ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSULTA PÚBLICA
99

ENQUADRAMENTO

PROPOSTA DE PDIRG 2021

Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento na RNTIAT

2022 a 2031

maio - 2021

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO....2
1.1 Consulta pública e respetivo documento de enquadramento....2
1.2 Legislação comunitária....3
1.3 Enquadramento legal nacional....6
1.4 Procedimentos da Consulta Pública....10
2 CONTEÚDO DA PROPOSTA DE PDIRG 2021....12
2.1 Principais recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2019....16
2.2 Proposta de PDIRG 2021 e sua evolução face às propostas de PDIRGN anteriores....17
3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA....20
3.1 Estratégia Nacional do Hidrogénio....20
3.2 Previsões de Procura....23
3.3 Metodologia de seleção de investimentos e Balanço dos Benefícios dos projetos de investimento....26
3.4 Outros investimentos....27
4 ANEXO DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA....29

1 INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO

1.1 CONSULTA PÚBLICA E RESPETIVO DOCUMENTO DE 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, 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, a ERSE dispõe de 22 dias para promover a sua consulta pública, com duração de 30 dias, dispondo dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submete a consulta pública, a proposta de PDIRG 2021, elaborada pela REN Gasodutos.

Agradece-se, desde já, a todos os participantes nesta consulta pública, os contributos que, sob a forma de resposta às questões, comentários ou sugestões, sejam enviados à ERSE até 16 de junho de 2021, para o seguinte endereço de correio eletrónico consultapublica@erse.pt. Solicita-se ainda que, na resposta por correio eletrónico seja mencionada, no campo de Assunto, a expressão "Consulta Pública 99".

A ERSE terá em consideração os comentários recebidos no âmbito da consulta pública para a elaboração do relatório da mesma, a enviar para a DGEG e para o operador da RNTG, nos termos do n.º 2 do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, bem como na elaboração do seu Parecer à proposta de PDIRG 2021. Juntamente com a publicação do Parecer, a ERSE disponibilizará no seu site os comentários recebidos e ainda um relatório onde são resumidas e identificadas as principais matérias que suscitaram comentários.

Caso pretenda que o seu comentário não seja publicado deverá indicá-lo de forma expressa. Acresce que no caso de a informação conter elementos sensíveis, que legalmente impeçam a divulgação dos comentários recebidos, deverá ser disponibilizada à ERSE uma versão pública expurgada dessa informação considerada sensível.

Solicita-se ainda que, para proteção dos dados pessoais dos remetentes, os comentários a enviar integrem um documento autónomo do corpo do email, da carta ou do fax.

O presente documento de enquadramento da consulta pública pretende promover a reflexão dos agentes em torno de aspetos que se consideram determinantes para a elaboração da proposta de PDIRG 2021 e, deste modo, coadjuvar a ERSE na elaboração de um Parecer abrangente e rigoroso nas suas conclusões. Adicionalmente, com a divulgação do relatório da consulta pública pela ERSE, também a DGEG poderá beneficiar do conteúdo do mesmo e dos contributos da consulta pública para a elaboração do seu parecer à proposta de PDIRG 2021.

Neste capítulo introdutório, contextualiza-se a elaboração do plano e os procedimentos principais conducentes à sua aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia. No capítulo seguinte apresenta-se sucintamente o documento da proposta de PDIRG para o período de 2021-2031, elaborado e submetido à ERSE pelo operador da RNTG. No sentido de permitir aos agentes avaliarem a evolução entre esta proposta de PDIRG e a proposta de PDIRGN 2019, o mesmo capítulo realça as principais diferenças entre as duas propostas. O terceiro capítulo lança um conjunto de questões, que decorrem da análise efetuada pela ERSE e que pretendem induzir a reflexão dos agentes sobre os pressupostos, as metodologias, os aspetos técnico-económicos e as opções de investimento propostos pelo operador da RNTG. Por fim, são enumerados e anexados os documentos de suporte à presente consulta pública.

1.2 LEGISLAÇÃO COMUNITÁRIA

DIRETIVA (UE) 2019/692 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

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 e revoga a Diretiva 2003/55/CE, 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, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

Neste quadro, destaca-se, nomeadamente, a elaboração, o acompanhamento e a monitorização dos planos de investimento dos operadores das redes de transporte em coerência com o plano decenal de

desenvolvimento da rede à escala comunitária referido neste Regulamento europeu, que é de aplicação direta e obrigatória a nível nacional.

A Diretiva (UE) 2019/692, acima mencionada, foi transposta para a legislação portuguesa através do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

REGULAMENTO (CE) N.º 715/2009 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO, DE 13 DE JULHO

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 plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, nos termos do n.º 10 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, 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" do mesmo Regulamento. 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.

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, nos termos do n.º 11 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009.

REGULAMENTOS (UE) N.º 2017/1938 E N.º 347/2013

O plano de desenvolvimento da rede, na sua perspetiva nacional, deverá ter em conta a segurança de abastecimento, respeitando o disposto no 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. Este regulamento estabelece, respetivamente nos seus artigos 5.º e 6.º, as normas relativas a infraestruturas e as normas relativas ao aprovisionamento.

Complementarmente à regulação comunitária que enquadra os processos relativos aos investimentos nacionais existem, no âmbito da construção do mercado interno único na Europa, outros regulamentos que têm impacto nas decisões de investimento a nível nacional.

O Regulamento (UE) nº 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril relativo às orientações para o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade dos corredores e domínios prioritários das infraestruturas energéticas transeuropeias, em vigor desde 15 de maio de 2013, é um dos mais relevantes.

Este regulamento destina-se a facilitar o desenvolvimento atempado e a interoperabilidade das redes energéticas transeuropeias (TEN-E), dando prioridade a corredores físicos e áreas energéticas consideradas estratégicas para a Europa e estabelecendo os critérios para a identificação de projetos de interesse comum (PCI), projetos transfronteiriços que beneficiem, pelo menos, dois países da União Europeia.

Os três principais objetivos do Regulamento (UE) nº 347/2013 são:

- Facilitar a execução atempada dos PCI, estabelecendo, para isso, novos procedimentos de atribuição de licenças a estes projetos, mais transparentes e expeditos;
- Estabelecer regras e fornecer orientações para a imputação dos custos transfronteiriços;
- Determinar as condições de elegibilidade dos PCI para a assistência financeira da UE ao abrigo do *Connecting Europe Facility* (CEF) – mecanismo de apoio financeiro a investimentos destinados a melhorar as redes europeias no domínio dos transportes, da energia e da tecnologia digital.

