

# CONSULTA PÚBLICA

## PARECER

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





ÍNDICE

<b>1. ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. PARECER .....</b>	<b>2</b>
<b>ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2021 .....</b>	<b>15</b>
A.1 Enquadramento.....	17
A.2 Alterações na Proposta de PDIRG 2021 face à Proposta de PDIRGN 2019 e Principais Recomendações .....	19
1. Principais Recomendações no Parecer à Proposta de PDIRGN 2019 .....	19
2. Evolução da Proposta de PDIRG 2021 Face à Proposta de PDIRGN 2019 .....	20
A.3 Evolução da Procura de Gás .....	23
1. Enquadramento.....	23
2. Contexto Macroeconómico.....	23
3. Evolução Histórica do Consumo de gás.....	28
4. Previsões da Procura da proposta de PDIRG 2021 .....	31
5. Previsões da Procura e Cenários ERSE para a proposta de PDIRG 2021.....	34
A.4 Evolução da Oferta de Capacidade na RNTIAT .....	39
A.5 Coerência com o Plano Decenal Não Vinculativo de Desenvolvimento da Rede à Escala Comunitária (TYNDP) .....	45
A.6 Segurança de Abastecimento .....	47
1 Normas relativas às infraestruturas.....	47
A.7 Planeamento .....	51
1 Metodologia de planeamento e classificação de projetos .....	51
2 Decisão final de investimento .....	52
3 Análise custo-benefício e valorização de benefícios.....	53
A.8 Análise dos Montantes de Investimento Previstos na Proposta de PDIRG 2021 .....	57
1. Novo Investimento Previsto na Proposta de PDIRG 2021 .....	57
2. Investimento a Concretizar até 2026, Aprovado e Proposto.....	59
A.9 Análise dos Montantes de Investimento Previstos na Proposta de PDIRG 2021 .....	63
1. Projetos Base.....	63
2. Cenários de Investimento ERSE .....	71
3. Projetos Complementares.....	72
A.10 Futuro do Setor do Gás em Portugal e na Europa .....	75
A.11 Análise de Impactes nos Proveitos e nas Tarifas .....	81
1. Análise Efetuada pelo Operador da RNTG.....	83
2. Impactes do PDIRG nos Proveitos .....	84
3. Impactes Tarifários dos Investimentos na RNTG Previstos na Proposta de PDIRG 2021 em 2026 .....	92

## 1. ENQUADRAMENTO

Em cumprimento do estabelecido no n.º 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos (REN), enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2022-2031 (PDIRG 2021).

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

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

A ERSE dispõe dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Esse relatório, disponibilizado em conjunto com os comentários recebidos, traduz o benefício evidente que estes comentários representaram para a preparação deste Parecer da ERSE, que reflete a generalidade dos mesmos e contribuem para a fundamentação das posições assumidas.

Finalmente de acordo com o n.º 3 do mesmo artigo, no dia seguinte à emissão do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo Parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

O Parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, para a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a coerência do PDIRG com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União, conforme previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, consultando, a este respeito e em caso de dúvidas, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia.

## 2. PARECER

### A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E A PROPOSTA DE PDIRG 2021

1. No atual quadro da transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050, o desenvolvimento de uma visão integrada do setor energético assume especial relevância, devendo a mesma resultar de uma análise holística da evolução do setor energético em Portugal no quadro da política energética europeia.
2. Partindo do Pacote Legislativo “Energia Limpa para todos os Europeus” de 2018 e 2019, a aprovação da Lei Europeia do Clima no mês passado, uma das prioridades da Presidência Portuguesa da União Europeia do primeiro semestre de 2021, constitui mais um passo no estabelecimento de um quadro legislativo europeu robusto, em que a redução das emissões de gases com efeito de estufa é central e é determinada uma meta ainda mais ambiciosa para 2030, que passou de reduzir 40% para pelo menos 55%, podendo ainda subir para 57%, quando comparados os níveis de 1990.

Ao transformar em obrigação vinculativa o compromisso político do Pacto Ecológico Europeu (“*European Green Deal*”) de levar a União Europeia (UE) à neutralidade climática até 2050, a nova Lei Europeia do Clima vem proporcionar aos cidadãos europeus e às empresas uma ainda maior segurança jurídica e um grau elevado de previsibilidade quanto às opções de como irá decorrer a transição energética em curso por parte de todos os Estados Membros da UE.

3. De modo a concretizar a nova Lei Europeia do Clima em matéria de clima, energia, uso do solo, transportes e fiscalidade, ainda no mês passado, a Comissão Europeia adotou e colocou em discussão pública um novo pacote abrangente de propostas legislativas europeias, referido como “*Fit for 55*”. Identificando que a produção e utilização de energia representam 75 % das emissões da UE, a proposta de Pacote Legislativo europeu “*Fit for 55*” prevê:
  - alterações na Diretiva Energias Renováveis, com metas mais ambiciosas de produção energética a partir de fontes renováveis e de utilização de energia de fontes renováveis nos transportes, no aquecimento e arrefecimento, nos edifícios e na indústria, até 2030;
  - alterações na Diretiva Eficiência Energética, estabelecendo uma meta anual vinculativa mais ambiciosa de redução do consumo de energia a nível da UE e orientará a forma como as contribuições nacionais são estabelecidas e quase duplicará a obrigação anual de poupança de energia para os Estados-Membros;

- revisão do Regulamento Infraestrutura para Combustíveis Alternativos, com normas mais rigorosas em matéria de emissões de CO<sub>2</sub> no transporte rodoviário e assegurando que aeronaves e os navios têm acesso ao fornecimento de eletricidade limpa nos principais portos e aeroportos;
  - a Iniciativa ReFuelEU Aviação, que obrigará os fornecedores de combustíveis a misturar níveis crescentes de combustíveis sustentáveis para a aviação;
  - a Iniciativa FuelEU Transportes Marítimos, que incentivará a utilização de combustíveis navais sustentáveis e de tecnologias com emissões nulas, fixando um limite máximo para o teor de gases com efeito de estufa para a energia utilizada pelos navios que fazem escala nos portos europeus;
  - revisão da Diretiva Tributação da Energia, de modo a alinhar a tributação dos produtos energéticos com as políticas da UE em matéria de energia e clima, promovendo tecnologias limpas e eliminando isenções desatualizadas e as taxas reduzidas que incentivam a utilização de combustíveis fósseis;
  - criação de um Mecanismo de Ajustamento das Emissões de Carbono nas Fronteiras, que atribuirá um preço ao carbono nas importações de uma seleção específica de produtos, a fim de garantir que a redução das emissões europeias, que se ambiciona, contribui para uma redução das emissões a nível mundial, em vez de incentivar a produção com utilização intensiva de carbono fora da Europa (a “fuga do carbono”).
4. Complementarmente, para analisar o futuro do gás no contexto europeu, no quadro de um Parecer à proposta de PDIRG 2021, são ainda de salientar a consulta pública sobre hidrogénio e a descarbonização do mercado de gás da União Europeia, da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e do Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER), as iniciativas nacionais e, designadamente, o Plano Nacional de Energia e Clima 2030, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, a proposta de Estratégia Nacional de Longo Prazo para o Combate à Pobreza Energética, a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios e, o Plano de Recuperação e Resiliência e as suas consequências nas componentes associadas à Transição Climática, nomeadamente quanto à re-industrialização verde ou à autonomia estratégica da Europa.
5. Com a desclassificação prevista para o final deste ano da última central que utiliza carvão na produção de eletricidade em Portugal, o gás irá ter um contributo importante na transição energética para um sistema energético de base renovável que permitirá atingir a neutralidade carbónica em 2050, acrescentando segurança ao abastecimento energético e permitindo o funcionamento de todas as indústrias, cujas características não são compatíveis com a eletrificação direta dos seus consumos.

6. Sendo claro que a descarbonização implica uma elevada eletrificação da sociedade, uma utilização adequada dos recursos energéticos renováveis disponíveis e uma visão de economia circular que exige um sistema energético integrado dos diferentes vetores energéticos disponíveis, incluindo a utilização de gases descarbonizados e de hidrogénio, a penetração dos gases descarbonizados e do hidrogénio fará o seu caminho e o grau do seu sucesso ditará o ritmo como gradualmente será substituído o gás natural nas utilizações onde é lógico que tal venha a ocorrer.

A discussão em curso sobre o futuro papel do gás num sistema energético totalmente descarbonizado irá identificar as possíveis tecnologias necessárias para esses desenvolvimentos, e explorar como essas tecnologias podem assegurar um maior acoplamento entre os setores de eletricidade e gás. Assim, no horizonte temporal abrangido pela proposta de PDIRG 2021, deverão surgir projetos que, inicialmente enquadrados como projetos piloto ou de base exploratória, permitirão avaliar o potencial destas tecnologias.

Num momento de transição como o atual, é crucial que a regulação reforce a sua posição de neutralidade tecnológica, assegurando, no entanto, um nivelamento adequado, quando está em causa o contributo para o futuro de tecnologias com níveis de maturidade muito diferenciados. Não sendo claro quais as tendências que serão no final “vencedoras” e o modo como a neutralidade irá ser atingida, é prematuro considerar como “definitivas” quaisquer opções que, entretanto, venham a ser tomadas.

7. Assinala-se o comentário do Conselho Tarifário da ERSE de que, “tendo em conta (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente, (ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento, deverá existir máxima ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerados no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício. Tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, exigirá o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes futuros projetos”
8. Apesar das propostas de PDIRG 2021 incluírem solicitação de Decisões Finais de Investimento (DFI) para projetos a concretizar nos próximos cinco anos, esses investimentos, quando concretizados, serão remunerados por um período que poderá ultrapassar 30 anos. Por isso, é fundamental considerar, por um lado, as consequências que irão resultar da substituição gradual de consumo de gás natural nalguns dos atuais segmentos de consumidores e, por outro, ponderar qual será o contributo futuro das redes

de gás em termos de: i) maior integração e acoplamento dos setores elétrico e do gás, ii) veiculação de gases descarbonizados em substituição do gás natural.

Assim, o exercício de aprovação de qualquer novo investimento em infraestruturas de gás, num contexto da transição energética para uma sociedade neutra em carbono em 2050, deverá ser efetuado com especial prudência, de forma a, simultaneamente, i) minimizar situações futuras de ativos ociosos e, conseqüentemente, de «custos afundados» para o setor energético, e ii) maximizar situações de ativos que, sendo relevantes e valiosos para o futuro do setor energético, garantam preços razoáveis e acessíveis para os consumidores de gás, na atualidade e no médio/longo prazo. No equilíbrio destes dois objetivos, residirá uma das chaves de sucesso da transição energética.

9. Tal como recomendado no recente Parecer da ERSE às propostas de PDIRD-GN 2020, estas perspetivas deverão, também, ser assumidas pelos operadores da RNTIAT na preparação da versão final da proposta de PDIRG 2021, a submeter para aprovação, na sequência do presente Parecer da ERSE e do Parecer da DGEG. Também as propostas de futuros PDIRG deverão passar a incluir, explicitamente, um capítulo onde seja demonstrado o modo como os operadores da RNTIAT se comprometem a assegurar os dois desígnios referidos no ponto anterior. Algumas das reflexões evidenciadas pelos contributos recebidos durante a Consulta Pública, vão neste mesmo sentido.

#### **EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRG 2021 FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2019**

10. A proposta de PDIRG 2021 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE no respetivo Parecer à proposta de PDIRGN 2019, bem como, dos contributos recebidos durante o respetivo processo de consulta pública. Alguns dos aspetos que se destacam são:

- Melhorias na metodologia de custo benefício de avaliação dos projetos.
- Apresentação de projetos de avaliação do potencial das possíveis tecnologias necessárias para desenvolvimentos sobre o futuro papel do gás no SNG com vista a um sistema energético totalmente descarbonizado, que permitirão avaliar o potencial destas tecnologias.
- Adiamiento para futuras edições de PDIRG de Projetos Complementares («Adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas para navios ("*LNG bunkering*")», Projeto da «Estação de compressão do Carregado» e projeto da «3.ª interligação entre Portugal e Espanha (1ª fase)»).

## EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS

11. A ERSE reconhece que, no contexto atual de pandemia devido à COVID-19, o nível de incerteza na previsão de consumo de gás é elevado e que um exercício de previsão de médio e longo prazo é uma tarefa bastante complexa. A volatilidade do consumo obriga a avaliar os investimentos propostos no PDIRG 2021 para vários cenários de evolução de procura de gás, pós COVID-19.

A procura nacional de gás é muito dependente da procura do mercado elétrico pelo que, as variações deste segmento têm um forte impacto no valor global da procura. Devido a esta volatilidade, considerou-se prudente definir dois cenários de evolução do setor elétrico, que reflitam diferentes conjugações dos vários fatores que condicionam o consumo de gás dos centros electroprodutores de ciclo combinado.

A estrutura do sistema electroprodutor português assenta numa quota elevada de potência instalada para produção com origem renovável, que deverá continuar a aumentar nos próximos anos, cujas variações de produção podem determinar alterações significativas na utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, os dois cenários da procura de gás, para este setor, foram definidos considerando a evolução de oferta de capacidade instalada da produção refletida no RMSA-E 2020 (trajetória continuidade) com e sem atraso de calendário da nova potência solar (cenário inferior e cenário superior, respetivamente).

## MONTANTES DE INVESTIMENTO

12. Na sua proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG identifica projetos de investimento, e o respetivo montante associado de **87,4 milhões de euros**, que pretende ver concretizados e transferidos para exploração durante o primeiro quinquénio da execução do PDIRG 2021 (2022-2026). Apesar de solicitar DFI, a emitir pelo Concedente, para projetos que abarcam um montante inferior, deixando de fora 12,6 milhões de euros de investimentos a entrar em exploração em 2025 e 2026 para a próxima edição do PDIRG, a ERSE analisou o tipo de investimentos envolvidos e julgou dever considerar na sua análise o total de investimentos previstos até 2026.

13. Deste modo, para o quinquénio de 2022 a 2026, o total de investimentos previstos na proposta de PDIRG 2021 para as infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, do Terminal de GNL de Sines, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Gestor Técnico Global do SNG divide-se em:

- **40,7 milhões de euros** para **projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço**, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, projetos de gestão integrada de vegetação, projetos

destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos ou ao cumprimento de compromissos previamente acordados com clientes em alta pressão (AP) e/ou com os operadores das redes de distribuição (ORD) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes;

- **7,1 milhões de euros** para **projetos do Gestor Técnico Global do SNG**, distribuídos por investimentos em ferramentas de suporte às respetivas atividades, na Rede de Telecomunicações de Segurança e nas instalações do Despacho Principal de Bucelas;
- **39,6 milhões de euros** para projetos associados a **estudos e à introdução de misturas de hidrogénio** na Rede Nacional de Transporte e no Armazenamento Subterrâneo do Carriço, divididos pelas duas infraestruturas, em 13,3 milhões de euros e 26,3 milhões de euros, respetivamente.

Por infraestrutura da RNTIAT, o primeiro bloco de 40,7 milhões de euros associado a melhorias operacionais, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil divide-se em 24,6 milhões de euros em investimentos nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte, 13,4 milhões de euros no Terminal de GNL de Sines e 2,6 milhões de euros no Armazenamento Subterrâneo do Carriço.

Associado aos investimentos deste bloco no Terminal de GNL de Sines surgem dois projetos para os quais, pelas suas características e para cumprir com as datas propostas para entrada em serviço, o operador da RNTG solicita expressamente DFI, que são:

- o projeto de instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem dos navios (2,2 M€);
- o projeto de construção da 4.<sup>a</sup> baía de enchimento de cisternas para transporte de GNL por via rodoviária ou ferroviária (3,3 M€).

Sendo uma novidade, importa destacar a inclusão, nos «Projetos Base» da RNTG de um projeto de investimento para o qual é solicitado DFI, relativo a “Gestão integrada de vegetação”, num valor de 2,0 milhões de euros. Sobre estes investimentos e independentemente da evidência da necessidade da sua concretização, a ERSE considera que gastos desta natureza devem ser contabilizados como gastos de exploração, à semelhança do tratamento que tem sido adotado no setor elétrico. Desta forma protegem-se os interesses dos consumidores na medida em que os gastos são ressarcidos, mas não são sujeitos a remuneração.

De salientar que, incluído no bloco de 39,6 milhões de euros relativo ao grupo de projetos ligados ao hidrogénio, no Armazenamento Subterrâneo do Carriço há um projeto de investimento cujo montante é particularmente relevante (23,1 M€), que não diz respeito a estudos, mas sim à substituição dos motores de combustão interna daquela infraestrutura. De acordo com a proposta de PDIRG 2021,

aqueles motores não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio considerados no âmbito deste projeto e, por outro lado, completam 33 anos em 2030. A solução apresentada inclui a substituição dos atuais motores por uma tecnologia de motorização elétrica, sendo igualmente necessária a adaptação e reforço da atual instalação elétrica e a substituição/reconfiguração do sistema de controlo de processo e segurança, de modo a integrar os novos motores, compressores, circuitos de processo e sistema elétrico.

14. Com base na informação disponível categorizaram-se os projetos de investimento em três blocos e fez-se a respetiva avaliação.
15. Começa-se por considerar não haver qualquer reserva em relação a um primeiro conjunto de investimentos, cuja necessidade está diretamente relacionada com uma avaliação técnica do operador da infraestrutura e associada a condições de segurança e operacionalidade das infraestruturas, compromissos já assumidos, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil. Este conjunto de investimentos totaliza 42,5 milhões de euros que resultam de montantes de 7,1 milhões de euros previstos serem investidos em projetos para o Gestor Técnico Global do SNG e de 35,4 milhões de euros, do total inicial de 40,7 milhões de euros, associados ao bloco de projetos relativos a melhorias operacionais, adequação regulamentar e gestão de ativos em fim de vida útil. Segregou-se deste conjunto o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas para transporte de GNL que se analisará em separado.

A generalidade dos contributos de entidades que participaram na consulta pública também não inclui qualquer reserva quanto a este conjunto de projetos, considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor do gás.

Deste modo, a ERSE não identifica qualquer motivo para que não seja emitida Decisão Final de Investimento por parte do Concedente para este conjunto de projetos identificados pelo operador da RNTG como prioritários, num total de **42,5 milhões de euros**, a custos totais, a investir entre 2022 e 2026.

16. No entanto, e no que à substituição de ativos em fim de vida útil diz respeito, tal como já havia feito no Parecer à proposta de PDIRGN 2019, a ERSE recomenda que, em sede da próxima proposta de PDIRG 2023, seja incluída uma análise de sensibilidade à vida útil efetiva dos ativos, e não apenas à vida útil contabilística, na medida que é esperada uma menor utilização das infraestruturas, fruto da transição energética rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050.

17. Por sua vez, em relação ao projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no Terminal de GNL de Sines num montante de 3,3 milhões de euros, proposto ser concretizado em 2024 / 2025, e que o operador da RNTG identifica como necessitando de ter DFI já nesta proposta de PDIRG 2021, a informação apresentada pela REN sobre a utilização atual das baías de enchimento do terminal de GNL de Sines indica que o valor nominal do número máximo diário de carregamentos foi ultrapassado em 8 dias durante o ano de 2020, sendo razoável esperar que o número de carregamentos para transporte em cisternas cresça ainda por algum tempo, antes dos efeitos da política energética de descarbonização produzirem efeitos.

De entre os comentários recebidos na Consulta Pública, o Conselho Consultivo considera que “a manter-se a evolução do investimento em UAG observada nos últimos anos, com o conseqüente aumento da utilização do serviço de carregamento de cisternas, a não realização deste investimento pode comprometer a segurança de abastecimento a estas infraestruturas, em particular em períodos de ponta, como o Inverno. Sendo o financiamento da construção da nova baía suportado pelo valor recuperado através do preço do serviço de carregamento de GNL em cisternas, estará assegurada a minimização de eventuais impactos financeiros no SNG, o que mais suporta uma decisão favorável a este investimento”.

Em contrapartida uma outra opinião recebida durante a Consulta Pública refere que este investimento “se trata de um investimento de elevado risco para os consumidores” e que não é adequado tendo em conta “o desfasamento dos cenários de procura”, “a necessária menor utilização de gás fóssil” e “as estratégias europeias e nacionais de descarbonização, assim como a correspondente redução de importações de gás fóssil”.

Uma vez que, em sede de consulta pública, foram levantadas questões sobre este investimento, recomenda-se ao operador do Terminal de GNL de Sines que, em sede de proposta final de PDIRG 2021, aprofunde os argumentos e os dados que fundamentam a necessidade de investimento no projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no Terminal de GNL de Sines, num valor previsto de **3,3 milhões de euros**, a custos totais, a investir entre 2024-2025, de modo a facilitar a ponderada tomada de DFI por parte do Concedente.

18. Finalmente, identificou-se um terceiro conjunto de projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço, relacionados com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, cuja concretização, **até 2026**, representa **39,6 milhões de euros**, a custos totais. No entanto, pelas suas características, o operador da RNTG solicita DFI para todo o horizonte dos projetos de adaptação da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo do Carriço à introdução de misturas com hidrogénio, sendo

o valor global do projeto, a custos totais, de **45,1 milhões de euros**, que equivale à verba total prevista até 2033.

Sobre estes projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio nas infraestruturas existentes da RNTIAT, na RNTG e no AS do Carriço, é de referir que a proposta de PDIRG 2021 identifica que o operador da RNTG se candidatou, com este conjunto de projetos ao *Innovation Fund* da Comissão Europeia e que se previa uma comparticipação de até 60%. Mais recentemente, o operador da RNTG informou a ERSE de que essa candidatura aos fundos europeus não tinha tido sucesso.

Por sua vez, nos contributos recebidos durante a Consulta Pública, são levantadas várias dúvidas e identificada a necessidade de refletir sobre diversos aspetos tais como: o futuro papel da atual rede de transporte de gás na descarbonização, a sua relação com o hidrogénio, se deverão existir redes locais exclusivas dos consumidores industriais, reguladas ou não, como será feito o transporte de hidrogénio para a Europa, a adaptação dos consumidores industriais e a eletrificação dos consumidores domésticos (relacionada com o autoconsumo e as comunidades de energia locais).

Por outro lado, existem opiniões que argumentam em sentido contrário referindo que o contexto legislativo atual é claro e que a alínea g) do n.º 2 do artigo 17.º do Decreto Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece que constituem “obrigações de serviço público das concessionárias” a “capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases”.

Tendo em conta que os investimentos propostos são elevados e que a informação que os fundamenta é bastante limitada, a ERSE considera que o Concedente, antes de emitir qualquer DFI no sentido da aprovação de parte ou total deste grupo de projetos de investimento, deverá ter informação mais aprofundada sobre o teor dos estudos a realizar e as alterações em equipamentos que se pretendem introduzir. Importa referir, igualmente, que existirão possivelmente sinergias se esses estudos forem realizados em conjunto com outros operadores de redes de transporte ou de armazenamento subterrâneo internacionais, como o operador da rede interligada, em conjunto, por exemplo, com indústrias do setor do hidrogénio.

