

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO CONSULTIVO

SECÇÃO DO SETOR DO GÁS

PARECER CC GN EXT Nº 1/2023

“PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033”

115.ª Consulta Pública

I. INTRODUÇÃO

Nos termos do artigo 31.º n.º 2 alínea o) dos Estatutos da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), aprovados pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na sua atual redação, é competência do Conselho de Administração da ERSE (CA) assegurar a elaboração dos pareceres, estudos e informações que sejam solicitados à ERSE no âmbito das suas atribuições e competências.

Por seu turno, dispõe o artigo 43º n.º 4 alínea b) dos Estatutos da ERSE que compete ao Conselho Consultivo (CC), reunido nas secções do setor elétrico e do setor do gás, pronunciar-se, entre outras matérias, sobre as propostas de pareceres da competência da ERSE e que o CA entenda submeter-lhe, não tendo o parecer caráter vinculativo, conforme disposto no n.º 5 do citado artigo.

Assim, em cumprimento das disposições legais e estatutárias, o CA submeteu a parecer do CC o documento intitulado “Proposta de PDIRG 2023 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 2024 a 2033”.

Na elaboração do presente parecer o CC teve em consideração, por um lado, o Documento de Enquadramento, a Proposta de PDIRG 2023 apresentada à ERSE pela REN e respetivos anexos, e, por outro lado, as apresentações feitas ao CC pela REN, em 31 de maio de 2023, e pela ERSE, em 5 de junho de 2023, nas quais foram prestados diversos esclarecimentos sobre o tema objeto de consulta pública.

II. ENQUADRAMENTO

A REN Gasodutos, enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), dando cumprimento ao disposto no n.º 1 do artigo 87º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, 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 2024-2033 (PDIRG 2023).

Nos termos do n.º 2 da supracitada norma legal, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subseqüentes 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.

Desta forma, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública proposta de PDIRG 2023, elaborada pela REN Gasodutos.

i. Enquadramento legal nacional

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG) e os regimes jurídicos aplicáveis às atividades de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), de armazenamento subterrâneo de gás, de transporte e de distribuição de gás, incluindo as respetivas bases das concessões, bem como de produção de outros gases, de comercialização de gás, de organização dos respetivos mercados e de operação logística de mudança de comercializador, revogando o Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

Este diploma legal estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da RNTIAT, ao planeamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança e procede ainda à transposição da Diretiva 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural.

No que se refere ao Planeamento da RNTIAT, estabelece o n.º 1 do artigo 86º do supra citado decreto-lei que o mesmo *“deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento, e deve ter em conta as disposições e os objetivos previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, nomeadamente quanto ao plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, no âmbito do mercado interno do gás, e ainda detalhar os investimentos e infraestruturas a desenvolver por forma a habilitar o sistema a contribuir para os objetivos do PNEC e do RNC”*.

O n.º 2 deste normativo legal determina que o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT.

O PDIRG deve, conforme disposto no n.º 4 do artigo 86º, ter em consideração os seguintes elementos:

a) o relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;

b) a caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;

c) os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da RNDG, nos termos da subsecção II da presente secção;

d) os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases.

Para além de critérios de racionalidade económica, o PDIRG deve, nos termos do n.º 5 do referido normativo, observar:

a) as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e tipo das infraestruturas de entrada de gás no sistema;

b) as perspetivas de desenvolvimento dos setores de maior e mais intenso consumo;

c) as conclusões e recomendações contidas nos relatórios anuais de monitorização da segurança do abastecimento;

d) os padrões de segurança para planeamento das redes;

e) as exigências técnicas e regulamentares, a par das exigências de utilização eficiente das infraestruturas e de sua sustentabilidade económico-financeira a prazo;

f) as necessidades de investimento e infraestruturas para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC 2030 e do RNC 2050.

Por fim, o n.º 6 do artigo 86º do citado diploma legal estabelece que a elaboração do PDIRG, no que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feita em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

O artigo 87º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece as fases que o Procedimento de Elaboração do PDIRG deve seguir e que se encontram ilustradas na figura seguinte:



Figura 1 – Procedimento de elaboração do PDIRG

DESENVOLVIMENTO, APROVAÇÃO E EXECUÇÃO DO PDIRG (anos ímpares)



FONTE: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (figura 1-1, P.3)

Assim, em cumprimento do estatuído nas suprarreferidas disposições legais do Decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, a REN Gasodutos, enquanto operador da RNTG, apresentou à DGEG e à ERSE, a proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2024-2033 (PDIRG 2023), objeto da Consulta Pública em apreço.

No ordenamento jurídico nacional, para além do Decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, existem outros diplomas legais sobre o setor energético e particularmente sobre o setor do gás que suportam a análise da proposta de PDIRG 2023.

Assim, destacam-se, desde logo, os instrumentos que decorrem da determinação da União Europeia (UE) da obrigação de os estados membros apresentarem um Plano Nacional integrado de Energia Clima para 2021-2030, que inclui as metas nacionais, os contributos, as estratégias e as medidas para cada uma das cinco dimensões da União da Energia: a descarbonização, a eficiência energética, a segurança energética, o mercado interno da energia, bem como a investigação, a inovação e a competitividade.

É neste contexto de transição energética que foram desenvolvidos e publicados, a nível nacional, vários instrumentos para responder ao compromisso de assegurar a neutralidade das emissões até ao final de 2050, de que se destacam:

- A Lei de Bases do Clima (LBC) – aprovada pela Lei n.º 98/2021, de 31 de dezembro;
- O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) – aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho;
- O Plano Nacional Energia-Clima 2030 (PNEC 2030) – aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho;
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) - aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

Mais recentemente, o desenvolvimento das políticas europeias para a energia, que tentam dar resposta às dificuldades e às perturbações do mercado mundial da energia suscitadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia, demonstra a necessidade de adequação do processo da transição energética em curso e da sua articulação com os diversos instrumentos de política energética. Neste contexto, a problemática da dependência do gás russo e o tema dos preços do gás e da eletricidade nos mercados europeus constituem um dos fundamentos da necessidade da revisão dos planos e metas nacionais para a transição energética, nomeadamente através da revisão do PNEC 2030, processo já em curso, prevendo-se a sua conclusão em junho de 2024.

ii. Enquadramento legal europeu

A nível europeu existem vários instrumentos legislativos com relevância e impacto na elaboração dos PDRIG.

Destaca-se, desde logo, a Diretiva (UE) 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril, que altera a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural, contém os princípios gerais e as competências dos operadores das redes de transporte e das entidades reguladoras relativos à elaboração de planos de desenvolvimento e investimento nas infraestruturas, remetendo a sua disciplina para o Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que é de aplicação direta e obrigatória a nível nacional.

O Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural, estabelece o conceito de plano decenal, a ser apresentado de dois em dois anos, como um dos pilares do desenvolvimento das infraestruturas de gás natural europeias.

O n.º 10 do artigo 8.º deste Regulamento dispõe que o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária deve “basear-se nos planos de investimento nacionais, tendo em consideração os planos de investimento regionais referidos no n.º 1 do Artigo 12.º” deste diploma legal. Os planos de investimento regionais que envolvem Portugal, Espanha e França, são desenvolvidos no âmbito da cooperação regional no seio da Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de gás (REORT), vulgarmente referida pela sua sigla em língua inglesa ENTSOG, a quem compete a consolidação dos planos nacionais e regionais no plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária.

De acordo com o n.º 11 do artigo 8º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) e as entidades reguladoras nacionais devem garantir a conformidade entre os planos nacionais e o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária.

O n.º 10 do artigo 8º deste Regulamento, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento (UE) 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2022, estabelece que “[o] plano de desenvolvimento da rede à escala comunitária deve incluir a modelização da rede integrada, incluindo redes de hidrogénio, a elaboração de cenários, uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia e uma avaliação da resiliência do sistema”.

De referir também o Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural, que estabelece, respetivamente nos seus artigos 5.º e 6.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.

Por outro lado, é de assinalar o TEN-E, ou Redes Transeuropeias de Energia, programa da União Europeia que visa promover o desenvolvimento de infraestruturas energéticas em toda a UE, bem como melhorar o funcionamento do mercado interno da energia e inclui a identificação dos principais projetos de infraestrutura de energia, a sua implementação e o desenvolvimento de um conjunto de políticas estratégicas para as infraestruturas de energia.

O TEN-E foi criado em 1996 e sofreu várias revisões sendo de destacar o último processo de revisão, iniciado em 2020 e que culminou no Regulamento (UE) n.º 2022/869, de 30 de maio, que altera os Regulamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e as Diretivas 2009/73/CE e (UE) 2019/944 e que revoga o Regulamento (UE) n.º 347/2013. O programa visa promover a integração de fontes de energia renováveis, melhorar a eficiência energética e aumentar a segurança do abastecimento de energia na UE, nomeadamente reforçando o planeamento integrado entre os diferentes vetores energéticos.

