolvimento de uma economia limpa na qual se inclui a utilização de hidrogénio verde. Assinalamos que este investimento deverá ser uma opção única e transitória no tempo. Por outro lado, os custos não deverão recair sobre os consumidores, pois os consumidores de gás de hoje, não serão necessariamente os consumidores de hidrogénio no futuro. Esta opção não deverá também gerar investimentos ao nível da adaptação de equipamentos industriais que posteriormente adiem a introdução de hidrogénio puro (efeito lock in).”

Uma outra entidade refere que, “Nem todos os consumidores de gás beneficiarão da disponibilidade de hidrogénio. Se todos os consumidores de gás tiverem de suportar os custos da infraestrutura de hidrogénio,

mas apenas para alguns a opção do hidrogénio for a mais apropriada, estaremos perante um desalinhamento entre custos e benefícios, podendo resultar num problema redistributivo e de legitimidade social. Em particular, tal poderá ser o caso para os consumidores domésticos que muito provavelmente não serão os futuros consumidores de hidrogénio. Neste sentido, é importante identificar formas de financiamento a fundo perdido (*Innovation Fund*) ou não regressivas do ponto de vista climático e redistributivo (ex: Fundo Ambiental) para alocar os custos deste investimento de *retrofitting*. Com a transição futura para uma rede que unirá *clusters* de produção e consumo de hidrogénio puro, deverão os custos ser alocados aos consumidores desta nova rede.”

REINÍCIO DO CICLO DE ANÁLISE

Uma entidade considera que, “deve haver um reinício do ciclo de análise de investimentos para as redes de gás. Tendo em conta o desalinhamento entre os cenários de evolução da procura para a RNT de gás em Portugal, e as previsões estabelecidas a nível europeu decorrentes das metas climáticas,” essa entidade “entende que deverá ser reiniciado o ciclo de análise de investimentos para as redes de gás.”

ROTEIRO PARA REDE DEDICADA AO HIDROGÉNIO PURO

Uma entidade refere a necessidade de “Clarificação dos setores em que se perspetiva a utilização do hidrogénio verde. Tal requer uma análise sistémica, assim como uma política industrial que tem em conta os processos industriais dos diferentes setores, potencial de criação de emprego, aumento expectável de produtividade associado aos novos processos, e potencial de I&D. Tal também se deve refletir nas prioridades para o investimento público (em que se inclui os pagamentos feitos pelos consumidores). Por outro lado, a ausência de metas climáticas para o setor industrial não clarifica nem induz previsibilidade sobre a utilização futura de hidrogénio.”

Outra entidade refere que “entende que os investimentos em hidrogénio verde são fundamentais para a ação climática, especialmente nos setores em que a eletrificação ou melhorias para a eficiência energética não são suficientes para a descarbonização. Contudo, o desenvolvimento da rede de hidrogénio ainda assenta em pressupostos frágeis, devendo ser baseada numa análise dos clusters setores e localizações para os quais a utilização do hidrogénio é uma opção custo-eficaz. Sem esta análise, partir-se-á do princípio que a rede de gás corresponde aos pontos de procura e consumo de hidrogénio, o que é incorreto pois o custo-eficácia do hidrogénio face às alternativas existentes para o gás fóssil em determinados setores é substancialmente diferente. Assim, deverá ser apresentado um roteiro para o desenvolvimento de

infraestrutura para a economia do hidrogénio que considere a análise setorial anteriormente referida e que inclua os seguintes aspetos:

- Processo para desenvolvimento de uma rede dedicada a hidrogénio, a qual poderá ser realizada após a fase transitória baseada na mistura de hidrogénio com gás fóssil;
- Mapeamento de oportunidades para criação de hubs de hidrogénio a nível regional e setorial;
- Quantificação das imparidades expectáveis nas redes de gás;
- Identificação das necessidades de adaptação de equipamentos e processos para o consumo de hidrogénio puro;”

Outra entidade entende que, “os investimentos em hidrogénio verde são fundamentais para a ação climática, especialmente nos setores em que a eletrificação ou melhorias para a eficiência energética não são suficientes para a descarbonização.”.