Encontra-se em fase de elaboração por parte da Comissão Europeia a quinta lista de PCI. A Comissão, em conformidade com o artigo 3.º, n.º 4, do Regulamento TEN-E, é obrigada a garantir que seja estabelecida uma lista de projetos de interesse comum da União de dois em dois anos.

Por conseguinte, a lista da União estabelecida pelo Regulamento Delegado (UE) 2020/389, de 31 de outubro de 2019, será brevemente substituída pela quinta lista de PCI, que deverá ser fixada por um regulamento delegado da Comissão, em conformidade com o procedimento previsto no Regulamento TEN-E.

1.3 ENQUADRAMENTO LEGAL NACIONAL

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto[1], estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), 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.

O mesmo Decreto-Lei estabelece, também, as regras relativas ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) e, tal como já mencionado, transpõe a Diretiva (UE) 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, dando igualmente execução ao Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho[2] e ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro[3].

De acordo com o artigo 86.º do referido Decreto-Lei, o planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede e a segurança do abastecimento. Deve também 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.

Nos termos do número 2 do mesmo artigo, o operador da RNTG deve elaborar, nos anos ímpares, um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG). Estabelece, ainda, no número 4 que o PDIRG deve 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, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente

[1] Revoga os Decreto-Lei nº 30/2006, de 15 de fevereiro e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

[2] Relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

[3] Relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás natural.

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,

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.

O número 5 do artigo 86.º estabelece, que o PDIRG deve observar, para além de critérios de racionalidade económica, as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e tipo das infraestruturas de entrada de gás no sistema, as perspetivas de desenvolvimento dos setores de maior e mais intenso consumo, as conclusões e recomendações contidas nos relatórios anuais de monitorização da segurança do abastecimento, 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 e, ainda, as necessidades de investimento e infraestruturas para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC e do RNC.

O artigo 86.º estabelece, finalmente, que a elaboração do PDIRG, no que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feita em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

Nos termos do artigo 87.º do referido diploma, referente ao procedimento de elaboração do PDIRG, encontram-se estabelecidas orientações relativas ao procedimento a adotar, designadamente:

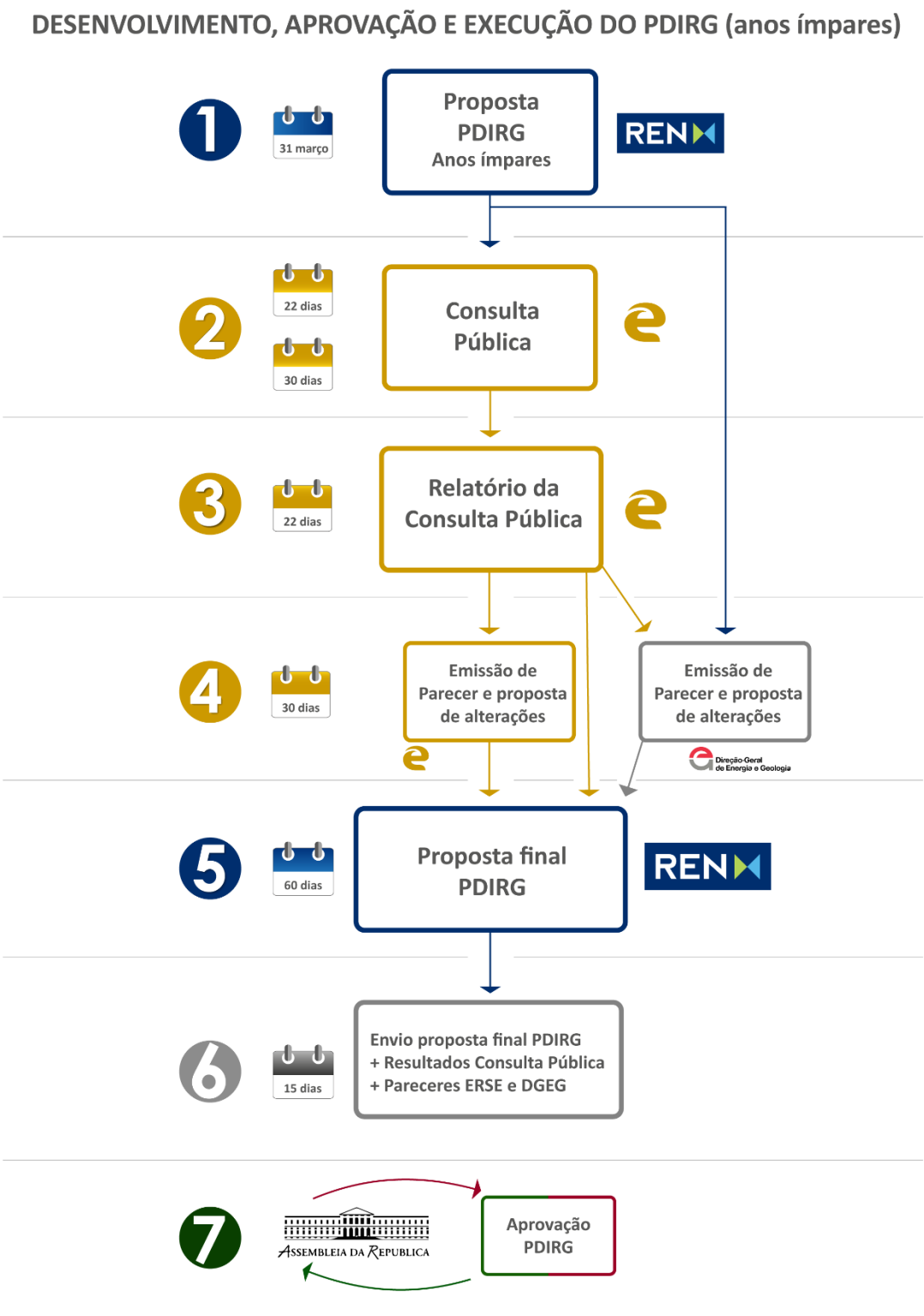
- a responsabilidade pela sua execução;
- a articulação entre o operador da RNTG e os restantes operadores do SNG na elaboração da proposta inicial de PDIRG;
- a data limite para a submissão à ERSE (e à DGEG) da proposta de PDIRG, até ao final do primeiro trimestre de cada ano ímpar;
- a realização de uma consulta pública promovida pela ERSE, 22 dias úteis depois de receber a proposta de PDIRG e com a duração de 30 dias úteis;
- a elaboração pela ERSE de um relatório da consulta pública a enviar ao operador da RNTG e à DGEG, 22 dias úteis depois de terminar a consulta pública;
- a elaboração de um Parecer por parte da ERSE, 52 dias úteis após o fim da consulta pública, integrando as necessidades de investimento identificadas no processo de consulta pública,

assegurando a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a coerência do PDIRG com o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede à escala comunitária, consultando, a este respeito e em caso de dúvidas, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia;