19. Em resumo, a ERSE identifica a necessidade da proposta final de PDIRG 2021, a ser submetida para aprovação pelo Concedente pelo operador da RNTG na sequência dos pareceres da ERSE e da DGEG, detalhar mais adequadamente a necessidade destes vários estudos e projetos ligados ao hidrogénio, para permitir uma decisão fundamentada por parte do Concedente. Caso verifique não ser possível um nível adequado de detalhe, recomenda que o operador da RNTG adie a introdução destes projetos para a proposta de PDIRG 2023.

### IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2021

20. No Anexo a este Parecer e que dele faz parte integrante apresentam-se os impactes no preço médio da atividade de transporte de gás e o seu resultado nas tarifas de acesso às redes e nas tarifas de venda a clientes finais, tendo por base dois cenários com perspectivas de evolução do nível da procura para 2026, a saber: cenário inferior (47,4 TWh/ano) e cenário superior (55,9 TWh/ano).

Considerando o cenário base de investimentos proposto no PDIRG 2021 e numa análise temporal entre 2021 e 2026, é expectável um aumento de preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) em qualquer um dos cenários de procura considerado, já que as perspectivas da ERSE para a procura em 2026 são inferiores ao nível de procura em 2021. Em termos reais e para o cenário de procura superior é possível conter os referidos aumentos de preços.

No Quadro 2-1 apresenta-se o impacte tarifário em 2026 na atividade de transporte de gás natural, calculado pela diferença percentual entre os preços médios em 2026 dos cenários PDIRGN 2017 aprovado e PDIRG 2021, no valor de 4,0% em qualquer dos cenários de procura.

As tarifas de acesso às redes, observam impactes tarifários, diferenciados por nível de pressão e tipo de fornecimento. Para o cenário inferior de procura estes impactes são: alta pressão 2,8%; média pressão 1,3%; baixa pressão > 10 000 m<sup>3</sup>/ano 0,3% e baixa pressão < 10 000 m<sup>3</sup>/ano 0,1%.

As tarifas de venda a clientes finais, verificam impactes tarifários relativamente reduzidos, estando compreendidos entre 0,1% e 0,2% para todos os clientes.

Quadro 2-1 - Impactes tarifários em 2026 do cenário base de investimentos da proposta de PDIRG 2021

Impacte Tarifário em 2026 do cenário de investimentos PDIRG 2021	Cenários de Procura (2026)	
	Inferior	Superior
Uso Rede Transporte (URT) (%)	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>
Acesso às Redes (%)	<b>0,8%</b>	<b>0,7%</b>
AP (%)	2,8%	2,7%
MP (%)	1,3%	1,1%
BP> (%)	0,3%	0,3%
BP< (%)	0,1%	0,1%
Preços Finais (%)	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>
AP (%)	0,2%	0,2%
MP (%)	0,2%	0,2%
BP> (%)	0,1%	0,1%
BP< (%)	0,1%	0,1%

**CONCLUSÕES**

21. A proposta de PDIRG 2021 constitui um novo exercício de planeamento com novos investimentos a concretizar, para além dos investimentos a concretizar em 2022 já aprovados em sede de PDIRGN 2017, (5,9 milhões de euros nas três infraestruturas da RNTIAT).

Na sua proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG identifica projetos de investimento, e o respetivo montante associado de **87,4 milhões de euros**, que pretende ver concretizados e transferidos para exploração durante o primeiro quinquénio da execução do PDIRG 2021 (2022-2026).

Com os investimentos propostos e perspetivando-se para 2026 valores de procura que são inferiores ao nível de 2021, verificou-se uma tendência para variações tarifárias positivas a serem suportados pelos consumidores, que surgem explicitados na análise realizada para a RNTG.

Para o cenário de procura superior e apesar do nível de procura permanecer abaixo dos valores de 2021 é possível em termos reais conter as referidas variações tarifárias, situação que não se verifica no cenário de procura inferior.

22. A prudência aconselha a que da aprovação do PDIRG 2021 não resultem, ou se demostre que são minimizados, aumentos dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às diferentes infraestruturas, o que leva a ERSE a recomendar que os operadores da RNTIAT, durante a preparação da proposta final de PDIRG 2021 a submeter ao Concedente para aprovação, reduzam o nível de investimento que irão apresentar, adiando, se possível, para a edição de 2023 a submissão a Decisão Final de Investimento de qualquer investimento que não seja comprovadamente necessário. Naturalmente, terão de apresentar uma fundamentação que realce esse carácter de necessidade para a sua aprovação em sede de PDIRG 2021, para permitir uma decisão alicerçada por parte do Concedente autorizando ou não a aprovação dos respetivos montantes.

23. Depois de analisados os projetos de investimento apresentados e os comentários recebidos na Consulta Pública, verificou-se que a atual proposta de PDIRG 2021 apresenta um conjunto de estudos e projetos ligados à Estratégia Nacional para o Hidrogénio, EN-H2, que correspondem a um montante de **39,6 milhões de euros** previstos serem concretizados até 2026, num total de 39,6 milhões de euros no horizonte de 2022 até 2026. Apesar da importância que estes projetos poderão eventualmente ter, identifica-se ser este o primeiro conjunto de investimentos para os quais se propõe, caso se verifique não ser possível um nível mais adequado de detalhe e fundamentação, o adiamento da sua análise em sede de DFI.
24. Por sua vez, mantendo a recomendação de adiamento de tudo que não seja fundamentadamente necessário, a ERSE não identifica razões para uma não aprovação em sede de emissão de Decisão Final de Investimento por parte do Concedente dos "Projetos Base" propostos e associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (7,1 M€) e, por outro, à "remodelação e modernização" das infraestruturas da RNTG, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (38,7 M€) e excluindo os associados à Gestão integrada de vegetação (2,0 M€), que totalizam **45,8 milhões de euros**.
25. Com um nível adequado, devidamente fundamentado e comprovadamente urgente de investimentos, a proposta final de PDIRG 2021, a ser submetida pelos operadores da RNTIAT para aprovação do Concedente, será mais um instrumento para a transição energética em curso rumo a uma sociedade neutra em carbono em 2050 e minimizará a oneração de custos a serem suportados pelos consumidores.



ANEXO AO PARECER DA ERSE À PROPOSTA DE PDIRG 2021



## A.1 ENQUADRAMENTO

Em cumprimento ao estabelecido no número 1 do artigo 87.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a REN Gasodutos (REN), enquanto operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), apresentou à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) e à ERSE, uma proposta de plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT) para o período 2022-2031 (PDIRG 2021).

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

Assim, no âmbito das competências que lhe estão legalmente atribuídas, a ERSE submeteu a consulta pública, de 3 de maio a 15 de junho de 2021, a proposta de PDIRG 2021 elaborada pelo operador da RNTG. A ERSE dispõe dos 22 dias subsequentes para elaboração do respetivo relatório que, juntamente com os contributos recebidos e nesse mesmo prazo, a 16 de julho, foi levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG.

Esse relatório, disponibilizado em conjunto com a transcrição dos comentários recebidos, traduz o benefício evidente que esses comentários representaram para a preparação deste Parecer da ERSE, que reflete a generalidade dos comentários recebidos e ajuda na fundamentação das posições assumidas.

Finalmente de acordo com o n.º 3 do mesmo artigo, no dia seguinte à emissão do relatório da consulta pública, inicia-se o prazo de 30 dias para cada uma das entidades, DGEG e ERSE emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo Parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

O Parecer a emitir pela ERSE destina-se a assegurar a adequada cobertura das necessidades de investimento, incluindo as identificadas no processo de consulta pública, a promoção da concorrência e a realização do mercado interno da energia, bem como a coerência do PDIRG com o plano de desenvolvimento da rede à escala da União, conforme previsto na alínea b) do n.º 3 do artigo 8.º do Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, consultando, a este respeito e em caso de dúvidas, a Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia.



## A.2 ALTERAÇÕES NA PROPOSTA DE PDIRG 2021 FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2019 E PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES

### 1. PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES NO PARECER À PROPOSTA DE PDIRGN 2019

De modo sumário, os principais comentários e recomendações do Parecer da ERSE à proposta de PDIRGN 2019 foram os seguintes:

- O gás natural irá desempenhar um papel importante na transição para um sistema energético de base renovável, dado que funcionará como backup a um sistema electroprodutor fortemente renovável, permanecendo no sistema nas próximas duas décadas, sendo expectável a redução gradual da sua utilização no médio e longo prazo. A discussão em curso sobre o futuro papel do gás num sistema energético totalmente descarbonizado irá identificar as possíveis tecnologias necessárias para esses desenvolvimentos, e explorar como essas tecnologias podem levar a ligações entre os setores de eletricidade e gás. Assim, no horizonte temporal abrangido pela proposta de PDIRG 2021, deverão surgir projetos que, inicialmente enquadrados como projetos piloto ou de base exploratória, permitirão avaliar o potencial destas tecnologias.
- O operador da RNTG desagrega os 25,7 milhões de euros propostos para serem concretizados, no primeiro quinquénio, como «Projetos Base» em projetos associados, por um lado, à Gestão Técnica Global e, por outro, à «melhoria operacional, «adequação regulamentar» e «gestão fim vida útil de ativos» das infraestruturas da RNTG, do Armazenamento Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines. Considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás natural, a ERSE não identifica qualquer motivo para que não seja emitida Decisão Final de Investimento para o referido conjunto de «Projetos Base», identificados pelo operador da RNTG como prioritários e a serem concretizados até 2024.
- Analisadas as propostas de investimento apresentadas na proposta de PDIRGN 2019 e os comentários recebidos na Consulta Pública, a ERSE recomenda que, na versão final de PDIRGN 2019 a submeter ao Concedente para aprovação, o operador da RNTG solicite a emissão de Decisão Final de Investimento apenas para um montante total de 25,7 milhões de euros para serem concretizados, no período de 2020 a 2024, nos «Projetos Base» propostos e associados, por um lado, à Gestão Técnica Global (5,3 M€) e, por outro, à «melhoria operacional, «adequação regulamentar» e «gestão fim vida útil de ativos» das infraestruturas da RNTG, do Armazenamento

Subterrâneo do Carriço e do Terminal de GNL de Sines (20,4 M€). Todos os restantes projetos de investimento apresentados na proposta de PDIRGN 2019 deverão ver a apreciação da sua DFI (Decisão Final de Investimento) adiada para futuras edições da proposta de PDIRGN.

- Em resultado desta recomendação, o valor total de investimento na RNTIAT no período de 2020-2024 ascenderá a 48,2 milhões de euros, valor que integra o investimento já aprovado no PDIRGN 2017 e o investimento decorrente da recomendação da ERSE para o PDIRGN 2019.
- A análise realizada pela ERSE a este volume de investimentos, resumida nos pontos anteriores, permitiu antecipar uma manutenção dos custos a suportar pelos consumidores em sede de tarifas de acesso às redes de gás natural.
- Suportado nos contributos recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRGN 2019, a ERSE recomendou que fosse adiada para edições futuras a análise e a eventual DFI relativa ao projeto para o terminal de GNL que contempla a adaptação do *jetty* («LNG bunkering») e que, entretanto, sejam desenvolvidos estudos independentes e mais aprofundados sobre as soluções de investimento identificadas, nomeadamente sobre a sua compatibilidade com o modelo de aprovisionamento que venha a ser adotado pelos portos nacionais, sobre a potencial interferência com a normal operação do terminal para receção de GNL ou sobre os custos e benefícios das diversas soluções, incluindo as fontes de financiamento disponíveis. Este estudo deverá ser apresentado antes da próxima edição do PDIRGN, de modo a permitir o envolvimento mais substancial dos interessados.

## 2. EVOLUÇÃO DA PROPOSTA DE PDIRG 2021 FACE À PROPOSTA DE PDIRGN 2019

O Parecer da ERSE emitido após a consulta pública à proposta de PDIRGN 2019, relativa ao período de 2020 a 2029, incluía uma lista de aspetos a melhorar em futuras edições do PDIRGN, embora reconhecendo que a proposta de PDIRGN 2019 constituiu uma evolução positiva face à proposta de PDIRGN 2017, depois dos melhoramentos significativos desta proposta, face à proposta de PDIRGN 2015.