ELETRIFICAÇÃO DO CONSUMO

A este respeito uma entidade referia que, “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” mas, 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”. Assim, “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.

Acrescenta ainda essa entidade, que “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.”

A propósito do Futuro do setor do gás em Portugal e na Europa, outra entidade “constata que a estratégia portuguesa para as próximas décadas assenta numa combinação de diversas opções e medidas de política energética, focada em opções tecnológicas variadas procurando encontrar sinergias entre elas.

A estratégia delineada para o setor gasista, em complementaridade com a estratégia de eletrificação, indica que a mesma contribuirá com a sua quota-parte para atingir as ambições climáticas e aumentar a qualidade de vida das populações, permitindo alcançar as metas da transição energética da forma mais eficiente possível, enquanto se incentiva e moderniza a economia.”

Finalmente uma terceira entidade “defende que a prioridade do sistema energético nacional é a sua eletrificação, acompanhada do incremento da produção renovável de modo a que se possa atingir a neutralidade carbónica antes de 2050, preferencialmente em 2040, e o PDIRG deverá ser incorporado num plano único que inclua a futura rede de hidrogénio verde produzido de fontes renováveis e o Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte de Eletricidade, reduzindo os investimentos nos combustíveis fósseis conforme as metas defendidas.”

IMPACTO TARIFÁRIO

Quanto ao impacto tarifário, são analisados os resultados nos cenários i) “projetos base sem inclusão do hidrogénio” e ii) “projetos base com inclusão do hidrogénio”.

O Conselho Tarifário refere, a propósito do cenário i) que “concorda que o impacto tarifário negativo que se prevê para a primeira metade do plano se justifica pela evolução da procura, efeito justificado a montante pela diminuição da necessidade de gás para produção de eletricidade”. E acrescenta “Face ao exposto, o CT não pode deixar de manifestar preocupação face ao incremento tarifário que se perspetiva. Neste sentido, a justificação para esta variação deixa clara a relação de dependência entre os vários setores energéticos, em particular o impacto que as opções no mix energético na produção de eletricidade originam no setor do gás e na sua estrutura de custos”.

O conselho Tarifário refere, a propósito do cenário ii) “Considerando o cenário central de procura, a evolução dos proveitos unitários prevê que se atinja o valor de 2,53 Eur/MWh em 2026, o que representa

+7,2% que o valor faturado em 2020 e +21,6% que o previsto para 2021. Para 2031, o valor previsto é de 2,18 Eur/MWh”.

O Conselho Tarifário conclui referindo que comparativamente com o cenário i), “que não considera projetos de hidrogénio, o CT observa que a inclusão em tarifa da totalidade dos custos dos projetos associados ao hidrogénio considerados neste plano representará um acréscimo entre 0,05 e 0,08 Eur/MWh nos proveitos unitários.

2.2 QUESTÕES SUBMETIDAS A CONSULTA PÚBLICA

2.2.1 ESTRATÉGIA NACIONAL DO HIDROGÉNIO

Questão 1

Considera que a informação apresentada pelo operador da RNTG na proposta de PDIRG 2021 caracteriza de forma suficientemente esclarecedora as necessidades e os montantes de investimento propostos na categoria «Projetos de Hidrogénio», para que se possa avaliar adequadamente se merecem ou não ser aprovados em sede de DFI do PDIRG 2021?

No que diz respeito à questão 1, uma entidade “considera positiva a abordagem do ORT em limitar as iniciativas propostas à adequação da infraestrutura face aos objetivos fixados para 2030, bem como a iniciativa de candidatar estes investimentos a subsídios”.