- a elaboração da proposta final de PDIRG por parte do operador da RNTG;
- a aprovação do PDIRG que, nos termos do referido diploma, compete ao membro do Governo responsável pela área da energia.
- o acompanhamento, fiscalização da calendarização por parte da ERSE, da orçamentação e execução dos projetos de investimento na RNTIAT previstos no PDIRG, que ficam sujeitos ao seu Parecer vinculativo, no âmbito das suas atribuições, não podendo este Parecer versar sobre questões estratégicas de desenvolvimento da rede ou relacionadas com a segurança do abastecimento, nem sobre fiabilidade das infraestruturas e dos seus equipamentos na perspetiva da segurança de pessoas e bens.

O ciclo de desenvolvimento, aprovação e execução do plano decenal de desenvolvimento e investimento nacional encontra-se descrito na figura seguinte.

Figura 1-1 – Procedimento de elaboração do PDIRG



Fonte: ERSE

Conforme se referiu, o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, em particular o seu capítulo III, deu execução ao Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro. Assim, são estabelecidas a nível nacional as disposições relativas às reservas de segurança, as quais articulam a norma de aprovisionamento integrada no artigo 6.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro.

A presente proposta de PDIRG corresponde à primeira edição que é colocada em consulta pública nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, mas corresponde já ao oitavo exercício de planificação do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, levado a cabo pelo operador da RNTG nos termos da legislação em vigor.

Deste modo, a ERSE promove, por um prazo de 30 dias, a presente Consulta Pública ao conteúdo da proposta de PDIRG 2021, recebida do operador da RNTG.

1.4 PROCEDIMENTOS DA CONSULTA PÚBLICA

Tendo por base a periodicidade bienal dos exercícios de planeamento do desenvolvimento e investimento da RNTIAT, previstos legalmente, 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 Sistema Nacional de Gás. Este ajuste é 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 do PDIRG 2021.

A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Secretário de Estado de Energia o PDIRGN 2017 (2018-2027), com um montante total de 54,65 milhões de euros em projetos de investimento, relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022). Os projetos aprovados são classificados pelo operador da RNTG como Projetos Base.

Posteriormente, foi submetida à ERSE a proposta de PDIRGN 2019, cujo parecer da ERSE foi emitido a 19 de junho de 2020, incluindo os projetos de investimento a realizar no horizonte 2020-2029, propondo, para o

primeiro quinquénio (2020-2024), um montante de 36 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2025-2029), um montante que ascende a 149 milhões de euros[4].

Num contexto em que eram mais as incertezas do que as certezas quanto ao futuro do sistema de gás, agravado pela conjuntura atravessada pelo país e cujos efeitos sobre a economia se poderiam prolongar por bastante tempo, a prudência obrigava a não considerar aceitável que, da aprovação da proposta de PDIRGN 2019, resultasse qualquer aumento dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às redes de gás.

Nesse sentido, no seu parecer, a ERSE recomendou que, na versão final de PDIRGN 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNTG solicitasse a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total agregado até 26 milhões de euros.

Em resultado desta recomendação, o valor total de investimento na RNTG no período de 2020-2024 ascenderia a 43 milhões de euros, valor que integrava o investimento aprovado no PDIRGN 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRGN 2019.

Até à data, a ERSE não teve conhecimento de qualquer aprovação da proposta de PDIRGN 2019, pelo que o PDIRGN 2017 é a última proposta aprovada, incluindo um montante de 54,65 milhões de euros a custos totais já aprovado, relativamente ao período de 2018-2027[5], comum com o início do horizonte 2022-2031 da atual proposta de PDIRG 2021.

A 31 de março de 2021, foi submetida à ERSE, pelo operador da RNTG a proposta de PDIRG 2021, sobre a qual a ERSE deve organizar uma consulta pública, durante 30 dias, previamente à elaboração do relatório da mesma, seguindo-se a emissão do respetivo parecer.

Na atual proposta de PDIRG 2021, que se submete a Consulta Pública, o operador da RNTG propõe para o primeiro quinquénio (2022-2026) um montante de 87,4 milhões de euros e, para o segundo quinquénio (2027-2031), propõe um montante que ascende a 49,3 milhões de euros. A proposta de PDIRG 2021 apresenta um pedido de DFI (Decisão Final de Investimento) relativa exclusivamente aos projetos de investimento do primeiro quinquénio, ou seja de 87,4 milhões de euros.

[4] Todos os montantes de investimento referidos no presente documento são a custos totais, ou seja, incluindo já encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros.

[5] No horizonte 2018-2027 o montante é de 50,9 milhões de euros. No entanto os projetos aprovados no PDIRGN 2017 iniciaram-se em anos anteriores, com o montante restante.

2 CONTEÚDO DA PROPOSTA DE PDIRG 2021

A proposta de PDIRG 2021, com data de março de 2021 e submetida à apreciação com a presente consulta pública, apresenta uma estrutura similar à proposta de PDIRGN 2019 e encontra-se estruturada em oito capítulos, para além do Sumário Executivo:

- Capítulo 1 – Enquadramento e Âmbito;
- Capítulo 2 – Caraterização Atual do Sistema Nacional de Gás;
- Capítulo 3 – Pressupostos;
- Capítulo 4 – Projetos Base de Investimento;
- Capítulo 5 – Projetos Complementares de Investimento;
- Capítulo 6 – Projeto Complementar de Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio
- Capítulo 7 – Projeto Complementar da 1ª Fase da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha
- Capítulo 8 – Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRG.

Do documento fazem igualmente parte os seguintes 5 Anexos:

- Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-G 2020;
- Anexo 2 – Projetos aprovados em anteriores edições do PDIRG;
- Anexo 3 – Metodologia de Análise Multi-Critério / Custo-Benefício;
- Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização e dos Investimentos na Gestão Técnica Global;
- Anexo 5 – Perspetiva de Inovação;

De forma abreviada, apresentam-se de seguida os temas desenvolvidos em cada capítulo.