Assim, a proposta de PDIRG 2021 incorpora um conjunto de alterações e melhorias que resultam das questões colocadas pela DGEG e dos comentários produzidos pela ERSE, bem como, dos contributos recebidos durante o processo de consulta pública, pelas várias partes interessadas. Adicionalmente, foram consideradas outras alterações e melhorias que resultam do próprio processo evolutivo, tendo por objetivo melhorar a perceção e clareza da proposta.

Da comparação das duas propostas, constata-se que existem algumas diferenças refletindo algumas melhorias da presente proposta comparativamente à anteriormente apresentada. Na lista de alterações agora introduzidas destacam-se:

- Melhorias na metodologia de custo benefício de avaliação dos projetos;
- Apresentação de projetos de avaliação do potencial das possíveis tecnologias necessárias para desenvolvimentos sobre o futuro papel do gás no SNG com vista a um sistema energético totalmente descarbonizado que permitirão avaliar o potencial destas tecnologias;
- Adiamento para futuras edições de PDIRG dos projetos complementares («Adaptação do *Jetty* do Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) de Sines para permitir a atividade de carregamento de bancas<sup>1</sup> para navios («LNG *bunkering*»)), projeto da «Estação de compressão do Carregado» e projeto da «3.ª interligação entre Portugal e Espanha (1ª fase)» apresentando clareza sobre as dificuldades atuais.

---

<sup>1</sup> Bancas é o termo que designa o abastecimento do combustível aos navios.



### A.3 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE GÁS

#### 1. ENQUADRAMENTO

No processo de análise e aprovação dos projetos de investimentos, a estimativa da evolução da procura de gás é importante. Em primeiro lugar, por motivos técnicos, definindo se o investimento é o adequado para satisfazer a ponta diária de consumo e, conseqüentemente, garante a segurança de abastecimento, e, em segundo lugar, por razões económicas, pois o custo do investimento é suportado por todos os consumidores de gás.

Neste enquadramento, a evolução da procura deve ser avaliada considerando vários fatores, designadamente:

- Um horizonte temporal de longo prazo como é o do PDIRG (10 anos), o que justifica que a análise da evolução da procura esteja enquadrada com as previsões macroeconómicas decorrentes da evolução da economia portuguesa para o mesmo horizonte temporal;
- A evolução histórica do consumo e das pontas diárias no SNG, para os vários segmentos de mercado em Portugal;
- Uma desagregação do consumo de gás entre o mercado elétrico (centrais de ciclo combinado a gás natural) e o mercado convencional (engloba os setores da indústria e da cogeração e os segmentos residencial e terciário). Esta opção justifica-se pelas características distintas de cada um destes segmentos de mercado;
- As orientações de política energética vertidas no PNEC 2030 e no RNC 2050.

#### 2. CONTEXTO MACROECONÓMICO

O atual plano de investimentos em análise corresponde a uma proposta, e respetiva contextualização, de projetos de investimento a realizar na RNTIAT entre 2022 e 2031, e com oportunidade de ser reavaliado em PDIRG subsequentes.

Estes projetos caracterizam-se por um período de decisão e construção longo e têm impactes para o conjunto do SGN, nomeadamente no desenvolvimento adequado e eficiente da RNTIAT, na segurança de abastecimento e no assegurar da existência de capacidade das infraestruturas. De igual modo, o Plano deve

estar assente em pilares de sustentabilidade e de transição energética, que permitam contribuir para as metas ambientais estabelecidas a nível nacional e europeu.

A abrangência dos impactes desses projetos e os seus efeitos temporais dilatados justificam que sejam enquadrados pelo seu contexto macroeconómico, nacional e europeu, verificado atualmente e prospetivado a prazo.

Findo o período sobre o qual Portugal esteve sob o programa de Assistência Económica e Financeira, no qual o restabelecimento do acesso aos mercados financeiros e a consolidação orçamental foram bem-sucedidos, a economia portuguesa caracterizou-se por um período (2015 a 2019) de crescimento robusto, com um crescimento máximo de 3,5% verificado em 2017.

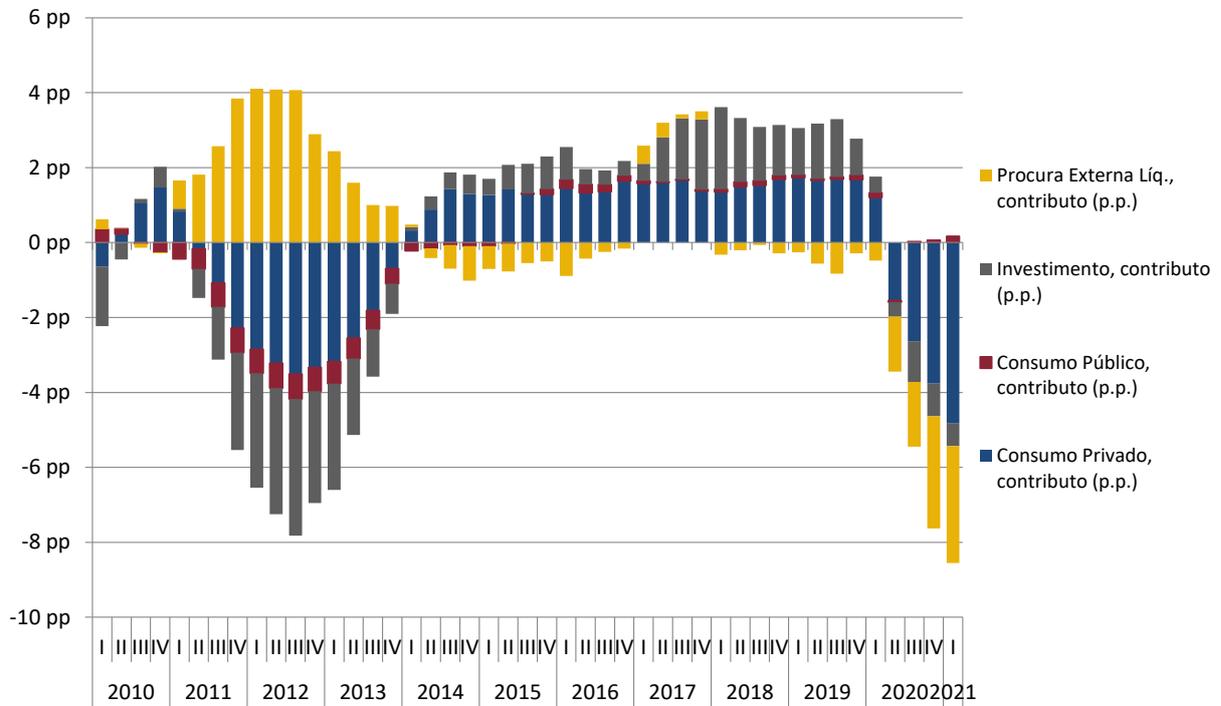
A partir de 2020, no período pré-pandemia, continuava-se a projetar valores sólidos para o crescimento do nível de atividade económica, embora prosseguindo uma ligeira tendência de desaceleração do nível de atividade económica portuguesa verificada em 2018 e 2019.

Os efeitos da crise pandémica provocaram uma quebra do PIB sem precedentes, a nível nacional e europeu, como se pode observar na Figura A.3 - 1. A nível interno, a componente da procura externa líquida teve um contributo negativo substancial na redução do PIB a partir do 2º trimestre de 2020, por via, principalmente, da queda intensa do turismo. No mesmo sentido, o consumo privado também apresentou um expressivo peso negativo na variação anual de -7,6%, observada em 2020<sup>2</sup>. O investimento também apresentou variações negativas durante a atual crise pandémica, verificando-se que, no mesmo período, apenas o consumo público, através do aumento da despesa pública com medidas de apoio orçamentais, registou um ligeiro crescimento, insuficiente para colmatar a queda nas restantes componentes.

---

<sup>2</sup> [Contas Nacionais Trimestrais - 4º trimestre de 2020 - INE](#)

Figura A.3 - 1- Contributos da Procura Interna\* e da Procura Externa Líquida\*\* para a taxa de crescimento do PIB em Portugal

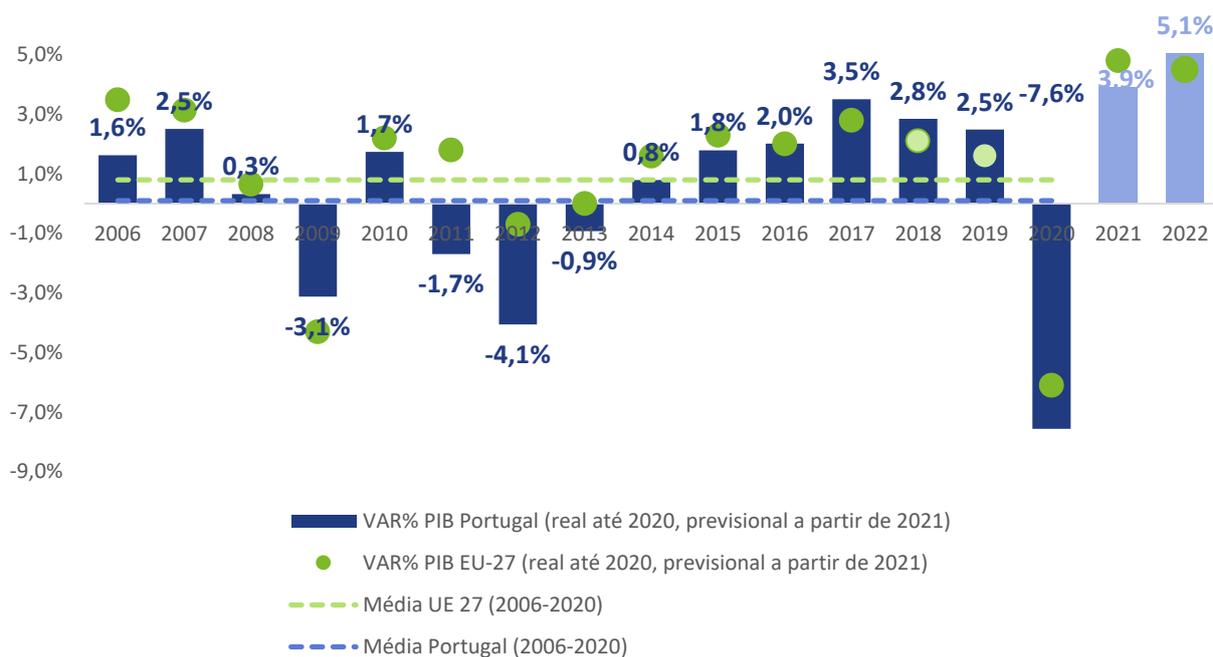


Fonte: INE

Comparativamente com os restantes países da UE, observou-se que Portugal foi dos países mais afetados pela crise pandémica, com uma queda do PIB de 7,6%, enquanto o PIB do conjunto dos países que constituem a UE decresceu 6%.

Na figura seguinte é possível observar a evolução histórica do crescimento do PIB em Portugal e na União Europeia, bem como estimativas e previsões para o ano de 2021 e 2022.