Outra entidade refere que “O PDIRG refere que ainda não é conhecido o comportamento das infraestruturas de aço ao hidrogénio. Salientamos o risco e a incerteza de um investimento que tem uma componente relevante de inovação. Este mesmo risco é referido no próprio texto “(...) ao momento de elaboração deste Plano falta ainda construir neste edifício algumas peças de natureza legal, regulamentar e mesmo ao nível da definição de requisitos técnicos, não sendo por isso possível na presente edição do Plano prestar informação detalhada quanto a potenciais futuros pontos de ligação à RNTG para injeção de gases renováveis (incluindo o hidrogénio).” Apesar de referido no plano que, quando possível, irão ser utilizados materiais para 100% de hidrogénio, dever-se-á abordar de forma separada o desenvolvimento de uma rede 100% hidrogénio.

Dado que a componente de investimento em hidrogénio compreende a mistura deste gás com o gás fóssil, assinalamos alguns aspetos que deverão ser tidos em conta no âmbito destes investimentos:

- A incorporação de hidrogénio na rede de gás deverá ser uma opção transitória e única no tempo necessária ao desenvolvimento de uma cadeia de valor do hidrogénio em Portugal. Esta opção não poderá ser uma alternativa, mas sim a fase que antecederá o desenvolvimento de uma rede dedicada ao hidrogénio que liga clusters de produção e de consumo de hidrogénio. É importante que os diferentes decisores e instituições do setor da energia assumam esta perspetiva de início sob pena de no futuro serem feitos *retrofits* sucessivos, complexos e caros de aumento da percentagem de incorporação de hidrogénio (tanto na rede de gás, como nos equipamentos de consumo), a pretexto de não se assumir os custos afundados desta opção inicial. Na prática, estes ciclos de *retrofit* adiarão a adoção de novos processos baseados em hidrogénio puro, reduzindo os benefícios da transição para uma economia inovadora e limpa, e prolongarão a utilização de gás fóssil.
- Os custos associados a este investimento devem ter o seguinte aspeto em conta:
 - Nem todos os consumidores de gás beneficiarão da disponibilidade de hidrogénio. Se todos os consumidores de gás tiverem de suportar os custos da infraestrutura de hidrogénio, mas apenas para alguns a opção do hidrogénio for a mais apropriada, estaremos perante um desalinhamento entre custos e benefícios, podendo resultar num problema redistributivo e de legitimidade social. Em particular, tal poderá ser o caso para os consumidores domésticos que muito provavelmente não serão os futuros consumidores de hidrogénio. Neste sentido, é importante identificar formas de financiamento a fundo perdido (*Innovation Fund*) ou não regressivas do ponto de vista climático e redistributivo (ex: Fundo Ambiental) para alocar os custos deste investimento de *retrofitting*. Com a transição futura para uma rede que unirá clusters de produção e consumo de hidrogénio puro, deverão os custos ser alocados aos consumidores desta nova rede.
 - Não devem ter como base fontes de financiamento público necessários ao apoio inicial ao desenvolvimento de outros componentes da cadeia de valor (ex: produção de hidrogénio ou I&D de novos processos industriais). Tal teria um efeito negativo sobre o desenvolvimento de cadeias de valor de hidrogénio verde.
- Esta opção não deverá resultar em investimentos na adaptação de equipamentos industriais que adiem investimentos futuros para a utilização de hidrogénio puro. Este risco industrial de *lock in* deve ser mitigado, sob pena de as empresas não terem capacidade financeira de fazer investimentos transformadores em processos baseados em hidrogénio puro, e prolongar-se o consumo de gás fóssil. O objetivo deverá estar centrado na transformação de processos industriais

para cadeias de valor zero emissões (hidrogénio verde 100%, eletrificação e/ou outras opções). A transformação de processos industriais para cadeias de valor zero emissões é precisamente a opção que permite o desenvolvimento de novas atividades de alto valor acrescentado e com perfil exportador, contribuindo assim para o crescimento e transformação da economia nacional.