Esta revisão teve igualmente em conta os objetivos quer da “Estratégia Europeia para o Hidrogénio da Comissão Europeia”, quer da “Estratégia para a integração do Sistema Energético da Comissão Europeia”, ambas publicadas em 8 de julho de 2020.

De realçar que o n.º1 do artigo 31.º do Regulamento 2022/869 (UE), estabelece que *“durante um período transitório que termina em 31 de dezembro de 2029, os ativos dedicados ao hidrogénio convertidos de ativos do gás natural pertencentes à categoria de infraestruturas energéticas definida no ponto 3 do anexo II podem ser utilizados para o transporte ou o armazenamento de uma mistura predefinida de hidrogénio e gás natural ou biometano.”*, enquanto o n.º2 do mesmo artigo prevê que *“durante o período transitório referido no n.º 1, os promotores dos projetos cooperam estreitamente na conceção e execução dos projetos, a fim de assegurar a interoperabilidade das redes vizinhas”*.

Por fim, pelo impacto que têm na elaboração dos PDIRG, são de referir o Plano REPowerEU da Comissão Europeia de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030, o Regulamento (UE) n.º 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) n.º 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento e o Regulamento (UE) n.º 2022/1369 do Conselho de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás.

III. PROPOSTAS DE PDIRG ANTERIORES

Tendo em conta que os exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, legalmente previstos, têm periodicidade bienal, cada novo exercício representa uma evolução face ao exercício de planeamento anterior, permitindo um ajuste do plano anterior em função da evolução das necessidades do SNG, realizado quer em termos de calendarização dos projetos já aprovados, quer em termos da introdução de novos projetos necessários para cumprir os objetivos globais do planeamento face a novos desenvolvimentos e aos novos anos do horizonte da proposta de PDIRG 2023.

A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Secretário de Estado de Energia o PDIRGN 2017 (2018-2027), contemplando um conjunto de investimentos relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022).

De referir que apenas foram aprovados os projetos classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base, ou seja, foi adiada a apreciação e aprovação dos projetos classificados como Projetos Complementares para outros exercícios de PDIRG, com exceção da aprovação de um montante de 1,9 milhões de euros em Projetos Complementares para ligação física de clientes.

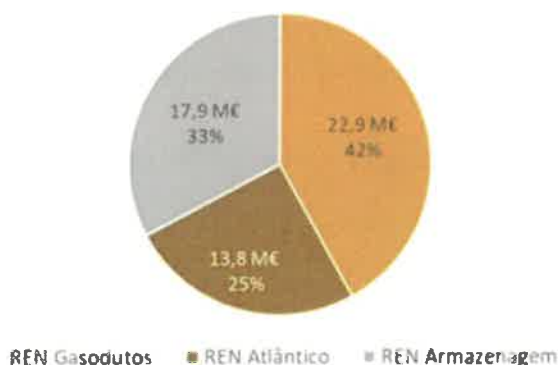
Posteriormente, foram submetidas à ERSE a proposta de PDIRGN 2019, tendo esta entidade emitido parecer em 19 de junho de 2020, e a proposta de PDIRG 2021, sobre a qual a ERSE emitiu parecer em 28 de agosto de 2021, desconhecendo a ERSE qualquer decisão de aprovação de qualquer destas propostas por parte do concedente, o que significa que, em sede de aprovação de PDIRG, não existe qualquer investimento aprovado após 2022.

Assim, pelas razões expostas, o CC destaca que a proposta de PDIRG 2023 assume importância acrescida por permitir a apreciação e eventual aprovação pelo concedente de investimentos para o ano de 2024 e anos subsequentes, bem como das propostas de PDIRG anteriores, sem prejuízo de outros processos de aprovação autónoma ao PDIRG que, entretanto, ocorreram, e que se descrevem:

INVESTIMENTO APROVADO

1. No PDIRGN 2017, foi aprovado, em termos globais, um montante de 54,6 milhões de euros, dos quais 51,1 milhões de euros a concretizar entre 2018 e 2022, essencialmente em projetos de remodelação e modernização da RNTIAT, desagregado por infraestrutura, como ilustra a figura seguinte:

Figura 2 – Desagregação do investimento aprovado no PDIRGN 2017, por infraestrutura



Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (figura 2-1, P. 10)

2. Para além da aprovação do PDIRGN 2017, no seguimento da Diretiva n.º 6/2021 da ERSE, relativa ao gás de operação, está aprovado um montante de cerca de 23,5 milhões de euros, dos quais 13,6 milhões de euros já concretizado em 2021.

A ERSE refere que o restante montante de 9,9 milhões de euros foi aprovado pelo concedente em processo autónomo ao PDIRG, para a instalação das infraestruturas e equipamentos necessários à trasfega de gás natural entre navios no terminal de GNL, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, com concretização prevista para 2023.

A ERSE assinala que, uma vez que todos estes investimentos foram aprovados em processo autónomo ao PDIRG, a atual proposta de PDIRG 2023 não inclui nenhum destes montantes, pelo que a totalidade do investimento inscrito na proposta está em apreciação e é objeto da presente consulta pública.

3. Para além destes projetos, cumpre referir que a supracitada Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, resolveu, no n.º. 10: *“Determinar que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de:*

a) Obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh; e

b) Permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas”.

Esta necessidade de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo, definida pelo concedente constitui uma medida preventiva para fazer face aos riscos de segurança de abastecimento resultantes da atual situação de conflito na Europa e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia, estando em causa um investimento de 89,6 milhões de euros.

De acordo com a ERSE, ao contrário dos restantes investimentos aprovados, o projeto associado às novas cavernas do AS, está incluído na proposta de PDIRG 2023 e classificado como projeto complementar, pelo que, embora seja objeto da consulta pública, tem subjacente indicações claras do concedente para a sua concretização.

IV. COMENTÁRIOS NA GENERALIDADE

Ciclos de Planeamento

O CC regista que a presente proposta de PDIRG surge quando ainda não são conhecidos os resultados dos planeamentos anteriores, a saber, PDIRGN 2019 sobre o qual a ERSE emitiu parecer em 19 de junho de 2020 e PDIRG 2021 sobre o qual a ERSE emitiu parecer em 28 de agosto de 2021.

Assim, o último Plano aprovado é o PDIRGN 2017, aprovado em 19 de dezembro de 2018 pelo Secretário de Estado de Energia.

O CC reitera o exposto no parecer anterior, emitido em 8 de junho de 2021 sobre a Proposta de PDIRG 2021 no âmbito da 99ª CP, e reforça a necessidade de se concluírem os sucessivos ciclos de planeamento previstos na legislação, para a distribuição e o transporte de gás, circunstância que assume especial relevância no contexto de grande dinâmica no setor da energia face aos desafios da transição energética.

O CC reconhece aos Operadores a necessidade de previsibilidade quanto ao exercício das suas responsabilidades e a importância que o planeamento atempado dos investimentos assume para a sustentabilidade das suas concessões.

Evolução das Redes

A proposta de PDIRG 2023 pretende preparar o SNG no horizonte de 2030 para veicular teores de hidrogénio no gás até 10%, mas, complementarmente, prevê a reserva de parte substancial da rede de transporte para 100% de hidrogénio.

O CC entende que para além dos planos de investimento apresentados deverão ser criadas condições para decisões fundamentadas de investimento e do tipo de transição por parte dos utilizadores e dos consumidores finais, sobretudo industriais.

Menciona-se a este respeito, a ausência de referência ao biometano, o que se compreende do ponto de vista técnico, e que se revela indispensável para os utilizadores, pela descarbonização que lhe é implícita.

O contexto em que esta proposta de PDIRG 2023 é apresentada não beneficiou da necessária apresentação e discussão pública a montante, designadamente quanto a objetivos de produção de hidrogénio, em quantidade e em localização, aumentando a incerteza quanto à sua avaliação.

As previsões de procura, decisivas para a oportunidade ou não das propostas de investimento e, também, para a avaliação dos seus impactos tarifários, deverão merecer a máxima confiança.

Embora com a classificação de Projeto Complementar, é proposto no PDIRG 2023 a constituição de um eixo nacional de transporte de hidrogénio a 100% que impacta uma parte substancial do território nacional.

No âmbito desta conversão dos gasodutos Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte para transporte de hidrogénio, o CC reconhece a necessidade de coordenação e compatibilização ao nível da rede de distribuição e instalações de consumo, tal como mencionado pela REN na sua proposta.

O CC considera que neste projeto Complementar, o proponente deveria ter sido antecipadamente salvaguardado pelo concedente, além de que uma proposta tão disruptiva deveria ser acompanhada de uma prévia avaliação de impacto económico e social.