Figura A.3 - 2 –Taxa de variação anual do PIB entre Portugal e a UE27



Fonte: INE, Banco de Portugal, CE, OCDE, FMI, CFP, OCDE

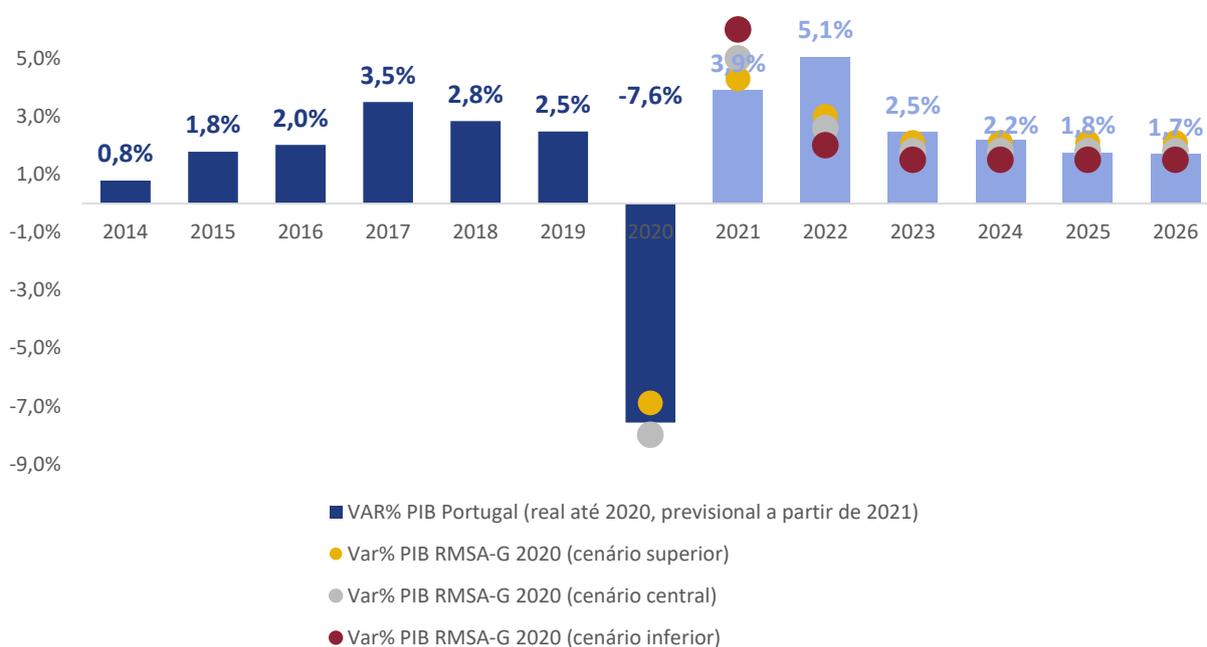
O ano de 2021 e subsequentes, pese embora se preveja serem anos de forte crescimento, continuam envoltos num ambiente de incerteza associado à evolução da pandemia, em particular às variantes da COVID-19 que possam surgir, e da capacidade da regeneração da economia nacional e europeia. Deste modo, o BdP<sup>3</sup> projeta um crescimento económico de 4,8% e 5,6% para 2021 e 2022, respetivamente, fundamentado no controlo da pandemia, incluindo a execução do plano de vacinação e na manutenção dos apoios orçamentais e monetários. De acordo com a CE<sup>4</sup>, a variação anual do PIB português deve situar-se em 3,9% em 2021, abaixo da média da UE (4,8%). Relativamente a 2022, a CE aponta para um crescimento da economia portuguesa na ordem dos 5,1%, acima dos 4,5% antecipados para a UE.

A proposta de PDIRG 2021 considera os cenários macroeconómicos de longo prazo para o PIB considerados no RMSA-G 2020. Na Figura A.3 - 3 apresenta-se a comparação entre os dados mais recentes de evolução do PIB e respetivas previsões e os vários cenários de evolução do PIB incluídos nos pressupostos gerais do RMSA-G 2020 e proposta de PDIRG 2021.

<sup>3</sup> [Boletim Económico junho 2021 - BdP](#)

<sup>4</sup> [Previsões de verão de 2021 - CE](#)

Figura A.3 - 3 - Comparação da evolução do PIB prevista no RMSA-G 2020/proposta de PDIRG 2021 com os dados mais recentes



Fonte: Banco de Portugal/INE (valores reais até 2020); 2021 e 2022: Média das previsões do BdP, CE, OCDE, FMI e CFP. 2023: Média das previsões do BdP, FMI e CFP; 2024 e 2025: Média das previsões do FMI e CFP; 2026: FMI

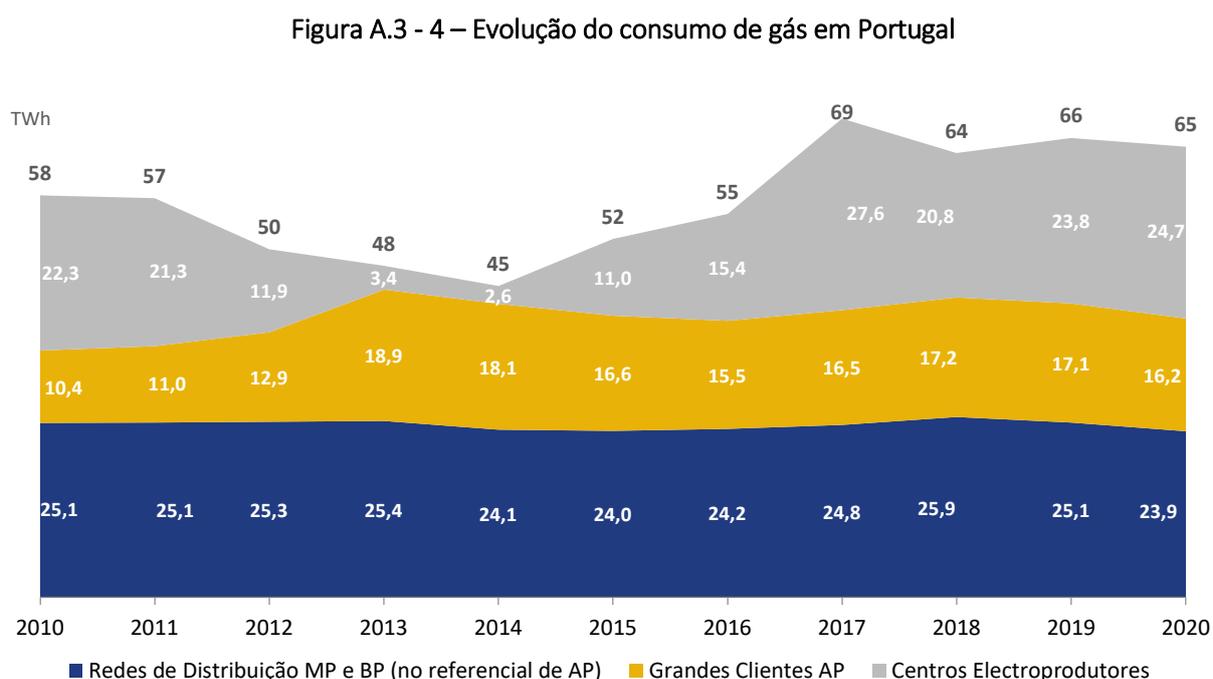
Da anterior figura é possível observar que o RMSA-G 2020, nos vários cenários, prevê uma evolução do crescimento do PIB português com oscilações significativas, consequência dos efeitos da pandemia COVID-19. Após uma queda significativa em 2020, o RMSA-G 2020 antecipava uma forte recuperação da economia portuguesa para 2021, situando-se em todos os cenários acima da média das previsões mais recentes. A partir de 2022, o referido relatório projetava uma desaceleração da variação anual do PIB português, observando-se que o cenário central é inferior à média das previsões até 2025. No último ano do primeiro quinquénio (2026), o cenário central do RMSA-G 2020 supera os valores previstos com dados mais recentes.

Através da perceção do diferencial das previsões efetuadas no RMSA-G 2020 e a média dos valores previstos por diversas entidades (que, mesmo entre si, apresentam grande grau de amplitude nas projeções), é possível observar a incerteza associada à evolução da crise pandémica no curto prazo. No entanto, face à natureza de longo prazo dos investimentos constantes no plano, importa notar que se verifica uma convergência em todas as previsões ao longo do período do plano.

### 3. EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO CONSUMO DE GÁS

Em Portugal, existem três grandes grupos de consumidores de gás: os centros eletroprodutores de ciclo combinado, os grandes consumidores industriais e os consumidores de menor dimensão nas redes de distribuição. A repartição do consumo nacional entre estes grupos tem sofrido alterações na última década. Até 2014, observou-se uma diminuição substancial do peso do consumo dos centros eletroprodutores no consumo nacional, motivada por alterações estruturais e aspetos conjunturais próprios do setor elétrico e, simultaneamente, por um crescimento gradual dos consumos dos outros dois grupos. A tendência da repartição, alterou-se a partir de 2014 e manteve-se nos últimos anos, desta forma o peso dos centros eletroprodutores no consumo nacional é entre 38% e 39% para 2019 e 2020.

A Figura A.3 - 4 apresenta a evolução histórica do consumo de gás em Portugal entre 2010 e 2020, desagregando os vários segmentos de mercado.



Fonte: ERSE, REN

A figura ilustra a forte queda do consumo nacional em 22% entre 2011 e 2014, justificada pela redução do consumo dos centros eletroprodutores. Em 2015, o consumo de gás a nível nacional inverteu esta tendência, devido à evolução positiva do consumo dos ciclos combinados que se manteve até 2017, refletindo-se num crescimento do consumo nacional entre 2014 e 2017 de 54%. Os dados mais recentes de 2019 e 2020 da energia saída da rede de transporte, apesar de serem inferiores ao pico registado em

2017, confirmam uma tendência de crescimento e estabilização do consumo de gás em Portugal, que é sustentada nos três segmentos de consumidores, pese embora a diminuição do consumo em 2020 devida aos efeitos do COVID-19.

A análise do consumo por segmento de mercado permite verificar que as tendências de evolução do consumo total são essencialmente justificadas pelo consumo do mercado electroprodutor. Verifica-se que o mercado convencional, na vertente das redes de distribuição em MP e BP, é bastante estável e na vertente dos grandes consumidores em AP registou um crescimento acentuado até 2013, tendo depois disso atingido um nível estável, após um decréscimo relacionado com a saída de grandes consumidores. Tal como referido, importa salvaguardar o ano de 2020 desta análise, cujo consumo do mercado convencional foi bastante afetado com os efeitos da pandemia.

O comportamento do consumo de gás no mercado elétrico está condicionado pela estrutura de produção do sistema electroprodutor (com recurso a gás, carvão, hídrica, eólica e solar, assim como da importação). Em particular, importa destacar que a produção de energia elétrica nas centrais de ciclo combinado a gás, com o atual *mix* de capacidade electroprodutora instalada em Portugal Continental, é fortemente influenciada pela produção de origem renovável, em particular da eólica e das grandes centrais hídricas. Adicionalmente, observou-se desde 2015 que aspetos estruturais e conjunturais<sup>5</sup> nos sistemas elétricos de Espanha e França podem influenciar substancialmente as trocas de energia elétrica nas interligações entre Portugal e Espanha e, conseqüentemente, a utilização das centrais de ciclo combinado portuguesas, o que se reflete no consumo nacional de gás.