O Capítulo 1, "Enquadramento e âmbito",

- identifica a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), bem como a Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG),
- identifica o contexto legislativo e regulamentar ao abrigo do qual este exercício é feito, e descreve o procedimento de elaboração respetivo,
- localiza o papel do planeamento da RNTIAT no contexto europeu,
- identifica os objetivos do exercício de planeamento,
- apresenta os principais destaques organizativos e de conteúdo
- realiza algumas considerações sobre a Avaliação Ambiental Estratégica e

- termina com a articulação entre as propostas de PDIRG e os PDIRD-G.

O Capítulo 2, "Caracterização atual do SNG",

- identifica as principais características técnicas das infraestruturas da RNTIAT, a rede nacional de transporte de gás, o terminal de gás natural liquefeito de Sines e o armazenamento subterrâneo no Carriço,
- faz uma análise histórica da procura anual em Portugal (2010 e 2020) e das pontas de consumo diário (2011 a 2020), bem como das taxas de utilização das GRMS nos pontos de entrega (2017 a 2020),
- realiza uma análise histórica (2011 a 2020), da repartição anual por ponto de entrada da RNTG, separada por gás e GNL, das capacidades de oferta dos pontos de interligação da RNTIAT e das suas capacidades de armazenamento e das taxas de utilização das diversas infraestruturas
- terminando com uma apresentação das características da RNTIAT do ponto de vista da Qualidade de Serviço prestada.

O Capítulo 3, "Pressupostos",

- faz um enquadramento sobre a realização da proposta de PDIRG,
- apresenta os diversos projetos de investimento, dividindo-os em Projetos Base e Projetos Complementares,
- enquadra o novo contexto legislativo e regulamentar, bem como as perspetivas de evolução do setor do gás em Portugal em alinhamento com as orientações de política energética associadas à neutralidade carbónica
- apresenta estimativas da evolução da procura para o período de 2021 a 2031, apresentando os pressupostos das componentes do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico, bem como a componente de gás abastecido por Unidades Autónomas de GNL (UAG),
- apresenta a previsão de pontas de consumo diário, em vários cenários e entre os anos de 2021 e 2031,
- apresenta a oferta dos pontos de interligação da RNTG e das infraestruturas de armazenamento, referindo que os projetos Base e os Projetos Complementares não têm impacto na evolução dos seus valores entre 2021 e 2031 e

- termina com uma apresentação dos critérios de planeamento, contextualizando a análise multicritério/Custo benefício proposta, referindo o seu enquadramento com indutores estratégicos de desenvolvimento.

O Capítulo 4, diz respeito aos "Projetos Base de Investimento",

- após um enquadramento, apresenta os montantes previstos para o investimento,
- descreve os projetos de remodelação e modernização,
- descreve os projetos na RNTG, no terminal de GNL, no Armazenamento Subterrâneo e na Gestão Técnica Global, e faz uma identificação dos projetos com impacto no aumento da resiliência da RNTIAT,
- apresenta os investimentos globais e os montantes de entradas em exploração relativos aos projetos base de investimento (sem hidrogénio),
- descreve o projeto de adaptação da RNTG e do armazenamento subterrâneo do Carriço a misturas de hidrogénio e
- apresenta os montantes de entradas em exploração a custos totais.

O Capítulo 5, diz respeito aos "Projetos Complementares do PDIRG",

- realiza um enquadramento sobre este tipo de projetos e
- apresenta uma análise à conjuntura relativa à instalação em Sines de infraestruturas no âmbito do *Small Scale* LNG.

O Capítulo 6, diz respeito ao "Projeto Complementar do Eixo Nacional do Transporte de Hidrogénio",

- realiza um enquadramento sobre os projetos base associados ao hidrogénio neste PDIRG e o seu papel face aos projetos de investimento a constar em futuras edições do PDIRG para executar a estratégia de adaptação das infraestruturas a gases de origem renovável.

O Capítulo 7, diz respeito ao "Projeto Complementar da 3ª Interligação Portugal-Espanha",

- aborda o contexto atual limitativo da apresentação no PDIRG 2021 deste projeto e do da Estação de Compressão do Carregado.

O Capítulo 8, relativo ao "Impacto dos Investimentos apresentados no PDIRG ",

- aborda o impacto tarifário dos projetos base,

- apresenta a metodologia combinada multicritério/custo-benefício aplicada aos projetos base, mostrando a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT e
- descreve o enquadramento da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) a que está sujeito o PDIRG, referindo a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a AAE e que é apresentado em paralelo com o PDIRG.

O capítulo 9 contém os seguintes anexos:

- Anexo 1 – Pressupostos do RMSA-G 2020 (DGEG), ainda não aprovado e relativo ao horizonte 2021-2040.

  Da responsabilidade da DGEG, apresenta o conjunto de pressupostos e cenários da proposta do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás, para o período de 2021-2040 (RMSA-G 2020), ainda não aprovado.

- Anexo 2 – Projetos aprovados em anteriores edições do PDIRG.

  Apresenta a síntese do ponto de situação da execução dos principais projetos de investimento já apreciados no contexto do PDIRGN 2017 aprovado pelo concedente, em Despacho de 19 de dezembro de 2018.

- Anexo 3 – Metodologia de Análise Multicritério/Custo-Benefício.

  Apresenta os conceitos das metodologias multicritério e a análise custo benefício, bem como a sua aplicação na "Metodologia de Apoio à Decisão para o PDIRG". São igualmente identificados quais os atributos aplicáveis aos Projetos Base e à avaliação sistémica de Planeamento.

- Anexo 4 – Fichas de consulta dos projetos de Remodelação e Modernização e dos investimentos na Gestão Técnica Global.

  Carateriza, com algum detalhe, estes Projetos de Remodelação e Modernização e de Gestão integrada de vegetação, através de uma descrição dos projetos em termos físicos, em termos técnicos e em termos de investimento.

- Anexo 5 – Perspetiva de inovação.

  Apresenta o potencial de aplicação de algumas tecnologias no contexto da REN bem como aspetos particulares da presente proposta de PDIRG, como resposta da REN às tendências no setor energético de contributo para a descarbonização.

2.1 PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRGN 2019

A proposta de PDIRGN 2019, foi a primeira a ser submetida para Parecer após a aprovação de uma proposta de PDIRGN (PDIRGN 2017), a 19 de dezembro de 2018, e constituiu uma evolução positiva face à proposta de PDIRGN 2017 (2018-2027), tendo o operador da RNTGN incorporado diversas recomendações e sugestões resultantes, por um lado, das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE nos pareceres às propostas anteriores, e, por outro, dos contributos recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2017, para além de outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo, tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

Nessa proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTGN apresentou um montante total de investimentos de 184,4 milhões de euros, a custos totais, a realizar até 2029, o que representou uma redução de cerca de 8% face aos 199,8 milhões de euros inscritos na proposta de PDIRGN 2017. Em termos de desagregação temporal, o investimento foi repartido por 35,6 milhões de euros no primeiro quinquénio (2020-2024) e 148,8 milhões no segundo quinquénio (2025-2029).