As análises de sensibilidade a elaborar no âmbito do RMSA-G 2022 incidirão sobre as seguintes percentagens de mistura no SNG:

- 5% de incorporação de H2 em volume do total de gás consumido em 2025;

- 10% de incorporação de H2 em volume do total de gás consumido em 2030;
- 15% de incorporação de H2 em volume do total de gás consumido em 2035;
- 20% de incorporação de H2 em volume do total de gás consumido em 2040.

O CC parte do princípio de que os investimentos afetos à adaptação da rede para misturas progressivas de gases serão sequenciais e cumulativos, ou seja, não havendo risco de ociosidade no momento da adaptação da infraestrutura para índices superiores de mistura hidrogénio no gás natural da rede (*blending*).

O CC considera importante que as previsões da procura de gás natural tenham também em consideração as previsões de incorporação de H2, em termos energéticos, nomeadamente no SNG, mas também de utilização nos setores industrial e dos transportes.

O CC regista a recomendação da ERSE relativamente à diluição de hidrogénio no gás natural da rede (i.e., “*blending*”), nomeadamente para ser efetuada *“uma avaliação cuidadosa, uma vez que reduz a qualidade do gás com consequências para os custos gerais do sistema e para os custos de aquecimento no setor residencial que aumentam, sendo na maioria das aplicações uma alternativa menos eficiente do que a eletrificação direta”*, mas tal resulta de uma observação patente num *“Staff Working Document”*¹ elaborado pela Comissão Europeia, carecendo do devido fundamento para a realidade portuguesa.

O CC alerta que este processo de transição e utilização de H2 ainda não se encontra estabilizado a nível europeu, pelo que as decisões de investimento neste domínio deverão ser devidamente ponderadas.

V. COMENTÁRIOS NA ESPECIALIDADE

1. Investimento inscrito na proposta de PDIRG 2023

Na presente proposta de investimento, para o período 2024-2033, está previsto um montante total de 884 milhões de euros, segmentados por projetos em 3 infraestruturas, incluindo encargos de estrutura, de gestão e financeiros:

- Rede Nacional de Transporte (RNTG);
- Terminal de GNL de Sines (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS).

A proposta de PDIRG 2023 divide este investimento em 2 conjuntos principais de projetos:

- Projetos Base (investimento de modernização e/ou de eficiência operacional cuja proposta é de exclusiva responsabilidade direta da REN como operador de rede);

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230>

- **Projetos Complementares (investimento de desenvolvimento de novas infraestruturas cuja necessidade decorre de decisão de política energética):**
 - **Projetos Complementares – bloco 1 relativo a investimento associado a projetos de GN ou projetos que permitem o *blending* GN/H2:**
 - Adaptação da RNTIAT a misturas de H2 até 10%;
 - Novas Cavidades AS;
 - Estação de Compressão do Carregado.
 - **Projetos Complementares – bloco 2 dedicado exclusivamente ao vetor Hidrogénio:**
 - Interligação PT H2 CelZa (Gasoduto Celorico da Beira – Zamora);
 - ENT-H2 (Eixo Nacional Transporte de Hidrogénio).

O investimento é distribuído pelos diferentes blocos de projetos de acordo com a estrutura apresentada na seguinte estrutura:

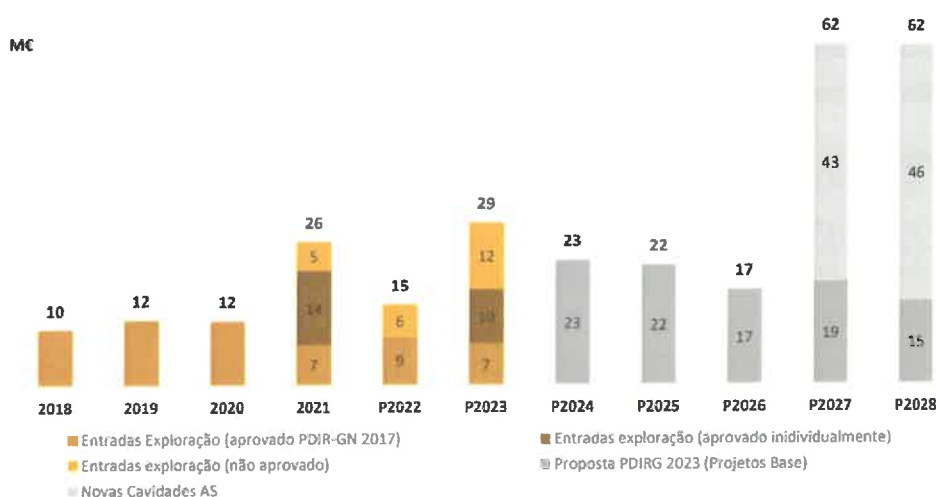
Figura 3 – Estrutura do investimento apresentado no PDIRGN 2023

PDIRG 2023		
884M€		
Projetos base 162M€ <ul style="list-style-type: none"> • 98M€: projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço; • 16M€: ambiente e sustentabilidade; • 4M€: Projetos de gestão integrada de vegetação; • 16M€: Projetos no âmbito da gestão técnica global do SNG; • 10M€: "investimento corrente urgente" • 18M€: Outros investimentos específicos em sistemas de informação. 	Projetos complementares (bloco 1) 308M€ <ul style="list-style-type: none"> • 173M€: Adaptação das infraestruturas da RNTG e do AS para a receção e veiculação de misturas de GNV e H2 até 10% em volume. Objetivo: responder às metas definidas pela Estratégia Nacional de H2. • 90M€: Construção de 2 novas cavidades de armazenamento subterrâneo. Objetivo: reforço da capacidade de armazenamento dando resposta ao disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro. • 45M€: Construção de 1 estação de compressão no Carregado. Objetivo: eliminar as atuais restrições 	Projetos complementares (bloco 2) 414M€ <ul style="list-style-type: none"> • 204M€: Projeto H2Med/CelZa - inclui nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira - Vale de Frades com Zamora. Objetivo: corredor europeu de transporte de Hidrogénio verde. • 210M€: Projeto ENTH2 - nova linha Figueira da Foz - Cantanhede e conversão para H2 (100%) dos gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira - Monforte. Objetivo: transporte de hidrogénio a 100%.

Evolução temporal do investimento

A evolução temporal prevista para a entrada em exploração do investimento inscrito na proposta de PDIRG 2023 até 2028, está de acordo com a figura seguinte. A entrada em exploração encontra-se segmentada por Projetos Base e por Projeto Complementar, associado à construção das novas cavidades no AS (prevista na Resolução de Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro).

Figura 4 – Evolução do Investimento entrado em exploração (real e previsional)



Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (figura 3-4, P. 16)

Observa o CC que, no período histórico apresentado na figura, o montante médio anual de investimento entrado em exploração, aprovado em sede de PDIRGN 2017, adicionados de 24M€ aprovados autonomamente, é de cerca de 14M€.

Considerando a concretização da totalidade dos Projetos Base, o valor médio anual de investimento será de 19 M€ no período entre 2024 e 2028. No que respeita à consideração do projeto complementar das cavernas de armazenamento subterrâneo, o valor médio anual passa a ser de 37 M€.

2. Projetos Base

Os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, com o objetivo de continuar a garantir a segurança, a resiliência, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e em cumprimento das obrigações inerentes às atividades concessionadas, tendo em conta a avaliação que os operadores da RNTIAT fazem sobre o estado dos ativos em serviço, a sua envolvente e respetivos riscos, a segurança de operação e fiabilidade das infraestruturas.

Incluem ainda, projetos que permitem assegurar as funções cometidas ao Gestor Técnico Global do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os operadores de redes de distribuição relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG.

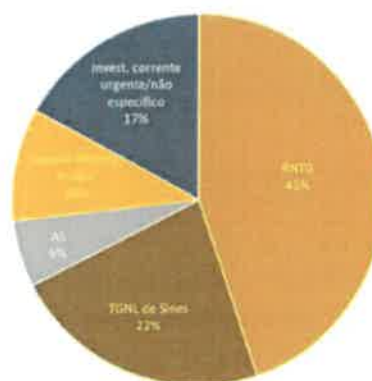
A proposta de PDIRG 2023 apresentada inclui um bloco de investimento em projetos Base de 162,3 milhões de euros, dos quais 95,2 milhões de euros dizem respeito ao primeiro quinquénio (2024-2028).