- A existência de níveis mínimos de incorporação de hidrogénio não deverá levar à mistura de hidrogénio na RNT para o qual existe interesse na sua utilização em estado puro. Deste modo, assegura-se a aplicação do hidrogénio em estado puro em atividades e processos de alto valor.
- Os impactos climáticos da incorporação de hidrogénio na rede de gás são limitados em resultado do menor poder calorífico do hidrogénio face ao gás fóssil. Por exemplo, um nível de incorporação de 5% de hidrogénio apenas reduz o consumo de gás fóssil em 1,6%.
- Assumir-se que se trata de um investimento de *retrofit* inovador, e que tem riscos associados, uma vez que não é conhecido o comportamento das infraestruturas de aço ao hidrogénio. Tal como o próprio plano refere, existem ainda em falta: “(...) ao momento de elaboração deste Plano falta ainda construir neste edifício algumas peças de natureza legal, regulamentar e mesmo ao nível da definição de requisitos técnicos, não sendo por isso possível na presente edição do Plano prestar informação detalhada quanto a potenciais futuros pontos de ligação à RNTG para injeção de gases renováveis (incluindo o hidrogénio).”
- A incorporação de hidrogénio em UAGs não é recomendável. Mesmo naquelas em que os ativos estão preparados para o fornecimento de hidrogénio em estado puro, será necessária a substituição em larga escala de equipamentos domésticos, mantêm-se os aspetos negativos associados à ineficiência energética desta opção face às alternativas já existentes (ver figura 2) aos quais acresce a necessidade de transporte por camiã e geram-se custos adicionais desnecessários para o conjunto dos consumidores, tendo em conta a existência de alternativas com melhor custo-eficácia. Se no contexto da análise de setores e localizações propícios para a utilização do hidrogénio forem identificados potenciais consumidores de hidrogénio em UAGs, dever-se-á assegurar o estabelecimento de uma cadeia de produção-consumo de hidrogénio em estado puro. Por outro lado, a incorporação de hidrogénio em UAGs tem ainda menores impactos climáticos positivos, considerando que o transporte de gás é feito por camiã

Questão 2

Como deverá ser equacionada pelos operadores das infraestruturas da RNTIAT a questão da adaptação das instalações dos consumidores de gás (sejam eles produtores de eletricidade, clientes industriais,

domésticos ou outros) para fazer face à penetração prevista de hidrogénio, nomeadamente quanto às consequências e dificuldades técnicas nessa mistura e aos custos de adaptação dessas instalações de consumo?

No que diz respeito à Questão 2, uma entidade considera que não deve ser antecipada qualquer decisão a respeito do financiamento da adaptação das instalações de consumidores de gás sem que, previamente, seja realizado um estudo por parte do ORT, em articulação com os clientes ligados à RNTG, sobre os reais impactos nas instalações e processos produtivos dos clientes relativamente à introdução do hidrogénio nas redes e respetivos custos previstos para as adaptações necessárias. Essa entidade nota que o número de clientes ligados em Alta Pressão (AP) é relativamente reduzido, sendo estes clientes com elevados níveis de conhecimento técnico sobre a utilização dos diferentes tipos de gás passíveis de introdução no SNG, o que facilitará a análise e apuramento de valores.

Sendo essencial o contributo dos clientes industriais, em especial os de AP enquanto consumidores de gás, para a diluição dos custos das infraestruturas de todos os clientes do SNG, tal não deverá ser impeditivo da existência de incentivos à adoção de outros vetores energéticos. Num cenário sem limitações, cada cliente decidirá, com base em fatores de mercado, a melhor forma de adaptar os seus processos à introdução de hidrogénio ou gases de baixo teor de carbono, ou outras fontes de energia que não o gás.

Em qualquer caso, os impactos tarifários sobre o SNG de eventuais participações devem ser sempre minimizados, dando-se preferência ao financiamento destas adaptações através de fundos específicos de apoio à transição energética.”