Os investimentos propostos para serem concretizados entre 2020 e 2024 eram repartidos entre 25,7 milhões de euros em investimentos classificados como «Projetos Base» e 9,9 milhões de euros relativos a um investimento classificado como «Projeto Complementar Padrão». Os investimentos propostos para 2025 a 2029 não continham nenhum investimento em «Projetos Base» e eram todos relativos a «Projetos Complementares».

O operador da RNTGN solicitava tomada de Decisão Final de Investimento (DFI) para os «Projetos Base» a concretizar de 2020 a 2024, cujo investimento totalizava 25,7 milhões de euros. No Parecer à proposta de PDIRGN 2019, a ERSE não identificou motivos para uma não aprovação dessas DFI por parte do Concedente, considerando fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás natural que esses projetos de investimento asseguravam.

Esta posição da ERSE foi suportada pela generalidade dos contributos de entidades que participaram na Consulta Pública, que não expressaram qualquer reserva quanto à aprovação de «Projetos Base», salientando igualmente a importância da garantia da fiabilidade da operação das infraestruturas da RNTIAT.

Em relação aos restantes projetos de investimento identificados na Proposta de PDIRGN 2019, o Parecer da ERSE recomendava a não emissão de qualquer DFI, propondo uma sua eventual análise em futuras edições de PDIRGN.

2.2 PROPOSTA DE PDIRG 2021 E SUA EVOLUÇÃO FACE ÀS PROPOSTAS DE PDIRGN ANTERIORES

A proposta de PDIRG 2021, que agora se analisa, carateriza-se pelo facto de suceder à proposta de PDIRGN 2019, a qual até à data não teve ainda aprovação.

Segundo o operador da RNTG, a atual proposta apenas inclui novos projetos ou projetos ainda não aprovados, excluindo, por isso, os investimentos aprovados em sede de PDIRGN 2017.

A proposta de PDIRG 2021 deve, por isso, ser interpretada como incremental face ao PDIRGN 2017, e ao montante de 50,9 milhões de euros que nele se encontra aprovado para ser concretizado entre 2018 a 2022, dever-se-ão adicionar 87,4 milhões de euros que o operador da RNTGN pretende também concretizar entre 2022 e 2026, todos classificados como «Projetos Base», e para os quais solicita agora uma sua aprovação através de uma DFI.

O quadro 2.1 apresenta a sequência temporal, entre 2018 e 2026, dos montantes a transferir para exploração, incluindo os aprovados pelo PDIRGN 2017 e os apresentados na proposta PDIRG 2021, num total de 138,3 milhões de euros.

Quadro 2-1 – Investimento aprovado (PDIRGN 2017) e em apreciação (proposta de PDIRG 2021)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL M€
PDIRGN 2017 (já aprovado)	18,9	13,5	6,6	6,0	5,9	*			-	50,9
PDIRG 2021 (prop. em CP)	-	-			8,7	10,6	9,1	12,4	46,6	87,4
Total (milhões euros)	18,9	13,5	6,6	6,0	14,6	10,6	9,1	12,4	46,6	138,3

Fonte: ERSE, REN (PDIRGN 2017 e Proposta de PDIRG 2021)

Nos «Projetos Base», para os quais o operador da RNTGN solicita DFI na proposta de PDIRG 2021, estão incluídos:

- Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT e intervenções na envolvente das infraestruturas para aumento da resiliência e adaptação às alterações climáticas de forma a manter a eficiência operacional das instalações (40,6 M€);
- Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG) (7,2 M€).
- Projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço, de acordo com o enquadramento dado no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto e na Resolução do

Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio, onde estipula percentagens de introdução de hidrogénio nas redes de gás do SNG quantificadas em 1% a 5% em volume até 2025 e de 10% a 15% em volume até 2030 (36,0 M€).

Dentro desses, destacam-se dois projetos de investimento:

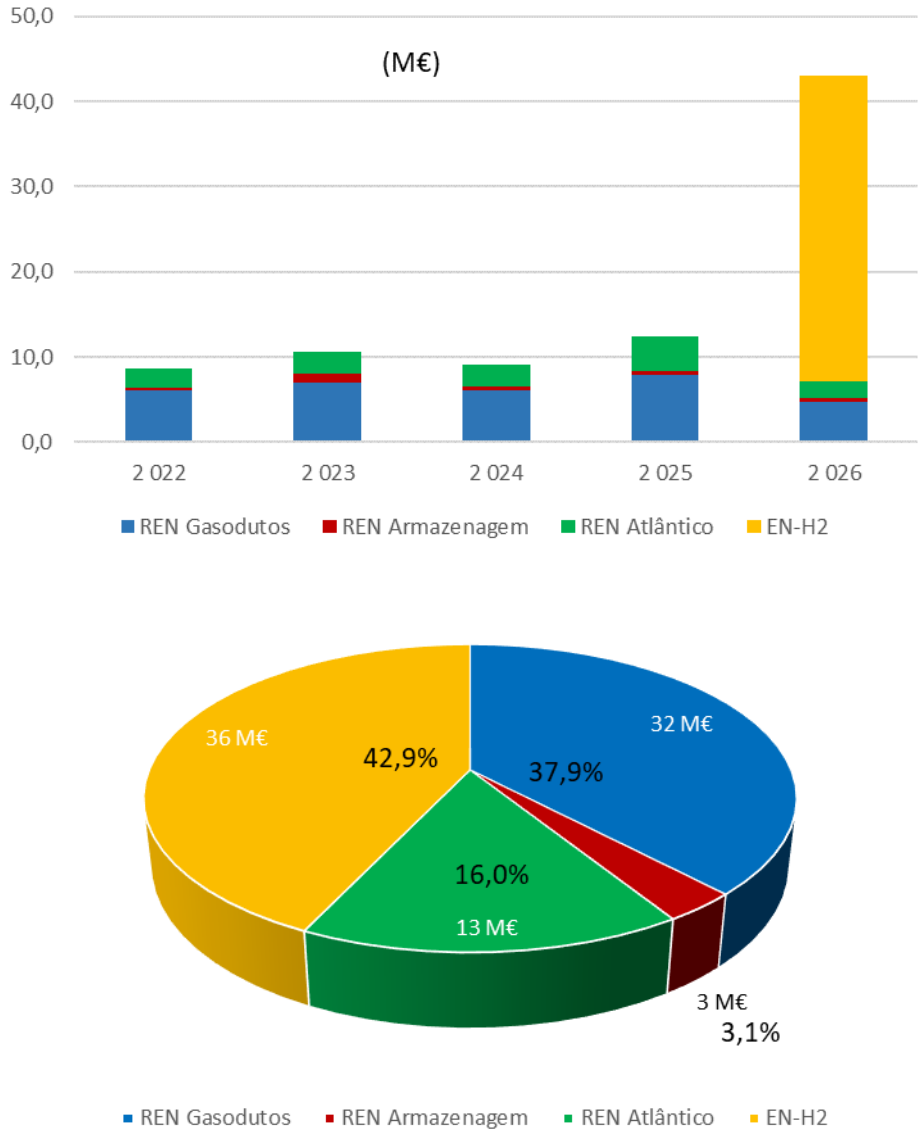
a) Projeto de ampliação do sistema de amarração com a construção de dois novos pontos de amarração no cais de acostagem do TGNL, correspondente a um investimento de 2 milhões de euros, cujo objetivo é melhorar as condições de amarração dos navios de modo a incrementar a segurança destes, bem como aumentar a disponibilidade do cais e consequentemente do Terminal de GNL garantindo condições de segurança e compatibilidade em condições de mar difíceis. Simultaneamente, este incremento de segurança, permitirá receber ou manter navios no cais em condições de mar mais exigentes o que contribuirá para uma disponibilidade adicional do cais de acostagem e do Terminal de GNL em geral.