O quadro e a figura abaixo evidenciam a desagregação por infraestrutura bem como a distribuição dos investimentos propostos por projeto:

Quadro 1 – Investimento em Projetos Base inscrito na proposta de PDIRG 2023

Projetos Base (M€)	Total	1º Quinquénio	2º Quinquénio
	2024-2023	2024-2025	2026-2031
RNTG	72,8	37,9	34,9
Remodelação e Modernização	54,8	29,7	25,1
Ambiente e Sustentabilidades	13,6	6,0	7,6
Gestão Integrada da Vegetação	4,4	2,2	2,3
TGNL de Sines	36,7	23,0	13,7
Remodelação e Modernização	35,4	22,1	13,3
Ambiente e Sustentabilidades	1,3	0,9	0,4
AS	9,4	5,7	3,7
Remodelação e Modernização	8,0	4,5	3,5
Ambiente e Sustentabilidades	1,4	1,2	0,2
Gestão Técnica Global	15,9	9,7	6,2
Gestão Técnica Global do SNG e RTS	15,9	9,7	6,2
Invest. corrente urgente/não específico	27,5	18,8	8,7
invest. corrente urgente	9,7	9,7	0,0
IT e Invest. não específico	17,8	9,1	8,7
Total	162,3	95,2	67,1
DFI	-	68,9	-

Figura 5 – Desagregação de Projetos Base



Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (quadro 3-1 e figura 3-5, P. 18)

Como se pode observar no quadro acima, o investimento em projetos base inscrito para o período 2024-2028 da proposta de PDIRG 2023 ascende a 95,2 milhões de euros, tendo a Empresa identificado um montante de 68,9 milhões de euros em investimento para o qual considera ser necessário o concedente emitir uma Decisão Final de Investimento (DFI) aquando da aprovação da atual proposta de PDIRG 2023, e que, basicamente, inclui projetos que devem entrar em exploração nos anos 2024, 2025 e 2026.

Neste montante está a incluída a necessidade de emissão de DFI para dois projetos associados ao Terminal de GNL, designadamente o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e o projeto de instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem.

A empresa salienta que a apresentação dos projetos e investimento enunciados na proposta, bem como a indicação dos que requerem uma DFI, tem como pressuposto, não só os projetos concretizados até ao final de 2022, como também a concretização dos projetos em curso que, à data de elaboração da proposta inicial deste PDIRG, têm a respetiva transferência para exploração prevista para 2023, estes últimos num total estimado de 28 milhões de euros a custos totais, onde se inclui o projeto de *Transshipment*, para o TGNL de Sines, determinado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro.

Ainda na solicitação de emissão de DFI, estão incluídos 9,7 milhões de euros correspondentes à totalidade do investimento corrente urgente, de natureza transversal, inscrito na proposta de PDIRG 2023, cuja realização será devidamente auditada.

Em particular, relativamente aos montantes de investimento em projetos relacionados com a Gestão Técnica Global, tecnologias de informação e projetos classificados como investimento não específico, em causa está um montante global que representa cerca de 20% do valor total para o qual é solicitada a emissão de DFI.

Os Projetos Base incluem:

- projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço (“Modernização”), por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações, garantindo a adequação à evolução tecnológica e digitalização dos processos, bem como dar cumprimento ao estipulado na legislação e regulamentação do setor e as intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas;
- projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à Rede Nacional de Distribuição de Gás, a consumidores diretos em alta pressão e nas interligações);
- projetos para cumprimento de compromissos acordados com consumidores em alta pressão e/ou com os operadores de redes de distribuição de gás (“ORD”) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos considerados nos planos de desenvolvimento e investimento das respetivas redes de distribuição;
- projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO₂, quer pela integração de fontes de energia renováveis para autoconsumo, de adaptação às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;
- projetos de gestão integrada de vegetação que visam assegurar a resiliência das infraestruturas a fenómenos climáticos extremos, nomeadamente incêndios, atuando na sua envolvente;
- projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG e operação de Mercado, e Rede de Telecomunicações de Segurança (“RTS”);

- rubrica “Investimento corrente urgente”, que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dos PDIRG;

- outro investimento específico em tecnologias de informação (“IT”) e não específico, rubrica “IT e Investimento não específico”, que inclui despesas realizadas com a aquisição ou construção de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às funções de suporte dos operadores da RNTIAT, sendo composto por exemplo por sistemas informáticos, incluindo a cibersegurança, intervenções em edifícios e outras construções, equipamentos de transporte e outros equipamentos diversos.

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

3. Projetos Complementares

Os projetos complementares decorrem de necessidades com motivação externa e não circunscrita à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, orientados por objetivos estratégicos ou decisões de política energética com impacto relevante, quer na estrutura existente da RNTIAT, quer no seu desenvolvimento. A concretização destes projetos, bem como a respetiva data objetivo de entrada em exploração, está condicionada à avaliação e decisão do Estado Concedente.

Na proposta de PDIRG 2023 são apresentados quatro projetos complementares que dizem respeito (i) à adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, (ii) à criação de duas novas cavidades do AS do Carriço e (iii) à interligação CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (iv) à estação de compressão do Carregado:

i. Projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume

A política pública nacional no setor da energia tem vindo a definir um conjunto de metas no âmbito da transição energética, especificamente com vista à descarbonização das infraestruturas de gás natural com recurso a gases de origem renovável, nomeadamente a hidrogénio (H2).

A EN-H2 identificou um conjunto de metas que implicavam a transformação do setor do gás natural, materializando a alteração da respetiva Lei de Bases no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, com definição de objetivos de conformidade para veiculação de gases de origem renovável nas redes, nomeadamente o H2.

No âmbito da revisão regulamentar do setor, o Governo Português reviu em 2022, através do Despacho n.º 806-C/2022 de 19 de janeiro, o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, implicando novas responsabilidades para os operadores, considerando obrigatória a *“adaptação das infraestruturas existentes da RNTG a novas misturas de gás que incluem a incorporação de gases renováveis [...] precedida de estudos de viabilidade técnica e análises de impactes das soluções, devendo ainda os eventuais investimentos ser tratados no âmbito do respetivo plano de desenvolvimento”*.

As concessionárias de serviço público associadas às infraestruturas e atividades da RNTG e do AS do Carricho, e conforme proposta do anterior PDIRG - PDIRG 2021, desenvolveram e promovem a implementação de uma estratégia, denominada de Programa H2REN, com vista a cumprir com as obrigações específicas de cada concessão, promovendo a realização de estudos de avaliação e validação da adequação das infraestruturas de transporte e armazenamento de gás para acomodar gases de origem renovável, assegurando um plano de atividades com o objetivo último de identificar as intervenções técnicas necessárias a realizar nas infraestruturas para garantir a sua certificação para a veiculação de H2.

Relativamente à RNTG e ao AS do Carricho, o programa definiu uma meta de, até ao final de 2023, assegurar a certificação até 10% de H2 no transporte e armazenamento, e, até ao final de 2024, identificar um *roadmap* de iniciativas para a conversão futura para 100% H2.

Conforme exposto pela Empresa na sua proposta de PDIRG 2023, os trabalhos em curso produziram já algumas conclusões técnicas preliminares que permitem, nesta edição do PDIRG, consolidar e adaptar a tipologia e âmbito das intervenções a realizar nas infraestruturas, sendo já possível identificar a necessidade de um conjunto de adaptações que não haviam sido previstas no PDIRG 2021.

No que diz respeito à RNTG, a introdução de H2 obriga a um processo de reengenharia da infraestrutura no sentido de verificar se o gasoduto de transporte de gás natural, tal como foi concebido e construído, cumpre os requisitos exigidos para a reconversão e operação com misturas de H2, tendo-se já concluído sobre a necessidade de implementar o conjunto de modificações e alterações seguintes:

- alteração do coeficiente de segurança associado à classe de localização da tubagem;
- avaliação da tenacidade dos aços em ambiente de hidrogénio com recurso a ensaios laboratoriais específicos de amostras retiradas do gasoduto em operação;
- cálculo de mecânica da fratura para avaliar os esforços de fadiga admissíveis na infraestrutura de forma a avaliar necessidade de alteração nos processos de operação da rede;
- avaliação das discontinuidades no material da parede do gasoduto, como os defeitos, soldaduras e modificações realizadas no passado com recurso a picagens em carga, definindo-se novos critérios de aceitabilidade para defeitos na tubagem e reforçar os programas de inspeção para deteção precoce destes defeitos;

- a tecnologia de inspeção interna atualmente utilizada, não só pelo operador da RNTG, mas também pelas suas congéneres europeias, o *Magnetic Flux Leakage Standard*, será substituída por novas tecnologias, ainda em desenvolvimento, com maior capacidade de deteção de fendas (*Spiral Magnetic Flux Leakage e Electromagnetic Accoustic*);
- a frequência das atividades de inspeção e monitorização terá que ser aumentada para o melhor acompanhamento da integridade do gasoduto face à nova realidade operacional.