Outra entidade considera que:

“A adaptação das instalações de consumo deverá apenas ter lugar para a utilização de hidrogénio puro. O período transitório de utilização de mistura hidrogénio/gás fóssil deverá, tanto quanto possível não ser correspondido por investimentos de adaptação do lado do consumo. A título de exemplo, se uma indústria efetuar investimento para adaptar os seus equipamentos terá dificuldade em voltar a fazer investimentos para se adaptar ao consumo de hidrogénio puro. Isto poderia criar uma típica situação de *lock in* em que a adoção de hidrogénio puro e a transformação de processos industriais para cadeias de valor zero emissões é adiada, prolongando-se a utilização de gás fóssil.

Por este motivo, é fundamental desde logo identificar quais são os setores em que se perspetiva a utilização do hidrogénio puro e desenvolver a futura rede e cadeias de valor de hidrogénio (incluindo equipamentos e processos) em função da utilização do hidrogénio puro. Tal requer uma análise

sistémica dos setores e regiões em que se prevê a utilização de hidrogénio na sua forma pura. Esta análise deverá ter em conta os processos industriais dos diferentes setores, potencial de criação de emprego, aumento expectável de produtividade associado aos novos processos, e potencial de I&D. Por outro lado, é necessária a definição de metas climáticas para o setor industrial, pois tal induz estabilidade para os investimentos empresariais e cria previsibilidade sobre a utilização futura de hidrogénio. Com esta análise será também possível desenvolver clusters locais de produção de hidrogénio associados a consumidores, e poderão ser identificadas as melhores opções para transportar a média/longa distância o hidrogénio entre clusters de produção (ex: Sines) e de consumo. Esta análise permitirá também sinalizar junto dos futuros utilizadores de hidrogénio puro o compromisso público no desenvolvimento das infraestruturas necessárias à transformação de cadeias de valor em determinados setores para processo zero-emissões. Poderá assim ser dado um incentivo a inovação, ao aumento da produtividade e ao desenvolvimento de atividades de alto valor acrescentado.

A atual rede de gás não será a futura rede de hidrogénio, pelo que é importante preparar o desenvolvimento de uma rede dedicada ao hidrogénio numa perspetiva *mission based*. Em conjunto com o trabalho de identificação dos clusters de produção e consumo de hidrogénio referido anteriormente, deverá ser apresentado um roteiro para o desenvolvimento de infraestrutura para a economia do hidrogénio que inclua os seguintes aspetos:

- Processo/cronograma para desenvolvimento de uma rede dedicada a hidrogénio, a qual poderá ser realizada após a fase transitória baseada na mistura de hidrogénio com gás fóssil;
- Mapeamento de oportunidades para criação de *hubs* de hidrogénio a nível regional e setorial;
- Quantificação das imparidades expectáveis nas redes de gás;
- Identificação das necessidades de adaptação de equipamentos e processos para o consumo de hidrogénio puro;”

2.2.2 PREVISÕES DE PROCURA

Questão 3

Face ao consumo das centrais de ciclo combinado a gás nos últimos anos, ao calendário de descomissionamento das centrais termoelétricas a carvão e à oferta de nova capacidade de produção elétrica renovável, considera adequadas as previsões do consumo anual e da ponta de consumo diário para o período de 2022 a 2031 apresentadas na proposta de PDIRG 2021?

Uma entidade considera que, “O cenário ambição do RMSA-E prevê que, no cenário ambição, o consumo de gás para o mercado elétrico seja bastante reduzido em 2030 (4,1% em 2030, face a 24% em 2021). Tendo em conta que este cenário ambição corresponde aos objetivos do PNEC 2030, e que estes serão revistos à luz das novas metas climáticas europeias, é possível que este cenário seja revisto, passando assim a prever menor incorporação de gás no *mix* de eletricidade. Tal resultará necessariamente em consumos de gás mais baixos para os Cenários Central e Superior, relativamente aos que estão incluídos nesta versão do PDIRG.

De referir ainda que, o cenário ambição da última versão do RMSA-E (baseado nos objetivos atuais do PNEC 2030) considera que, entre 2030 e 2040, deixará de haver consumo de gás para o mercado elétrico, um facto que deverá ser tido em conta para as análises de investimento na RNT de gás.