b) Projeto da 4ª baía de enchimento de cisternas, correspondente a um investimento de 3 milhões de euros, que surge por proposta do RMSA-G 2020 e com base em valores de 12,8% para a estimativa da taxa média anual de crescimento do carregamento de cisternas entre 2021 e 2026. Este projeto consiste na aquisição e instalação de uma baía de enchimento adicional que será semelhante às existentes no que respeita ao arranjo de tubagem e equipamentos e que deverá ser integrada no atual sistema de controlo.

Também apresentam particular relevo os projetos relacionados com o desenvolvimento da Estratégia Nacional do Hidrogénio, considerada no Plano Nacional do Hidrogénio aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que representam 43% do total de investimento em DFI na proposta de PDIRG 2021.

As figuras seguintes ilustram a evolução anual dos montantes em DFI na proposta de PDIRG 2021 e a sua distribuição por infraestrutura da RNTIAT (RNTG (inclui GTG), Armazenamento Subterrâneo do Carriço e Terminal de GNL de Sines).

Figura 2-1 – Evolução anual dos montantes de investimento previstos na proposta de PDIRG 2021 e a sua distribuição por infraestrutura da RNTIAT



Fonte: Proposta de PDIRG 2021

3 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

3.1 ESTRATÉGIA NACIONAL DO HIDROGÉNIO

De acordo com a Estratégia Nacional do Hidrogénio, divulgada na RCM n.º 63/2020, "a estratégia de Portugal para a próxima década, e com reflexo nas seguintes, assenta numa combinação de diversas opções de políticas e medidas, bem como de opções tecnológicas variadas, procurando encontrar sinergias.

Nesta ótica, importa criar condições que viabilizem o papel que os gases renováveis, em particular o hidrogénio verde, podem desempenhar na descarbonização dos vários setores da economia como a indústria e os transportes, com vista ao alcance de níveis elevados de incorporação de fontes renováveis de energia no consumo final de energia de forma mais eficiente.

Por outro lado, tendo em conta a sua flexibilidade e respetiva complementaridade com o Sistema Elétrico Nacional (SEN), a aposta no hidrogénio verde permite acelerar a descarbonização do próprio setor elétrico, fomentando o movimento de tendente acoplamento entre o SEN e o Sistema Nacional de Gás e a recolha dos benefícios de eficiência e economia que daí resultam."

Concretizando esta Estratégia, a atual legislação base do setor do gás, refere no preâmbulo que "Os operadores das infraestruturas da rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL e da rede nacional de distribuição ficam agora confiados da missão de desenvolver as suas concessões e os investimentos necessários para a crescente incorporação de gases de origem renovável, em linha com as necessidades do mercado e de combate às alterações climáticas".

O Decreto-Lei n.º 62/2020 estabelece como uma obrigação de serviço público das concessionárias "A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases".

Para a preparação da capacitação destas infraestruturas para incorporação de Hidrogénio, o operador da RNTG apresenta projetos de investimento, num montante de 36,0 milhões de euros no primeiro quinquénio, referentes a estudos e avaliações técnicas relacionados com alguns aspetos que identifica na proposta de PDIRG 2021 e que a seguir se listam e apresentam resumidamente:

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

Gasodutos - Os impactos a médio prazo que a introdução de misturas com hidrogénio pode trazer ao nível do material nos aços de baixa liga e alta resistência (tais como os utilizados em gasodutos e acessórios), nomeadamente as possíveis alterações das suas principais propriedades mecânicas, tensão limite de elasticidade, tensão de rotura e resistência à fadiga, ainda não são totalmente conhecidos (3,2 M€).

Sistemas de controlo - O aumento do número de pontos de ligação com diferentes composições e a necessidade de controlo da concentração da mistura em cada ponto implica uma maior capacidade do sistema de controlo e aquisição de dados bem como a existência de plataformas capazes de assegurar o necessário fluxo de informação (4,2 M€).

Equipamento de superfície - A velocidade de propagação de chama varia com o teor de hidrogénio o que reduz consideravelmente a eficiência em caldeiras do tipo atmosférico que não permitem alterar a mistura ar-combustível. As caldeiras do tipo atmosférico serão substituídas e as caldeiras pressurizadas deverão sofrer adaptações para que a eficiência possa ser regulada de acordo com a concentração de hidrogénio (2,9 M€).

Equipamentos de análise e medição - Os cromatógrafos atualmente instalados utilizam hélio como gás de transporte (gás que transporta a mistura a analisar) resultando na incapacidade de deteção do hidrogénio que é um gás com características semelhantes, nomeadamente ao nível da condutividade (1,8 M€).

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

Cavidades - É necessário aprofundar um conjunto de estudos e avaliações técnicas, que permitam validar a adequação das cavidades salinas para admissão de misturas de hidrogénio de modo a identificar possíveis

restrições operacionais e recomendações de modificações nos equipamentos que não sejam compatíveis (1,5 M€).