Os primeiros resultados do projeto de adequação do AS do Carriço para acomodar misturas de H2 com gás natural até 10% em volume evidenciam necessidades, riscos e incertezas quanto às intervenções necessárias para a adaptação à presença de H2, mesmo para baixas concentrações, nomeadamente no que concerne à integridade das cavidades e respetivos poços de acesso. Os resultados preliminares indiciam que o AS do Carriço, mesmo com baixas concentrações de volume de H2, irá necessitar de intervenções de fundo para garantir a segurança e a qualidade de operação da instalação.

Segundo a empresa, tudo aponta para que se afigure inevitável a substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades para permitir a utilização desta infraestrutura num contexto de gases renováveis, nomeadamente H2, sendo tal substituição na cavidade em operação uma intervenção complexa que exige um planeamento rigoroso dadas as implicações que tem na instalação e no SNG, assim como nas valências dos recursos que é essencial mobilizar para a sua concretização. A concessionária entende, por isso, que, por questões de eficiência operacional e minimização de custos de investimento, a substituição destes equipamentos deverá ser operacionalizada em estreita articulação com a construção das duas novas cavidades previstas para o AS do Carriço, no âmbito da determinação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, e que constitui um outro projeto complementar apresentado nesta proposta de PDIRG 2023.

Este projeto complementar contempla, portanto, investimentos que visam concretizar as metas a atingir para a mistura de H2 de origem renovável no gás veiculado na RNTG, concretamente de 1 a 5% até 2025 e de 10 a 15% até 2030.

Os custos indicados no PDIRG 2021 encontram-se, portanto, subestimados, à luz dos estudos entretanto desenvolvidos e dos resultados, que embora ainda preliminares, permitem com melhor precisão identificar os custos necessários para a adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e H2 até 10% em volume.

A proposta de PDIRG 2023 contempla para este projeto complementar um investimento total de 173 M€ (estimados a custos totais), dos quais 129 M€ relativos à adaptação das infraestruturas do AS do Carriço e 44 M€ relacionados com a adaptação da RNTG, considerando uma mistura de H2 de origem renovável no gás até 10% por volume, estando a maior parte da execução (163M€) prevista para o quinquénio 2024-2028, conforme se evidencia no quadro seguinte, extraído da proposta de PDIRG 2023:

Quadro 2 – Valores de entradas em exploração a custos totais para adaptação da RNTG e AS Carriço a misturas de hidrogénio até 10%

Projeto de adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio	Investimento parcelar		Quinquénios PDIRG	
	Total Projeto	PDIRG 2024 - 2033	2024 - 2028	2029 - 2033
Investimento na RNTG e AS Carriço a Custos Totais	172,9	170,6	162,7	7,9
Investimento na RNTG a Custos Totais	44,1	42,0	36,0	5,9
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,3	3,1	2,7	0,4
Transferências para exploração na RNTG a CDE	40,8	38,9	33,4	5,5
Investimento no AS Carriço a Custo Totais	128,9	128,6	126,7	1,9
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9,5	9,5	9,4	0,1
Transferências para exploração no AS Carriço a CDE	119,3	119,1	117,3	1,8

Unidades: MC

Fonte: Proposta de PDIRG 2023 (quadro 5-3, P. 145)

A empresa descreve que este projeto apresenta um potencial de descarbonização do SNG que, considerando uma estimativa associada à mistura de H2 de origem renovável no gás veiculado na RNTG de 5% em 2025, de 7% em 2027 e de 10% em 2030, permitirá a substituição parcial do gás natural veiculado na rede de transporte por H2 verde, contribuindo para evitar emissões de CO₂ na ordem de 140 kton em 2025, a 160 kton em 2027, 230 kton em 2030.

O CC reconhece o carácter específico deste projeto complementar no sentido de garantir as definições de política pública no âmbito da transição energética e do cumprimento das metas definidas, constituindo um contributo ativo para o processo de descarbonização das infraestruturas de gás.

Paralelamente, o CC não pode deixar de sublinhar a importância em manter-se um acompanhamento contínuo da evolução do quadro legal europeu e nacional relacionado, com vista a garantir a coerência destes projetos com a regulamentação vigente.

ii. Armazenamento Subterrâneo

O projeto complementar de construção de duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo resulta da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Europa e a eventuais disrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia.

A referida Resolução determinou que o operador do armazenamento subterrâneo assegurasse o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal com duas cavidades adicionais, com os seguintes objetivos:

- obter um montante complementar de capacidade de armazenamento subterrâneo nas infraestruturas do Carriço superior a 1,2 TWh;
- permitir acomodar nesse armazenamento subterrâneo a totalidade das reservas de segurança ou outras que venham a ser definidas.

O investimento proposto para este projeto complementar ascende a 89,6M€ para o quinquénio de 2024-2033, repartindo-se de forma equitativa pelas duas cavernas - 43,2 M€ para a caverna 1 e 46,4 M€ para a caverna 2, conforme evidencia o quadro seguinte.

Quadro 3 - Montantes de investimento do Projeto Complementar de construção das duas cavidades do Armazenamento Subterrâneo

Novas Cavidades do Armazenamento Subterrâneo	PDIRG 2023 2024-2033	Entradas em Exploração				
		2024	2025	2026	2027	2028
AS	89,6				43,2	46,4
Caverna1	43,2				43,2	0
Caverna2	46,4				0	46,4
						(M€)

Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (quadro 3-3, P.24)

A proposta de PDIRG 2023 não considera qualquer montante para aquisição do gás de enchimento das cavernas (“cushion gas”). A ERSE, no seu documento de enquadramento, indica que, tendo em conta a dimensão das cavernas, pode estimar-se uma gama de valores entre 300 e 450 GWh de gás natural, cujo custo terá de ser adicionado ao investimento proposto.

Conforme referenciado pela empresa, a construção destas duas cavidades deve ser articulada com as intervenções a realizar parcial ou totalmente nas adaptações das atuais cavidades para receber misturas de gás natural com H2, no sentido de capitalizar sinergias ao nível das intervenções técnicas, de minimização do tempo de execução e otimização dos custos de ambos os projetos.

Adicionalmente, destaca a ERSE que não existe proposta de investimento para alterar a capacidade de extração ou injeção atual, pelo que importa destacar que esta capacidade adicional de armazenamento (1,2 TWh), sem alteração das infraestruturas de extração, estima-se que possa ser extraída das cavernas num período compreendido entre 14 e 17 dias tendo em conta a capacidade de extração atual (86 ou 71 GWh/dia conforme o enchimento das cavernas seja, > 60% ou < 60%).

A concessionária refere que o projeto preconiza o aumento da capacidade máxima de armazenagem de energia, por questões de segurança de abastecimento permitindo aumentar a autonomia pelo volume de gás adicional armazenado, não se relacionando com a capacidade máxima de extração ou compressão, em obediência às pretensões definidas nas políticas energéticas.

O CC acolhe positivamente a preocupação considerada pela concessionária na proposta de PDIRG 2023 com a criação de sinergias entre projetos e a relevância de garantir a adequabilidade das duas novas cavidades para receber misturas de gás natural com H₂, otimizando a utilização das infraestruturas de AS.

O CC regista que o projeto configura a pretensão definida na política energética nacional e europeia, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia.

iii. Investimento em projetos complementares de hidrogénio

A REN Gasodutos apresenta na proposta de PDIRG 2023 um projeto, designado por H2Med/CelZa ou simplesmente “CelZa”, que integra a criação de um corredor europeu de transporte de hidrogénio verde - H2Med, o qual inclui uma nova interligação entre Portugal e Espanha, ligando Celorico da Beira, em Portugal, com Zamora, em Espanha, bem como um gasoduto ligando por via marítima Barcelona em Espanha e Marselha em França.

Este projeto surge no seguimento do acordo tripartido anunciado no dia 20 de outubro de 2022 em Bruxelas, pelo Presidente de França, o Presidente do Governo espanhol e o Primeiro Ministro português.

Segundo a REN Gasodutos, o CelZa irá *“potenciar o desenvolvimento de um dos principais corredores de hidrogénio via Mediterrâneo do plano REPowerEU, através da construção de uma interligação de transporte de hidrogénio incluindo cerca de 162 km do troço português, compreendido entre Celorico da Beira e Vale de Frades, com uma capacidade de transporte de 81 GWh/d bidirecional”*.

Além da interligação CelZa, e conforme descreve a Empresa, *“o projeto global inclui o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (“ENTH2”) constituído por uma nova linha Figueira da Foz – Cantanhede (c/ possibilidade de ligação ao AS do Carriço), bem como os gasodutos existentes Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte, a converter para o transporte de H₂ a 100%”*.