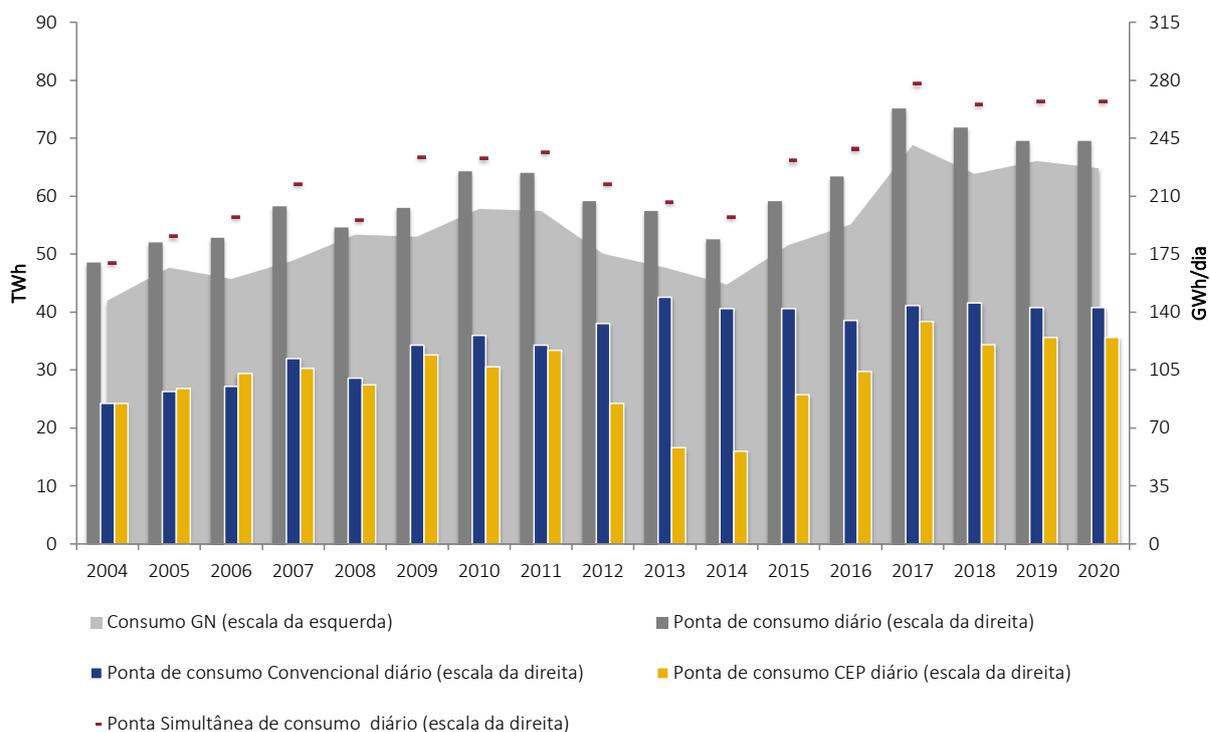
Numa outra vertente, assinala-se também a relação do consumo de gás dos centros eletroprodutores aos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e ao gradual descomissionamento das centrais a carvão em Portugal, em Espanha e noutros países europeus. Assim, face aos objetivos de descarbonização a nível Europeu é expeável 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 progride. Neste novo contexto, perspectiva-se uma menor influência das condições climatéricas na produção de energia elétrica por parte das centrais de ciclo combinado a gás e, conseqüentemente, uma maior estabilidade desta produção.

---

<sup>5</sup> 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.

O consumo máximo diário que ocorre em cada ano também é um fator importante na análise de investimentos, uma vez que representa a capacidade de resposta das infraestruturas do SNG à procura de gás.

Figura A.3 - 5 – Pontas de consumo diário em Portugal



Fonte: ERSE, REN

A Figura A.3 - 5 demonstra que as pontas de consumo (consumo máximo diário) acompanham a evolução do consumo total de gás. Se analisarmos as pontas diárias do consumo convencional, verifica-se que são estáveis e que não acompanham a evolução do consumo. Este segmento do mercado está relacionado com os processos produtivos dos grandes consumidores industriais ligados em AP e o seu consumo de gás. Já as pontas diárias do consumo dos centros electroprodutores refletem a evolução do consumo de energia elétrica e da competitividade relativa das centrais de ciclo combinado a gás natural comparativamente com outras centrais. Importa também referir que atualmente as oscilações da ponta de consumo diário são em grande parte determinadas pelas oscilações da ponta de consumo diário desse segmento de mercado.

A ponta simultânea do consumo diário representa a ponta extrema possível, se o consumo máximo dos dois segmentos de mercado (convencional e centros electroprodutores) ocorresse no mesmo dia. Este conceito também é importante para o processo de avaliação da capacidade de oferta das infraestruturas

e da necessidade de investimento que deve ser projetado de forma a responder à solicitação máxima da procura.

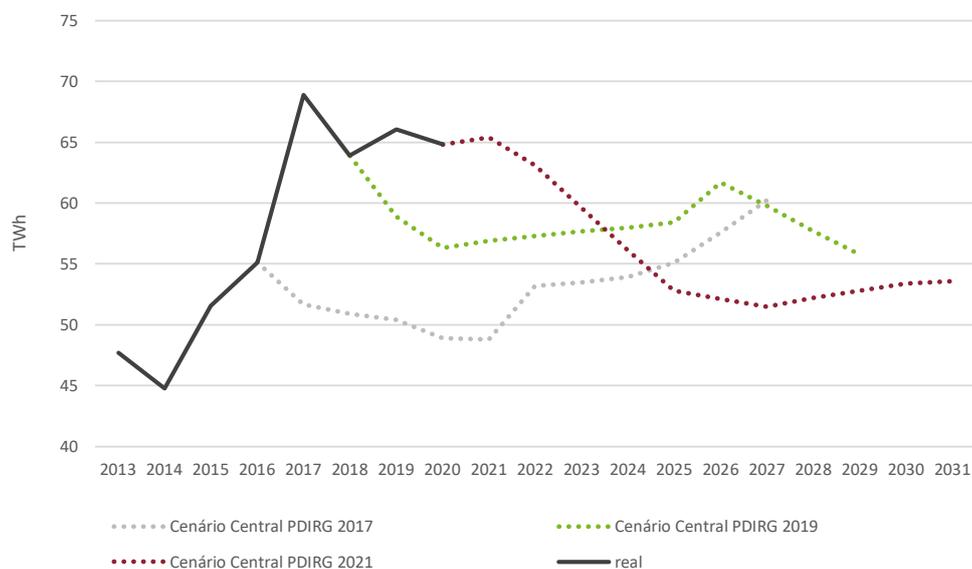
#### 4. PREVISÕES DA PROCURA DA PROPOSTA DE PDIRG 2021

Tal como na edição anterior, na presente proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG apresentou três cenários de evolução da procura discriminados entre o consumo do mercado elétrico e do mercado convencional. Os três cenários variam consoante os diferentes pressupostos para o crescimento económico. No caso do segmento de mercado elétrico, os pressupostos estão também associados ao “Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2021-2040” (RMSA-E 2020) e às suas três trajetórias, que são determinadas pelo calendário assumido para entrada de nova potência renovável bem como a sua capacidade, nomeadamente no que se refere à nova produção renovável hídrica e solar.

Para o segmento do mercado convencional, os cenários incluem a evolução dos consumos das Unidades Autónomas de Gás (UAG,) tendo em conta a previsão da entrada em exploração de 39 novas UAG bem como a previsão de 22 postos de enchimento de gás veicular em operação, no período 2021-2025.

A Figura A.3 - 6 apresenta uma comparação das previsões de procura realizadas pelo ORT nos anteriores PDIRG, previsões essas que foram realizadas com os mesmo pressupostos que o PDIRG atual, os cenários apresentados são os centrais do PDIRGN 2017, da proposta de PDIRGN 2019 e da proposta de PDIRG 2021.

Figura A.3 - 6 – Comparação dos cenários das 3 últimas propostas PDIRG



Fonte: ERSE, REN

Comparando os valores reais ocorridos e as estimativas apresentadas pela REN nos dois anteriores PDIRG, verifica-se que as previsões do ORT foram bastantes inferiores aos valores ocorridos, tendo essas diferenças sido ditadas essencialmente pelo consumo de gás dos centros electroprodutores que foi sistematicamente superior ao previsto pela empresa. O quadro que se segue apresenta as diferenças entre o consumo real dos centros electroprodutores e os consumos previstos pelo ORT em cada um dos PDIRGN anteriores.

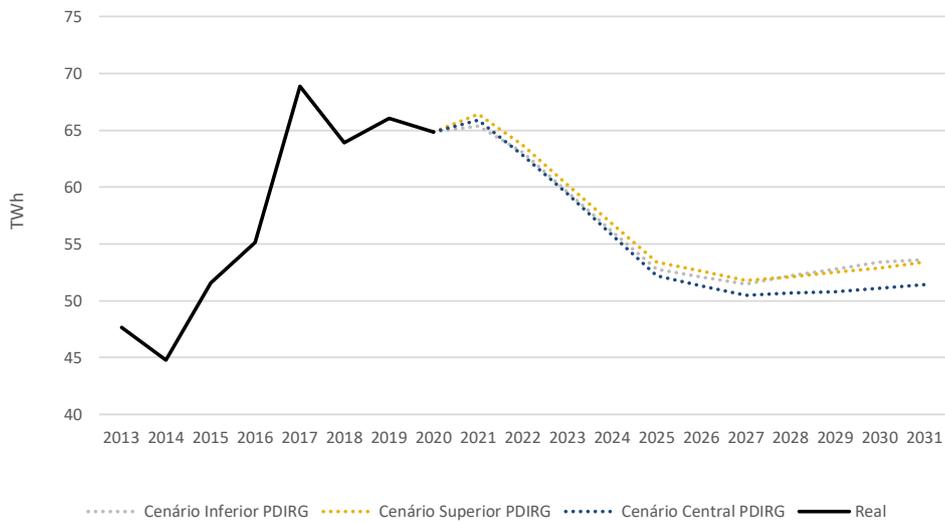
Quadro A.3 - 1 – Consumos de gás reais e previsionais dos centros electroprodutores

	Previsão PDIRG 2017 (TWh)	Previsão PDIRG 2019 (TWh)	Real (TWh)	(Previsão PDIRG 2017 - Real) %	(Previsão PDIRG 2019 - Real) %
2017	11		28	-60%	
2018	10		21	-53%	
2019	9	15	24	-63%	-36%
2020	7	12	25	-72%	-51%

Fonte: ERSE, REN

A figura seguinte apresenta os três cenários de procura da proposta de PDIRG 2021 em análise.

Figura A.3 - 7 – Cenários de procura da proposta de PDIRG 2021



Fonte: ERSE, REN

A tendência de crescimento da evolução mais recente do mercado elétrico, com uma TCMA de 21,2% entre 2015 e 2019, não se reflete na evolução do consumo do gás prospetivado 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 as seguintes circunstâncias: 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 (que não se prospetiva ser circunstancial, tendo em conta a evolução dos preços nos mercados de CO<sub>2</sub>).

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.

Assim, os cenários para o mercado convencional, apresentados na proposta de PDIRG 2021, registam taxas de crescimento anual médias no período entre 2022 e 2031 (TCMA<sub>22-31</sub>) de 1,2%, 1,0% e 0,6%, para o cenário superior, central e inferior respetivamente.

Para o mercado elétrico, as taxas de crescimento anual médias, para o mesmo período, são de -14,6%, -16,3% e -9,4% para o cenário superior, central e inferior, respetivamente.

#### 5. PREVISÕES DA PROCURA E CENÁRIOS ERSE PARA A PROPOSTA DE PDIRG 2021

A ERSE reconhece que, no contexto atual da COVID-19, o nível de incerteza na previsão de consumo de gás é elevado e que um exercício de previsão de médio e longo prazo é uma tarefa bastante complexa. A volatilidade do consumo, obriga a avaliar os investimentos da proposta de PDIRG 2021 para vários cenários de evolução de procura de gás, pós COVID-19.