Equipamento de superfície - As alterações referentes ao gasoduto, sistemas de aquecimento e equipamentos de análise e medição serão implementadas também nos equipamentos de superfície da instalação de Armazenamento Subterrâneo do Carriço (1,4 M€).

Grupos Motor/Compressor de Alta Pressão - Os motores de combustão interna atualmente em funcionamento na instalação de armazenamento subterrâneo não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio considerados no âmbito deste projeto (12,0 M€).

Eletricidade e controlo - No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos será necessária a adaptação e reforço da atual instalação elétrica (9,0 M€).

Existem algumas dúvidas quanto ao comportamento das infraestruturas em presença de percentagens elevadas de hidrogénio, à redução do rendimento dos ciclos nos armazenamentos subterrâneos, às potências necessárias em jogo nas estações de compressão e nas diferenças para as atuais cadeias de medição, para falar de alguns exemplos. Não é completamente claro qual a percentagem de hidrogénio para que se deverão preparar os investimentos a breve prazo.

Nessa medida é importante acompanhar o que fazem os operadores das redes dos restantes Estados Membros, nomeadamente na vizinha Espanha e assegurar coordenadamente a interoperabilidade das redes. Também no que diz respeito à disponibilidade de hidrogénio, é preciso validar a existência de fontes de produção e da respetiva estrutura de abastecimento.

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?

Na proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG propõe a realização de estudos e avaliações técnicas associados à preparação da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo, respetivamente para o transporte e armazenamento de gás, contendo uma percentagem de hidrogénio que, tal como previsto na Estratégia Nacional do Hidrogénio, poderá variar entre 10 a 15% em 2030.

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?

3.2 PREVISÕES DE PROCURA

Tal como nas edições anteriores, a proposta de PDIRG 2021 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 em regime ordinário, e mercado convencional, que engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário.

Esta desagregação justifica-se pelas caraterísticas distintas de cada um destes mercados, no que diz respeito ao comportamento da procura de gás, permitindo a aplicação de metodologias de previsão do consumo de gás e de evolução das pontas diárias adaptadas a cada mercado e segmento. Para cada um desses mercados, a presente proposta de PDIRG apresenta três cenários de evolução da procura, o inferior, o central e o superior.

Os três cenários para o mercado convencional, apresentados na proposta, registam taxas de crescimento médio anual, entre 2021 e 2026 (TCMA21-26), de 1,2%, 1,0% e 0,6%, para o cenário superior, central e inferior respetivamente.

Os cenários para o segmento do mercado convencional variam consoante diferentes perspetivas para o crescimento económico. Adicionalmente, os cenários consideram também a evolução dos consumos das Unidades Autónomas de Gás (UAG,) tendo em conta a previsão da entrada em exploração de 39 novas UAG no período 2021-2025 e, ainda, de 22 postos de enchimento de gás veicular em operação, bem como as estimativas dos ORD apresentadas nas suas propostas de PDIRD-GN 2020 para a evolução da procura do mercado convencional nas suas áreas de concessão ou de licença.

Entre 2015 e 2019 este segmento de mercado, que engloba os grandes clientes ligados em Alta Pressão (AP) e o consumo nas redes de distribuição em Média e Baixa Pressão (MP e BP), registou uma tendência

de crescimento com uma TCMA de 1,1%. No entanto, mais recentemente, em 2020, foi registado um decréscimo (na ordem dos 5%) face a 2019, justificado pela pandemia da COVID-19.

Numa perspetiva de definição de cenários futuros para a procura de gás, observa-se que o consumo abastecido pelas redes de distribuição é relativamente estável, designadamente em baixa pressão, enquanto o consumo abastecido em AP, que representa a maioria do consumo de gás, está concentrado na produção de energia elétrica e num número reduzido de consumidores. O consumo abastecido em AP, e pela sua relevância no SNG, todo o consumo global de gás é, deste modo, muito influenciado por fatores externos, não só de natureza económica, mas também climatéricos e, cada vez mais, de opções de política energética.

No caso do mercado elétrico, segmento mais relevante pela natureza dos consumidores, a definição dos três cenários do PDIRG 2021 é baseada no "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2021-2040" (RMSA-E 2020) e nas suas duas trajetórias "Continuidade" e "Ambição". As duas trajetórias assumem, por um lado, o descomissionamento da central a ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029, por outro lado, definem diferentes cenários de oferta de capacidade de produção elétrica renovável e de procura do mercado elétrico.

Os três cenários para o mercado elétrico, apresentados na proposta, são os seguintes:

- o cenário superior, baseado no Cenário Superior Ambição do RMSA E 2020, com uma TCMA21-26 de -22,0%;
- cenário central, baseado no Cenário Central Ambição do RMSA E 2020, com uma TCMA21-26 de -23,5%;
- cenário inferior, baseado no Cenário Inferior Continuidade do RMSA E 2020, com uma TCMA21-26 de -18,2%.

O mercado elétrico carateriza-se por uma elevada volatilidade da procura de gás. Este comportamento é justificado com a estrutura do sistema electroprodutor português, que assenta numa quota elevada de capacidade de produção hidroelétrica e de potência instalada de produção em regime especial renovável, tipicamente intermitente, e cujo peso, na produção total, tem observado uma tendência de crescimento.

Desde 2015, observou-se que aspetos estruturais e conjunturais[6] nos sistemas elétricos de Espanha e França podem influenciar substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e, consequentemente, a utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, o que se reflete no seu consumo de gás.

Numa outra vertente, assinala-se também o efeito na produção térmica de eletricidade dos preços das licenças de emissão de CO_2 e do gradual descomissionamento das centrais a carvão em Portugal, em Espanha e noutros países europeus, que, face aos objetivos de descarbonização a nível Europeu, conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás, em substituição da produção a carvão e como tecnologia de transição e de *backup* à medida que a integração de produção renovável tem progredido.

Neste contexto, a evolução mais recente do mercado elétrico tem sido de crescimento, com uma TCMA de 21,2% entre 2015 e 2019. Esta tendência não se reflete na evolução do consumo do gás perspetivado na proposta de PDIRG 2021, uma vez que a REN prevê que a partir de 2022 se atinja a trajetória média expectável para o comportamento da procura de gás para o mercado elétrico no médio e longo prazo. Nesta perspetiva a empresa considera que, no período compreendido entre 2017 e 2020, se registaram valores de procura excecionais por parte deste segmento de mercado, justificadas por um conjunto de circunstâncias particulares.