Figura 5 – Projeto Celza e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio



Fonte: Sumário Executivo PDIRG 2023

A REN Gasodutos refere no seu documento de PDIRG 2023 que os projetos de Portugal, Espanha e França associados ao H2Med foram submetidos, pelos respetivos operadores de rede de transporte envolvidos, a candidatura ao estatuto de Projeto de Interesse Comum (“PIC”), em dezembro de 2022, de acordo com a categoria prevista no TEN-E: ‘Gasodutos para o transporte de hidrogénio, sobretudo de alta pressão, incluindo infraestruturas de gás natural reconvertidas, dando acesso a múltiplos utilizadores da rede de uma forma transparente e não discriminatória’ (Anexo II.3 do Regulamento (EU) 2022/869)’.

Caso os projetos mencionados venham a estar incluídos na lista de PIC, os projetos são elegíveis para candidatura a apoio financeiro da União Europeia através do *Connecting Europe Facility* (CEF). De acordo com o calendário definido pela Comissão Europeia para avaliação dos projetos candidatos ao estatuto PIC, como é caso do Celza e do ENTH2, a publicação da lista final de projetos PIC ocorrerá previsivelmente em novembro de 2023.

De acordo com o inscrito na proposta de PDIRG 2023, o montante global de investimento estimado para o período 2024-2029 ascende a 414 M€, sem subsídio de fundos da União Europeia, nomeadamente do CEF, repartido por 204 M€ e 210 M€ para o Celza e ENTH2, respetivamente, com data pretendida para entrada em operação de 1 de janeiro de 2030.

Quadro 4 - Montantes de investimento associados ao Projeto de Interligação H2Med/CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

Nova interligação e Eixo Nacional de Transporte H ₂ (M€)	Total 2024-2029
Interligação PT H2 CelZa	204
Eixo H ₂ (Cantanhede-Figueira da Foz e Cantanhede-Mangualde-Celorico da Beira-Monforte)	210

Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (quadro 3-5, P. 30)

A REN Gasodutos assinala que uma tomada de decisão deste conjunto de infraestruturas não pode ser adiada para a próxima edição do PDIRG, tendo em conta a data pretendida para entrada em exploração destes ativos.

Quanto à conversão dos gasodutos Cantanhede - Mangualde, Mangualde - Celorico da Beira e Celorico da Beira – Monforte para transporte de H₂, a empresa refere que a mesma deve ser compatibilizada e coordenada com as necessárias intervenções ao nível das redes de distribuição e instalações de consumo que atualmente são servidas por aquelas linhas da RNTG.

No entanto, a proposta de PDIRG 2023 não descreve ou apresenta o impacto da compatibilização e coordenação acima referidas.

O CC entende como fundamental conhecer os resultados da avaliação de impacto deste projeto nas redes de distribuição e nas instalações de consumo servidas pelos troços da RNTG abrangidos, para assegurar a transição destes ativos sem colocar em risco o abastecimento energético a nenhum cliente atualmente abastecido através das redes de gás.

Conforme é exposto pelo Operador da RNTG, dada a indefinição relativamente à metodologia a aplicar e os respetivos atributos de avaliação do PIC, bem como a necessidade de ainda ter que ser consolidada informação que, à data da elaboração deste plano ainda não se encontrava fixada, o PDIRG 2023 não apresenta uma análise específica de custo-benefício para estes projetos remetendo-se para momento posterior a sua aplicação.

O CC reconhece o papel do operador de transporte português em inscrever na sua proposta de PDIRG 2023 este projeto que traduz o acordo estabelecido entre os representantes dos Estados Membros, especificamente no caso português, o Estado Concedente. O CC reconhece também a importância que este projeto pode representar no quadro da transição energética e na redução da dependência energética da União Europeia.

Contudo, o CC não pode deixar de assinalar que há ainda um conjunto de indefinições de política energética, tanto a nível nacional, com o PNEC 2030 em fase de revisão, como a nível europeu, com ambições de descarbonização reforçadas pela UE, que condicionam as definições de carácter regulamentar e, logo, uma análise efetiva de custo–benefício capaz de suportar uma avaliação adequada sobre os impactos para o sistema energético como um todo que a realização deste projeto efetivamente acarretará.

Por último, entende o CC relevante referir que as decisões relativas à atribuição de fundos para financiamento do projeto são de elevada importância e condicionantes para a tomada de decisão.

iv. Estação de Compressão

A proposta de PDIRG 2023 inclui um projeto complementar relacionado com a construção da estação de compressão do Carregado (EC Carregado), com um montante de investimento total previsto de 45,4M€.

A empresa concessionária refere no seu plano que este projeto tem como objetivo eliminar as atuais restrições de regaseificação do TGNL para a RNTG, possibilitando o escoamento de um caudal de gás mais elevado com origem no TGNL de Sines, aumentando a capacidade de receção da rede de transporte de cerca de 230 GWh/d para 320 GWh/d, assegurando este incremento de capacidade as necessidades de transporte de gás até ao extremo norte da RNTG e oferecendo uma melhor condição de pressão para a exportação de gás através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

O operador da RNTG refere ainda que *“tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento e tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas, a EC Carregado detém os seguintes atributos benéficos:*

- *Integração de Mercados e interoperabilidade - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;*
- *Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;*
- *Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador “critério N-1”) e capacidade de armazenamento.”*

A potência da nova estação de compressão é de 12 a 14 MW, com capacidade para movimentar caudais na ordem de 650 000 m³/h e com uma impulsão de 35 a 40 bar, com impacto no incremento da capacidade de exportação de gás em 20 GWh/d.

O investimento associado à EC Carregado será distribuído por um período de 3 anos, num intervalo de anos a definir em tempo oportuno, em função das opções do Concedente.

O CC regista os atributos deste projeto e os benefícios identificados para o SNG, particularmente ao nível da segurança de abastecimento, mas sublinha a relevância de uma tomada de decisão fundamentada numa avaliação holística sobre o efetivo impacto favorável para o SNG, nomeadamente no quadro de descarbonização da infraestrutura de transporte de gás natural em curso.

4. Procura

O “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito para o período 2024-33” assenta em vários indutores de investimento nomeadamente i) os objetivos de política energética nacional e europeia ii) a segurança de Abastecimento iii) a adequação das infraestruturas para receção de gases renováveis e iv) adequação legislativa e regulamentar e, concomitantemente, deve considerar as previsões associadas à evolução da procura. Esta associação permitirá, *in fine*, ajuizar sobre os proveitos unitários a suportar pelos consumidores.

A proposta de PDIRG em análise apresenta previsões para a evolução do consumo anual de gás e para a evolução da ponta diária, diferenciadas entre mercado elétrico, correspondente a centrais de ciclo combinado a gás, e mercado convencional, que engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário.

Para cada um desses mercados, a presente proposta de PDIRG apresenta três cenários de evolução da procura, o inferior, o central e o superior, sendo os mesmos que foram utilizados para o RMSA-G 2022 e os pressupostos considerados foram acordados com a DGEG.

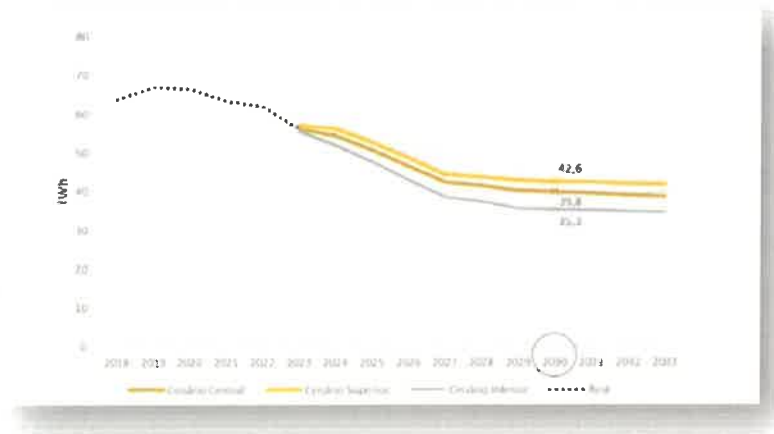
Segundo a REN, os três cenários de procura projetados para o período do presente PDIRG - 2023-2033, traduzem uma redução da procura no mercado total com variações que oscilam entre -3,0% e -4,6% para o horizonte temporal em análise. É possível distinguir dois ciclos na projeção com uma taxa média de crescimento anual (“TMCA”) da procura total de gás para o período 2023-2028 de -5,9% para o Cenário Central, de -5,1% para o Cenário Superior, e de -7,6% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura total de gás para o período 2028-2033 é igualmente de redução em todos os cenários, de -1,4% para o Cenário Central, de -0,9% para o Cenário Superior e de -1,6% para o Cenário de Inferior.

A redução da procura agregada que se verifica em todos os cenários resulta essencialmente de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o Mercado de Eletricidade que pressupõe um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, considerando um cenário de hidraulicidade média. Também se assiste, em termos médios, a uma redução da ponta de consumo diária global.