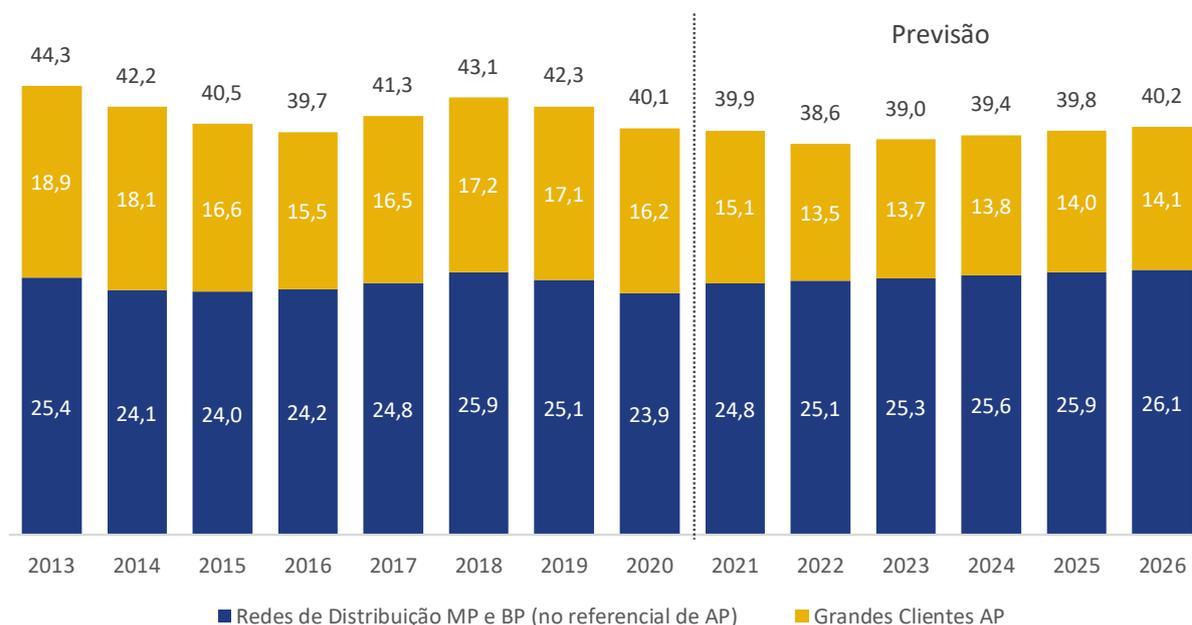
A procura de gás para os grandes consumidores ligados à rede de transporte em alta pressão (AP) e para os centros eletroprodutores representa cerca de 60% do consumo nacional de gás. Assim, o sector do gás em Portugal é indissociável da evolução dos consumos destes dois sectores, pois quando ocorrem arranques ou paragens de um centro electroprodutor ou de um grande consumidor industrial, o consumo nacional regista variações relevantes. Neste enquadramento, torna-se importante determinar previsões do mercado convencional e do mercado elétrico de forma individualizada, tendo em conta as particularidades dos dois setores.

No atual contexto de grande incerteza e tendo em conta os fatores relacionados com a persistência da crise pandémica e também os relacionados com os objetivos europeus e nacionais de descarbonização, a ERSE considerou para este segmento de mercado e para os dois cenários uma TCMA 1,1% a partir de 2023 sendo a registada para o período de 2014 a 2019. Para os anos de 2021 e 2022 a procura considerada para este segmento de mercado é a prevista nas tarifas para o ano gás 2021-2022<sup>6</sup>. Os resultados destas previsões são apresentados na figura seguinte, bem como os valores reais dos últimos anos.

---

<sup>6</sup> Os pressupostos assumidos para estas quantidades estão publicados no documento “Caracterização da Procura de Gás no Ano Gás 2021-2022”, <https://www.erse.pt/media/mgv1q32l/caracteriza%C3%A7ao-procura-gas-2021-2022.pdf>

Figura A.3 - 8 – Previsões do consumo anual de gás do mercado convencional (TWh)



Fonte: ERSE, REN

Tal como referido anteriormente a procura nacional de gás é muito dependente da procura do mercado elétrico, as variações deste segmento têm um forte impacto no valor global da procura.

Devido a esta volatilidade, considerou-se prudente definir dois cenários de evolução do setor elétrico, que reflitam diferentes conjugações dos vários fatores que condicionam o consumo de gás dos centros electroprodutores de ciclo combinado, designadamente:

- o consumo de energia elétrica referido à emissão deduzido da produção em regime especial com regimes de remuneração garantida (feed-in tariff), que corresponde à procura efetivamente dirigida aos produtores em regime de mercado e que é indicativo da possibilidade de colocação em mercado da produção das centrais de ciclo combinado a gás e, portanto, do respetivo consumo de gás;
- os efeitos da hidraulicidade que determinam as ofertas de produção hídrica em volume e em preço e, conseqüentemente, condicionam as possibilidades de colocação em mercado da produção das restantes tecnologias;
- a crescente integração dos mercados ibérico e do resto da Europa, que pode levar a alterações significativas do saldo exportador devido a fatores externos, o que aumenta a possibilidade de colocação em mercado dos produtores portugueses;

- as particularidades da central da Turbogás, tendo em conta o vínculo contratual para fornecimento de gás natural em regime *take-or-pay*, pelo que a evolução do seu consumo depende dos valores mínimos de consumo estabelecidos no Acordo de Gestão de Consumos (AGC) para evitar uma situação de *pay*;
- a política energética e ambiental a nível ibérico e europeu, que favorece a produção a gás em detrimento do carvão. Perspetiva-se que no ano gás 2021-2022 a produção de eletricidade a carvão seja pouco significativa quer a nível nacional quer a nível ibérico;
- a trajetória continuidade do RMSA-E 2020, que é determinada pelo calendário assumido para entrada de nova potência renovável bem como a sua capacidade, nomeadamente no que se refere à nova produção hídrica e, em particular, à solar, promovida pela realização de leilões anuais.

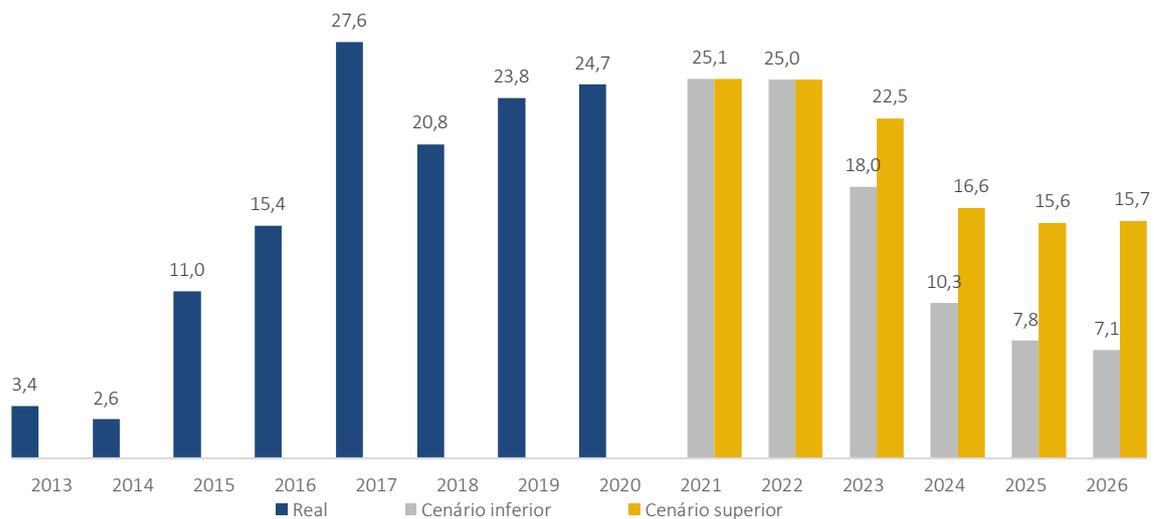
Tal como referido anteriormente, a estrutura do sistema electroprodutor português assenta numa quota elevada de potência instalada para produção com origem renovável, que deverá continuar a aumentar nos próximos anos, cujas variações de produção podem determinar alterações significativas na utilização das centrais de ciclo combinado a gás natural. Assim, os dois cenários da procura de gás, para este setor, foram definidos considerando a evolução de oferta de capacidade instalada da produção refletida no RMSA-E 2020 com e sem atraso de calendário da nova potência solar. Desta forma, foi refletido o *mix* disponível em cada ano, nomeadamente, a saída de produção térmica e a entrada de nova capacidade renovável. Os dois cenários têm também em conta o nível do consumo de eletricidade referido à emissão para o período temporal definido pela ERSE.

Neste enquadramento e sumariando, a ERSE definiu 2 cenários de procura para o mercado elétrico a partir de 2023, sendo que para 2021 e 2022 os valores previstos são os definidos nas tarifas do ano gás 2021-2022, baseando-se nos fatores anteriormente descritos e considerando o seguinte:

- um cenário inferior que considera para o enquadramento do sector elétrico nacional, em termos de oferta de capacidade de produção elétrica o cenário continuidade do RMSA-E 2020 nomeadamente com nova capacidade solar (5300 MW em 2026), hidroelétrica (2250 MW em 2023) e eólica (3250 MW em 2026) e em termos da evolução do consumo de energia elétrica nacional uma previsão da ERSE que reflete uma TCMA de 1,6%;
- um cenário superior com pressupostos idênticos ao cenário inferior, mas considerando um atraso relativamente ao calendário de entrada previsto no cenário continuidade do RMSA-E 2020 da nova capacidade de produção solar e eólica.

A figura que se segue apresenta as evoluções da procura de gás para o mercado elétrico para os dois cenários previstos.

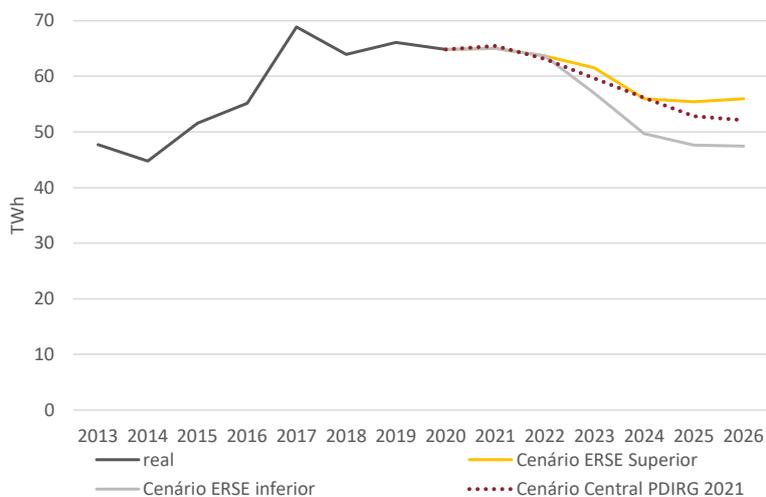
**Figura A.3 - 9 – Previsões do consumo anual de gás do mercado elétrico (TWh)**



Fonte: ERSE, REN

Os cenários resultantes dos pressupostos anteriormente descritos são apresentados na figura seguinte, bem como a sua comparação com o cenário central da proposta de PDIRG 2021.

Figura A.3 - 10 – Cenários ERSE e REN procura de gás



Cenários	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TCMA <sub>21-26</sub>
Superior ERSE	64,8	65,0	63,6	61,5	56,0	55,4	55,9	-3,0%
Central PDIRG 2021	64,8	65,4	63,1	59,6	56,1	52,8	52,1	-4,4%
Inferior ERSE	64,8	65,0	63,6	57,0	49,7	47,6	47,4	-6,1%

#### A.4 EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE NA RNTIAT

A utilização das infraestruturas de alta pressão (AP) é um dos aspetos mais importantes para o processo de decisão de investimento, na medida em que um dos racionais de investimento é evitar ou eliminar congestionamentos das infraestruturas.

A proposta de PDIRG 2021 apresenta, no Quadro “Características técnicas da RNTG”, os valores das capacidades técnicas de entrada dos pontos relevantes da RNTG que são, 229 GWh/dia no Terminal de GNL de Sines e 134,0 GWh/dia e 10 GWh/dia nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho, respetivamente. No que diz respeito à infraestrutura de armazenamento subterrâneo do Carriço, a capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTG) é de 129 GWh/dia, limitados a 71,0 GWh/dia, se o volume operacional de gás nas cavernas for inferior a 60% da capacidade de armazenagem <sup>7</sup>.