A REN destaca: i) o efeito da política fiscal em Espanha, conjugado com períodos de reduzida hidraulicidade com impacto em toda a Península Ibérica, ii) o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, e, iii) também o aumento da competitividade do gás face ao carvão.

Adicionalmente, tendo em conta os objetivos de política energética definidos pelo Governo Português relativos à descarbonização, nos três cenários de procura é refletida a perspetiva da oferta de nova capacidade de produção elétrica renovável que se prevê que substitua a produção térmica a gás.

Pelo referido, a proposta de PDIRG 2021 prevê nos três cenários um decréscimo acentuado da procura de gás nacional. O quadro seguinte apresenta as taxas de crescimento médio anual (TCMA) do mercado total de gás para os dois quinquénios do horizonte da proposta e para os três cenários definidos.

[6] Como por exemplo, o reforço da capacidade das interligações das redes elétricas da Península Ibérica com o resto da Europa e a maior ou menor disponibilidade de produção de origem nuclear em França.

Cenários	$TCMA_{21-26}$	$TCMA_{26-31}$
Central	-4,9%	0,0%
Superior	-4,6%	0,3%
Inferior	-4,4%	0,6%

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?

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

A proposta de PDIRG 2021 apresenta a metodologia de Análise Custo Benefício adotada pelo operador da RNTG para avaliação e seleção de projetos a concretizar no horizonte 2022-2031. Esta metodologia tem evoluído ao longo das últimas edições de PDIRG, beneficiando das recomendações da ERSE em pareceres anteriores.

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?

Sem prejuízo da importância do exercício de análise custo benefício efetuado pelo operador da RNTG, na proposta de PDIRG 2021 apenas são quantificados os benefícios num horizonte futuro, considerando a concretização do conjunto de projetos propostos.

Tendo em consideração o volume de investimento associado aos PDIRG, e em especial aos projetos mais estruturantes, existem benefícios que poderão ser quantificados na sequência da concretização dos projetos, tais como a avaliação da condição dos ativos remodelados.

Num outro sentido, verifica-se que a proposta de PDIRG 2021 é omissa quanto à apresentação de quaisquer resultados do balanço da concretização dos projetos de investimento entretanto ocorridos, nomeadamente de confirmação dos benefícios esperados que fundamentaram à aprovação do referido investimento.

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?

3.4 OUTROS INVESTIMENTOS

PROJETOS DE INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL (GTG)

Para além dos projetos propostos na remodelação e modernização das infraestruturas da RNTIAT, o operador da RNTG, inscreve na proposta de PDIRG 2021 um montante de 7,2 milhões de euros em projetos relacionados com a Gestão Técnica Global, a concretizar entre 2022 e 2026.

Esta categoria de projetos foi introduzida pela primeira vez na proposta de PDIRGN 2019, num montante de 5,3 milhões de euros, para o horizonte 2020-2024.

Segundo o operador da RNTG, em causa estão fundamentalmente investimentos em sistemas de IT e na rede de telecomunicações de segurança.

Questão 6

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

4ª BAÍA DO TGNL

Outro projeto apresentado na proposta de PDIRG 2021 pelo operador da RNTG, é a construção de uma quarta baía de carregamento de cisternas no TGNL de Sines, motivado, segundo o operador da RNTG, pela previsão da taxa de crescimento média anual de carregamento de cisternas em Sines, que até 2026 deverá ultrapassar os 10%.

Na proposta de PDIRG 2021, é ainda referido que o número de carregamentos diário registado em 2019 e 2020, ultrapassou (em 5 e 8 dias respetivamente) a capacidade nominal diária.

Questão 7

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

PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO

O operador da RNTG identifica, no ponto 4.6 da proposta de PDIRG 2021, um conjunto de projetos de investimento, num total de 2 milhões de euros, no âmbito da "Resiliência e adaptação às alterações climáticas", e cuja concretização, segundo o operador da RNTG, permitirá aumentar a resiliência das infraestruturas face aos efeitos da alteração do clima.

Importa realçar que, até à data, os custos decorrentes de intervenções para controlo da vegetação nas faixas de proteção e na envolvente das infraestruturas da RNTG eram considerados custos operacionais (OPEX), pelo que, ao incluir estes custos na proposta de PDIRG 2021 como investimentos, o operador da RNTG poderá estar a transferir uma parte destes custos de OPEX para CAPEX.

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?

4 ANEXO

DOCUMENTAÇÃO DE SUPORTE À CONSULTA PÚBLICA

Os documentos e diplomas legais que suportam a presente Consulta Pública são os seguintes:

1. Proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL para o período 2022-2031 (PDIRG 2021), elaborado pela concessionária da RNTG, e respetivos anexos.

2. Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás (SNG), 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 e estabelece também as regras relativas à gestão técnica global do SNG, ao planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), à segurança do abastecimento e sua monitorização e à constituição e manutenção de reservas de segurança. Procede à transposição da Diretiva (UE) 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.

3. Diretiva (UE) 2019/692, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2019, que altera a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revoga a Diretiva 2003/55/CE.

4. Regulamento (CE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural.

5. Portaria n.º 297/2011, de 16 de novembro, que estabelece as reservas mínimas de segurança de gás natural de todos os consumos não interruptíveis a que se refere o n.º 1 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

6. Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias.

7. Regulamento (UE) nº 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro, que cria o Mecanismo Interligar a Europa (CEF - *Connecting Europe Facility*), determinando, designadamente, as condições, os métodos e os procedimentos para a concessão de assistência financeira da União às redes transeuropeias, a fim de apoiar projetos de interesse comum no setor das infraestruturas de transporte, telecomunicações e energia e de explorar as potenciais sinergias entre esses setores;

8. Regulamento Delegado (UE) 2020/389, de 31 de outubro de 2019, que altera o Regulamento nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a 4ª lista da União de projetos de interesse comum (projetos PCI - *Projects of Common Interest*).

9. Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, relativo a medidas destinadas a garantir a segurança do aprovisionamento de gás e que revoga o Regulamento (UE) n.º 994/2010.

10. Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto, que aprova o Plano Nacional do Hidrogénio

11. Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho, que aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)

12. Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho, que aprova o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)

13. *The Bridge Beyond 2025 Conclusions Paper* – CEER, 19 de novembro de 2019

14. Draft CEER Strategy "Empowering Consumers for the Energy Transition" - Public consultation document , 19 de março de 2021

15. ENTSOG TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2020

.

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