Outra entidade considera adequadas as previsões de consumo apresentadas na proposta de PDIRG, que têm como base os pressupostos e cenários do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, para o período 2021-2040 (RMSA-G 2020), “os pressupostos subjacentes às análises realizadas são equilibrados, reconhecendo-se a dificuldade de qualquer exercício de previsão num cenário dinâmico de transição energética.”

2.2.3 METODOLOGIA DE SELEÇÃO DE INVESTIMENTOS E BALANÇO DOS BENEFÍCIOS DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Questão 4

Sobre a fundamentação dos projetos apresentados na proposta de PDIRG 2021, considera suficiente e adequada a análise realizada pelo operador da RNTG aos resultados da metodologia Análise Multicritério/Custo-Benefício?

Uma entidade considera que, “A metodologia de análise custo-benefício apresentada pela REN no PDIRG tem vindo, de acordo com o referido pela ERSE, a beneficiar de recomendações do regulador em pareceres de exercícios anteriores.

Este modelo de avaliação dos projetos demonstra a preocupação no âmbito da seleção de projetos, bem como da sua priorização, envolvendo critérios quantitativos e qualitativos, considerados relevantes para o regular funcionamento do setor.

No domínio conceptual, esta entidade releva positivamente o facto de a metodologia, suportada por análises multicritério custo-benefício (MCB) para abordagem aos projetos, ser desenvolvida de acordo com

as boas práticas internacionais do sector do gás, Comissão Europeia (CE) e *Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology* (desenvolvida pelo ENTSOG).

Os projetos apresentados no PDIRG desempenham um importante papel estrutural na cadeia de valor do SNG, sendo o seu impacto notado num alargado espectro de *stakeholders*. Nesse sentido, o Conselho Consultivo considera a metodologia adequada, na medida em que permite uma análise abrangente que não se limita a critérios quantitativos, devendo a ERSE continuar a contribuir para o seu melhoramento.

Já outra entidade refere que a análise Custo-Benefício necessita ser revista.

Questão 5

Sendo clara a necessidade da inclusão de um balanço intercalar de validação dos benefícios alcançados decorrentes de projetos já concretizados nas sucessivas edições de PDIRG, de que modo considera que este exercício de validação deverá ser realizado?

Uma entidade refere, relativamente a esta questão que, “os projetos apresentados pela REN têm um carácter abrangente, que se manifesta de diversas formas ao longo da cadeia de valor. Por este motivo, a análise não deve esgotar-se nas funções primárias ORT, gestor do TNGL e gestor do AS.

Assim, considerando a dimensão técnica que envolve uma avaliação desta natureza, essa entidade considera que a ERSE, em primeiro lugar, estaria melhor capacitada para identificar eventuais metodologias a aplicar, que entenda ser adequadas às funções e dimensões da REN no âmbito do SNG e do contexto europeu. Recomenda, por isso, que o Regulador avalie de que modo esta validação poderia ser realizada.”

2.2.4 OUTROS INVESTIMENTOS

PROJETOS DE INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL (GTG)

Questão 6

Considera adequada a fundamentação destes projetos e os respetivos montantes de investimento?

Uma entidade considera adequado os montantes de investimento previstos para estes projetos, bem como a respetiva fundamentação

Por oposição, outra entidade considera que, “os pressupostos utilizados para a realização do PDIRG são frágeis e são opostos às perspetivas europeias de evolução do consumo de gás fóssil. Neste sentido, recomenda a reavaliação dos pressupostos de consumo de gás fóssil, alinhando-os com os objetivos estabelecidos no Roteiro para a Neutralidade Carbónica (redução entre 45% e 55% face a 2005) e os esforços adicionais resultantes da meta europeia de -55% para 2030 prevista na Lei Europeia do Clima. Por forma a mitigar adicionalmente o risco de ativos ociosos, também recomendamos que seja considerada a adoção ao longo dos próximos anos, por parte dos consumidores, de alternativas face ao gás fóssil (ex.: bombas de calor ou solar térmico).