Para o mercado elétrico, os cenários assumem o facto relevante do descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro no final de 2029 e registam TCMA (2024-2028) de -24%, -25% e -32%, para os cenários superior, central e inferior, respetivamente.

O comportamento da evolução do consumo do mercado elétrico está não só influenciado pela produção de eletricidade de origem renovável, mas também pelas alterações nos sistemas elétricos de Espanha e França que influencia(ra)m substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha. A prospetiva de evolução destes fluxos e do próprio redesenho do mercado elétrico a nível europeu acrescentam uma variável de incerteza.

Figura 6 - Cenários de procura total apresentados na proposta de PDIRG 2023



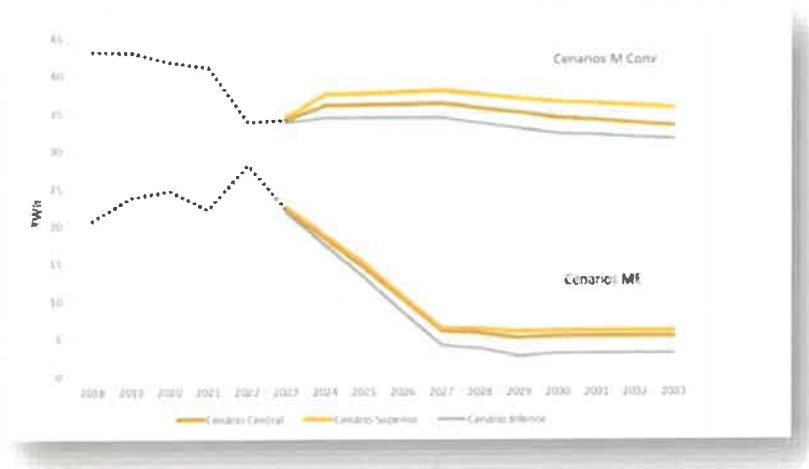
Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (figura 3-10, P.33)

Importa referir que o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 aponta para que em 2030 o consumo de gás seja cerca 37 TWh, e em 2040 passe para 22 TWh.

Os três cenários para o mercado convencional⁽²⁾, apresentados na proposta, registam taxas de crescimento anuais médias entre 2024 e 2028 (TCMA24-28) de 0%, -0,2% e -1%, para os cenários superior, central e inferior, respetivamente.

² Na definição dos cenários da procura do mercado convencional foram consideradas 59 UAG de rede, a previsão de construção de 28 novas UAG, bem como a existência de 60 UAG privadas atualmente em serviço e ainda de 28 postos de enchimento de gás veicular em operação.

Figura 7 - Cenários de procura por segmento de mercado apresentados na proposta de PDIRG 2023



Fonte: ERSE, documento de enquadramento à Consulta Pública Nº 115 (figura 3-11, P.34)

A política pública nacional no setor da energia tem vindo a definir um conjunto de estratégias de descarbonização com recurso a gases de origem renovável, potenciando a produção endógena com recurso a fontes renováveis, nomeadamente o recurso ao hidrogénio pelo desenvolvimento de uma nova cadeia de valor na economia.

Os instrumentos nacionais de política energética relevantes para a cenarização da evolução dos vários vetores energéticos são o PNEC 2030 e o RNC 2050.

A proposta de PDIRG 2023, apesar dos investimentos apresentados para o desenvolvimento de novas infraestruturas de hidrogénio e a conversão de infraestruturas existentes de gás natural para este novo vetor energético, não apresenta previsões de procura para hidrogénio, nomeadamente não identifica pontos de produção e injeção, nem pontos de consumo que possam vir a conectar-se a esta infraestrutura. Havendo incertezas quanto às quantidades que irão estar envolvidas nessas redes e quanto ao ritmo da sua injeção, o seu dimensionamento terá de estar em conformidade com os volumes que se esperam vir a fornecer e será necessário assegurar que estas redes ligam efetivamente os pontos de produção de hidrogénio de origem renovável com os respetivos pontos de consumo.

Por outro lado, o PNEC 2030 está agora em processo profundo de atualização, com conclusão prevista para junho de 2024. Atualmente, apresentam cenários em que é considerada uma componente relevante no que diz respeito ao *blending* com percentagens crescentes ao longo do tempo de mistura de hidrogénio no gás natural (5% em 2025, 10% em 2030, etc.).

Tendo em consideração que à data de preparação da proposta inicial do presente PDIRG não se encontrava consolidada informação relativa ao contexto do hidrogénio, nomeadamente modelos de mercado, regulamentação tarifária e relativa às demais partes interessadas (e.g. produtores e consumidores), a REN não procedeu a uma análise do impacto tarifário do Projeto Complementar dedicado a 100% hidrogénio, candidato a integrar a lista de projetos de interesse comum, que inclui o CelZA e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio.

Face as situações expostas, o CC regista a opinião da ERSE de que é *“prudente aguardar pela atualização dos instrumentos de política energética que irá incorporar a aprendizagem experienciada nos últimos cinco anos e toda a reflexão europeia em torno desta dimensão da integração dos diferentes vetores energéticos, para depois ponderar quais as alternativas que se apresentam como soluções mais eficientes e definitivas”*.

Efetivamente, O CC entende que deverão ser ponderadas soluções que permitem a minimização de custos de transição e evitar sobrecarregar os atuais consumidores de gás, garantindo a sustentabilidade do SNG, tendo em conta os elevados montantes em jogo e o potencial de redução do consumo dos mesmos no futuro.

VI. PARECER

O Conselho Consultivo, reunido em 16 de junho de 2023, na secção do setor do gás, vota favoravelmente, com declaração de voto dos conselheiros em anexo, o Parecer “Proposta de PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033” - 115.ª Consulta Pública.

Nesta conformidade, o Conselho Consultivo recomenda que sejam ponderadas as sugestões apresentadas no presente Parecer.

Este Parecer, aprovado em reunião do Conselho Consultivo de 16 de junho de 2023, vai ser remetido ao Presidente do Conselho de Administração da ERSE, depois de assinados pelo Presidente do Conselho Consultivo.

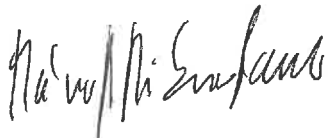
O Presidente do Conselho Consultivo



**PARECER SOBRE “PROPOSTA DE PDIRG 2023 – PLANO DECENAL INDICATIVO DE
DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA RNTIAT 2024 A 2033”
- 115.ª CONSULTA PÚBLICA**

Mário Ribeiro Paulo, enquanto presidente do Conselho Consultivo da ERSE designado por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, voto favoravelmente, na globalidade e na especialidade, o parecer emitido pelo Conselho Consultivo relativo à “PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033” - 115.ª Consulta Pública

Lisboa, 20 de junho de 2023



From: [Ana Teresa Perez](#)
To: [Presidente Conselho Consultivo ERSE](#)
Cc: [Carla Marques](#)
Subject: RE: Votação Parecer sobre "PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033"- 115.ª Consulta Pública
Date: 20 de junho de 2023 14:26:29
Attachments: [image001.png](#)

Sr. Presidente do CC da ERSE

Caro Mario Paulo,

Serve o presente para transmitir o voto favorável ao parecer em apreço.

Melhores cumprimentos,

Ana Teresa Perez

Vogal do Conselho Diretivo



Rua da Murgueira 9 – Zambujal - Alfragide
2610-124 Amadora
(+351) 214728200
apambiente.pt

Proteja o ambiente. Pense se é mesmo necessário imprimir este email!

AVISO DE SEGURANÇA: Email externo à APA. Tenha cuidado antes de abrir anexos e links. Nunca introduza dados ou senhas, associados à sua conta.

From: [Maria José Espírito Santo \(DGEG\)](#)
To: [Carla Marques](#)
Cc: [Presidente Conselho Consultivo ERSE](#); [Joao Pedro Correia Bernardo \(DGEG\)](#)
Subject: RE: Votação Parecer sobre "PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033"- 115.ª Consulta Pública
Date: 20 de junho de 2023 18:43:54
Attachments: [image001.png](#)
[image002.png](#)



Cara Dra. Carla Marques,
boa tarde.

Relativamente ao assunto supra referenciado, informo do voto favorável do Eng. João Bernardo e do meu, ao parecer do Conselho Consultivo em análise.

Aviso de segurança da DGEG: Este é um email externo. Por favor, não clique em links nem abra anexos, a não ser que conheça o remetente e saiba que o seu conteúdo é seguro.

Parecer do Conselho Consultivo relativo à 115.ª Consulta Pública da ERSE - “PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033”

Patricia Joana Almeida Carolino, na qualidade de representante designada pela Direção-Geral do Consumidor vota favoravelmente, na globalidade, o Parecer do Conselho Consultivo relativo à 115.ª Consulta Pública da ERSE - “PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033”.