Tendo em conta o desalinhamento entre os cenários de evolução da procura para a RNT de gás em Portugal, e as previsões estabelecidas a nível europeu decorrentes das metas climáticas, essa entidade entende que, deverá ser reiniciado o ciclo de análise de investimentos para as redes de gás. Exclui os investimentos necessários para a segurança e fiabilidade da RNT no curto prazo, os quais poderão ser aprovados com base no atual PDIRG. Essa entidade entende que, nesta nova análise, deverão ser incluídos elementos como:

- Vida útil expectável para o investimento;
- Potenciais imparidades, de acordo com as previsões incluídas nos cenários macroeconómicos e climáticos;
- Impacto para os consumidores resultante das imparidades e redução da procura;
- *Sector coupling*, integrando-se tanto possível as componentes de eletricidade, gás fóssil e hidrogénio, tendo em conta a importância que esta integração tem para a obtenção das metas climáticas.”

4ª BAÍA DO TGNL

Questão 7

Considera adequado o projeto de investimento na construção da 4ª baía de carregamento de cisternas no TGNL de Sines?

Uma entidade refere que, “considerando o desfasamento dos cenários de procura, conforme referido acima, a necessária menor utilização de gás fóssil e não serem realizados investimentos de longa duração em combustíveis fósseis, não consideramos o investimento adequado.

Tendo em conta as estratégias europeias e nacionais de descarbonização, assim como a correspondente redução de importações de gás fóssil, essa entidade considera que se trata de um investimento de elevado risco para os consumidores”.

Em contrapartida, outra entidade considera que, “tendo em atenção o incremento da distribuição de GNL para novas UAG e para a Região Autónoma da Madeira, bem como para postos de enchimento veicular, considera adequado e necessário o investimento na construção da 4ª baía de carregamento de cisternas no TGNL de Sines.

Com efeito, a manter-se a evolução do investimento em UAG observada nos últimos anos, com o conseqüente aumento da utilização do serviço de carregamento de cisternas, a não realização deste investimento pode comprometer a segurança de abastecimento a estas infraestruturas, em particular em períodos de ponta, como o Inverno.

Sendo o financiamento da construção da nova baía suportado pelo valor recuperado através do preço do serviço de carregamento de GNL em cisternas, estará assegurada a minimização de eventuais impactos financeiros no SNG, o que mais suporta uma decisão favorável a este investimento.”

PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO

Questão 8

Considera que a informação disponibilizada é suficiente e adequada para fundamentar a seleção de investimentos propostos e que estes investimentos são adequados para atingir os objetivos propostos em termos de aumento da resiliência face às alterações climáticas?

Uma entidade considera que, “a ERSE relembra no texto introdutório desta questão de que, até à data, os custos decorrentes de intervenções para controlo da vegetação nas faixas de proteção e na envolvente das infraestruturas da Rede eram considerados custos operacionais (OPEX), pelo que, ao incluir estes custos na proposta de PDIRG como investimentos, o operador da rede poderá estar a transferir uma parte destes custos de OPEX para CAPEX.”

Nessa medida essa entidade “não compreende a necessidade de criação desta nova classe de investimentos para fazer face às alterações climáticas, principalmente numa rede de manutenção e obsolescência.

Só a alteração e aprovação de novas condições e especificações nos documentos oficiais, legitima as condições regulamentares para a tomada de decisões de novos investimentos baseados em alterações de dados sobre o clima.”

Esta entidade “considera que, é importante que as tomadas de decisão sejam realizadas de forma transparente, pelo que devem ser baseadas em instrumentos legislativos, e não ser alvo de decisões casuísticas pouco fundamentadas e voláteis.”

Outra entidade “reconhece a importância destes projetos e os benefícios resultantes destes investimentos, sendo desejável que, em futuras edições do PDIRG sejam objeto de uma caracterização mais detalhada para que possam ser melhor analisados, em particular no que concerne à questão da adaptação às Alterações Climáticas”

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