Lisboa, 20 de junho de 2023

A representante da Direção-Geral do Consumidor

Patricia Carolino

From: [Joana Veloso](#)
To: [Presidente Conselho Consultivo ERSE](#)
Cc: [Carla Marques](#)
Subject: RE: Votação Parecer sobre "PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033"- 115.ª Consulta Pública
Date: 20 de junho de 2023 14:42:59
Attachments: [image001.png](#)
[image002.png](#)

Ex. Sr. Presidente do Conselho Consultivo da ERSE
Caro Dr. Mário Paulo,

Em representação da Agência Portuguesa do Ambiente, I.P., serve a presente comunicação para transmitir o voto favorável ao parecer em apreço.

Muito Obrigada.
Com os melhores cumprimentos,

Joana Veloso

Diretora de Departamento
Departamento de Alterações Climáticas



Rua da Murgueira 9 – Zambujal - Alfragide
2610-124 Amadora
(+351) 214728200
apambiente.pt

Proteja o ambiente. Pense se é mesmo necessário imprimir este email!

AVISO DE SEGURANÇA: Email externo à APA. Tenha cuidado antes de abrir anexos e links. Nunca introduza dados ou senhas, associados à sua conta.

DECLARAÇÃO DE VOTO

Ana Sofia Ferreira, representante da DECO, na Secção do Setor do Gás Natural do Conselho Consultivo da ERSE, **vota favoravelmente na globalidade** o Parecer sobre "PROPOSTA DE PDIRG 2023 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033"- 115.ª Consulta Pública da ERSE.

O Representante

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Ana Sofia Ferreira".

(Ana Sofia Ferreira)



UNIÃO GERAL DE CONSUMIDORES

PARECER SOBRE CONSULTA PÚBLICA 115 -“ PROPOSTA DE PDIRG 2023 – PLANO DECENAL INDICATIVO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO NA RNTIAT 2024 A 2033”

Exmo. Senhor

Presidente do Conselho Consultivo

Eduardo Quinta-Nova e Célia Marques, representantes da UGC na Seção do Setor do Gás do Conselho Consultivo da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) vêm comunicar a V. Exa. que votam favoravelmente, na globalidade, o Parecer do CT sobre a **Consulta Pública 115 -“Proposta de PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033”**.

Com os melhores cumprimentos,

Lisboa, 19 de Junho de 2023

Eduardo Quinta-Nova

Célia Marques



A handwritten signature in black ink, appearing to be "V. Machado", located in the top right corner of the page.

Vitor Manuel Figueiredo Machado, na qualidade de representante da **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor**, na secção do Setor do Gás Natural do Conselho Consultivo da ERSE, vota **favoravelmente**, e na globalidade, o parecer do Conselho sobre a “PROPOSTA DE PDIRG 2023 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033” - 115.ª Consulta Pública da ERSE”.

Lisboa, 19 de junho de 2023

Vitor Machado

Representante da DECO no Conselho Consultivo da ERSE



*Voto do representante das entidades concessionárias das atividades de
recepção, armazenagem e regaseificação de GNL
ao Parecer do Conselho Tarifário sobre "CP 115 - Proposta de PDIRG
2023".*

A representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL vota favoravelmente o parecer do Conselho Consultivo sobre "CP 115 - Proposta de PDIRG 2023", sem contudo prescindir das posições expressas pela REN no PDIRG e em documentos posteriores, devendo ainda referir que, relativamente aos projetos de 100% de H2 - interligação H2Med/CelZa e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (este último designando os chamados "Enablers"), constantes do PDIRG, estes projetos resultam diretamente das orientações de política energética nacional e europeia.

Lisboa, 20 de junho de 2023

Andreia Cristina da Silva de

Representante das entidades concessionárias das atividades de recepção, armazenagem e regaseificação de GNL



*Voto do representante da entidade concessionária Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG)
ao Parecer do Conselho Consultivo sobre "CP 115 - Proposta de PDIRG 2023".*

A representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de gás (RNTG) vota favoravelmente o parecer do Conselho Consultivo sobre "CP 115 - Proposta de PDIRG 2023", sem contudo prescindir das posições por si expressas no PDIRG e em documentos posteriores, devendo ainda referir que, relativamente aos projetos de 100% de H2 - interligação H2Med/CelZa e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio (este último designando os chamados "Enablers"), constantes do PDIRG, estes projetos resultam diretamente das orientações de política energética nacional e europeia

Lisboa, 20 de junho de 2023

Paula Alexandra Rebelo Soares Almeida

Representante da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Gás

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "J. Vieira", located in the top right corner of the page.

DECLARAÇÃO DE VOTO

**Ao Parecer do Conselho Consultivo da ERSE emitido sobre a Proposta de PDIRG 2023 -
Consulta Pública da ERSE nº 115.**

Comunico o voto favorável ao Parecer do Conselho Consultivo da ERSE, emitido sobre a proposta de PDIRG 2023 - Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033.

Lisboa, 20 de junho de 2023

A handwritten signature in black ink, appearing to be "José Vieira", written over a horizontal line.

José Vieira

Representante das Entidades Concessionárias das Redes de Distribuição Regional de Gás Natural

Exmo. Senhor Presidente do Conselho Consultivo da ERSE



Eng.º Mário Paulo,

As ENTIDADES LICENCIADAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL votam favoravelmente o Parecer produzido pelo Conselho Consultivo da ERSE (Secção do Sector do Gás Natural), acerca da **“Consulta Pública n.º 115 – PROPOSTA DE PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033”**.

Com os melhores cumprimentos,

Eduardo Paço Viana.

Representante das Entidades Titulares de Licença de Distribuição de Gás Natural em Regime de Serviço Público

**Parecer da Seção do Gás do Conselho Consultivo da ERSE emitido sobre a
115ª Consulta Pública da ERSE relativa ao**

**“Proposta do PDIRG 2023 -
- Plano Decenal de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033”**

Comunico o Voto Favorável ao Parecer emitido pela Seção de Gás do Conselho Consultivo da ERSE, emitido sobre a 115ª Consulta Pública da ERSE relativa ao PDIRG 2023.

Jorge Manuel Rodrigues Lúcio

Representante na Seção do Gás do Conselho Consultivo da ERSE dos Comercializadores de Último Recurso de Gás Natural

Lisboa, 19 de junho de 2023

From: ACEMEL
To: Presidente Conselho Consultivo ERSE
Cc: Carla Marques;
Subject: Parecer "Proposta de PDIRG 2023" - votação comercializadores de gás natural
Date: 19 de junho de 2023 17:18:25

Caro Sr. Presidente do Conselho Consultivo da ERSE,

Na qualidade de membro suplente dos representantes dos comercializadores de gás natural em regime livre, venho por este meio manifestar o voto favorável ao Parecer sobre a "Proposta de PDIRG 2023 – Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT 2024 a 2033" (115.ª Consulta Pública da ERSE).

Cumprimentos,

Tiago Gaio



Exmo. Senhor Presidente do Conselho Consultivo da ERSE
Eng.º Mário Paulo

Parecer sobre o

**PLANO DECENAL INDICATIVO DE DESENVOLVIMENTO E INVESTIMENTO DA RNTIAT PARA O
PERÍODO 2024-2033 (PDIRG 2023)**

VOTO

Na qualidade de representantes dos consumidores empresariais de gás com consumos anuais superiores a 10.000 m³, vimos pelo presente manifestar o nosso voto favorável, na globalidade, ao Parecer do Conselho Consultivo da ERSE, Secção do Setor do Gás, sobre o “Plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT para o período 2024-2033 (PDIRG 2023)”.

Teresa Marques
Jaime Braga
Jaime Carvalho

Lisboa, 20 de junho de 2023

Declaração de Voto

Atendendo à estratégia nacional e europeia de descarbonização, assente na substituição gradual de gás natural por gases renováveis e de baixo teor de carbono na rede de gás, nos quais se incluem o hidrogénio, biogás e o biometano, e no atingimento das metas estabelecidas de redução de gases de efeito de estufa quer nacionais quer para a indústria, apresentamos declaração de voto favorável.

Os investimentos a realizar devem respeitar a segurança e a racionalidade económica e serem, sempre que possível, suportados por fontes de financiamento específicas, tendo como requisito a realização dos projetos de produção que lhe são afetos e os impactos nos consumidores finais.

Alerta-se para a necessidade de ser também estabelecida uma estratégia de apoio aos consumidores de gás, focada na sua reconversão tecnológica, de forma a ser possível transformar as suas fontes energéticas e assim maximizar e acelerar a utilização destas infraestruturas.

Os representantes dos consumidores empresariais de gás com consumos anuais superiores a 10.000m³ vêm deste modo alertar para a necessidade de estes investimentos serem analisados na perspetiva da melhoria da competitividade e no desenvolvimento socioeconómico nacional.