No que diz respeito à ponta de consumo diária, depois do mínimo ocorrido em 2014 (184 GWh/dia), a evolução foi crescente nos anos seguintes (207, 222 e 263 GWh/dia, entre 2015 e 2017), tendo 2017 registado um novo valor máximo da ponta do consumo bem como da produção anual das centrais elétricas a gás. Posteriormente, o parque electroprodutor e o contexto do mercado elétrico<sup>8</sup> conduziram a produções um pouco mais baixas das centrais de ciclo combinado nos anos seguintes, afetando ligeiramente a ponta do consumo em 2018 e 2019 (respetivamente, 251 e 243 GWh/dia). Já no início de 2020 a ponta do consumo voltou a registar uma subida para 259 GWh/dia, tendo-se, no início de 2021, atingido novo máximo histórico com 295,1 GWh/dia.

A ponta do consumo corresponde a uma realidade estrutural, no sentido em que depende de decisões dos consumidores (externas aos agentes de mercado do gás). Todavia, importa também analisar as pontas síncronas da RNTG, quer nas entradas quer nas saídas. Regista-se periodicamente a ocorrência de exportação de gás para Espanha, através da interligação, aumentando assim a ponta observada nos fluxos de gás na rede, além do funcionamento do armazenamento subterrâneo que também pode ter este efeito. A figura seguinte representa a evolução da ponta do consumo assim como as pontas síncronas das entradas e das saídas da RNTG. Em 2020, por exemplo, o dia da ponta síncrona das saídas ocorreu com um valor de

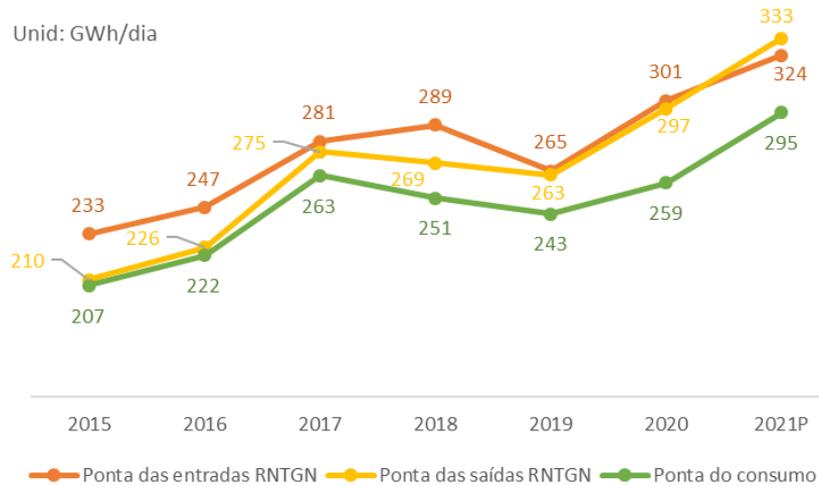
---

<sup>7</sup> De acordo com o operador da RNTG, “a capacidade de extração do AS do Carriço deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carriço já foi previamente introduzido na RNTG, através das interligações com Espanha ou do TGNL de Sines, e é uma quantidade finita que poderá inclusivamente não estar disponível (excetuam-se as quantidades relativas a Reservas de Segurança)”.

<sup>8</sup> A falta de capacidade de oferta a preços inferiores ao preço marginal da tecnologia de gás natural, determinou a sua necessidade no diagrama de produção e, conseqüentemente, o aumento do preço de mercado para o nível desta tecnologia marcadora.

exportação no VIP Ibérico de cerca de 42 GWh/dia enquanto que em 2021, em que foi ultrapassada a ponta síncrona das entradas esse valor de exportação correspondeu a um valor de 23,5 GWh/dia. Para efeitos de monitorização da garantia de abastecimento, considera-se a ponta do consumo e não a ponta das entradas/saídas da RNTG.

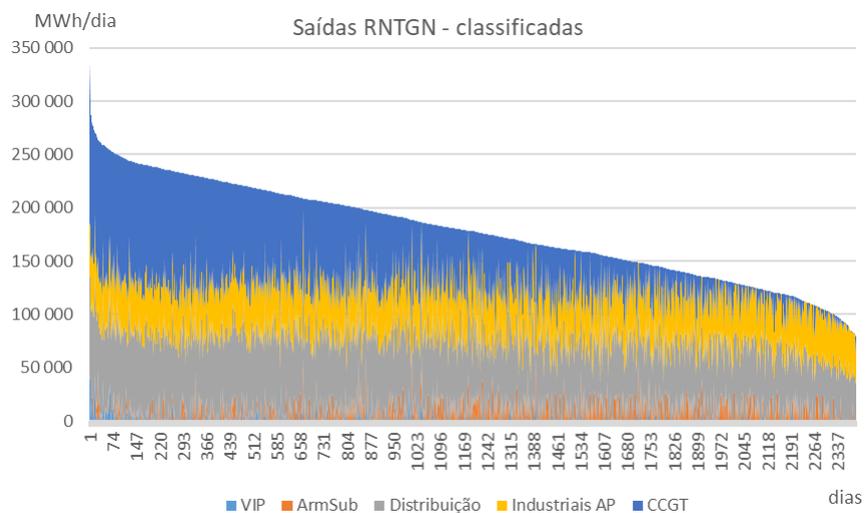
Figura A.4 - 1 – Ponta síncrona anual das entradas e saídas da RNTG e ponta do consumo nacional



Fonte: REN Gasodutos (valores de 2021 provisórios).

É ainda interessante notar a peso que as centrais elétricas têm na ocorrência de utilizações elevadas na RNTG. A figura seguinte apresenta a curva classificada das saídas da RNTG desde 2015.

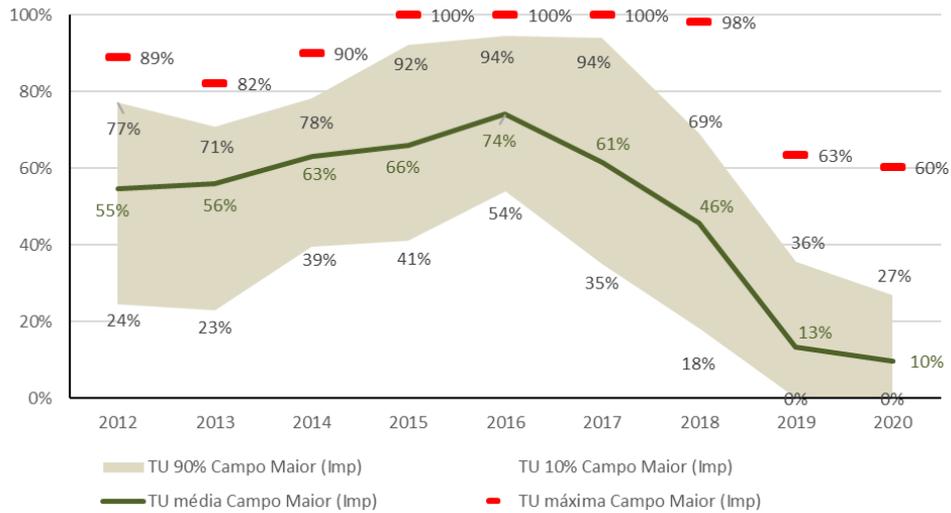
Figura A.4 - 2 – Valores classificados das saídas diárias da RNTG desde 2015



Fonte: REN Gasodutos.

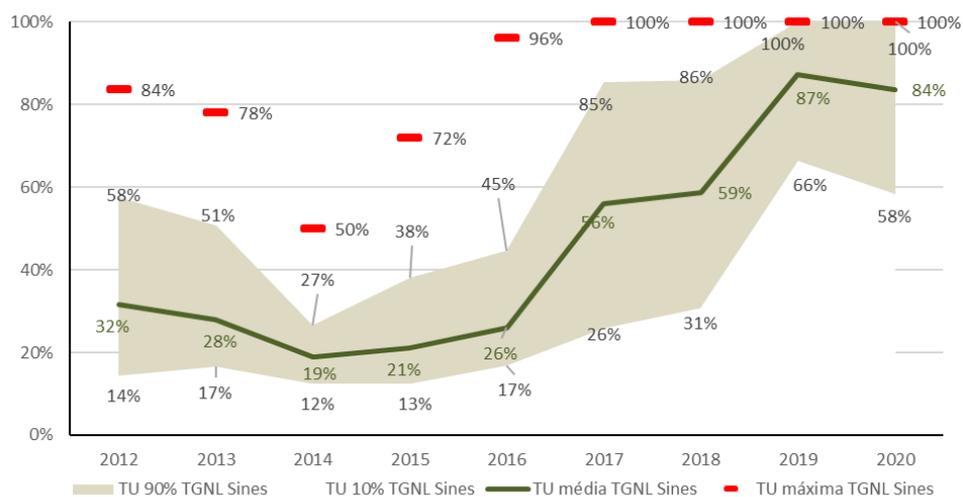
As Figuras seguintes apresentam a evolução anual, entre 2012 e 2020, das taxas máxima e média de utilização bem como dos percentis de 10% e 90% das interligações de Campo Maior e Valença do Minho e do Terminal GNL de Sines.

**Figura A.4 - 3 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% da interligação de Campo Maior**



Fonte: REN Gasodutos.

**Figura A.4 - 4 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% do TGNL de Sines**

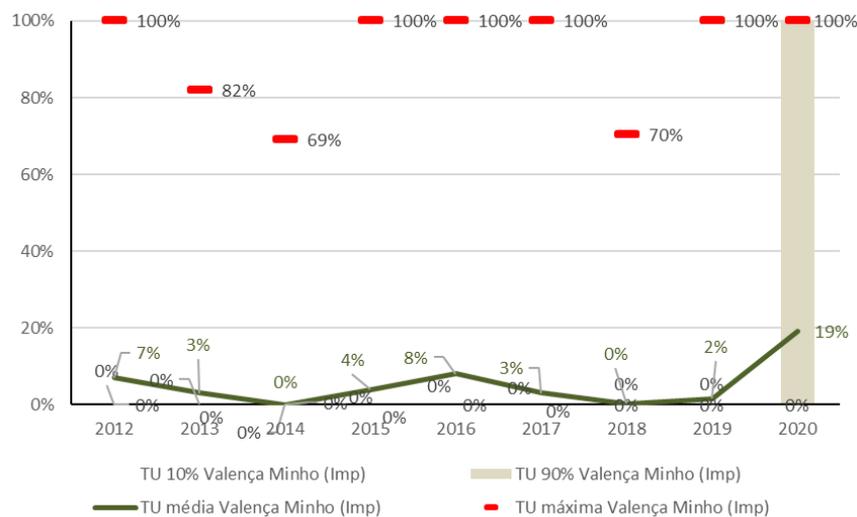


Fonte: REN Gasodutos.

Os gráficos acima permitem comparar o comportamento das taxas médias de utilização da interligação de Campo Maior e do Terminal de GNL de Sines, verificando-se uma redução da utilização média (%) da interligação de Campo Maior desde 74% em 2016 até 13% em 2019 e 10% em 2020. Por oposição, no caso do Terminal de GNL, desde o ano 2015 que se verifica um crescimento gradual da utilização média (com maior expressão desde 2017 com 56%), atingindo 87% em 2019 e 84% em 2020.

Relativamente às taxas máximas de utilização, estas atingiram em Campo Maior os 98% em 2018 e os 60% em 2020, enquanto no Terminal de GNL elas mantiveram os 100% desde 2017.

**Figura A.4 - 5 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% da interligação de Valença do Minho**

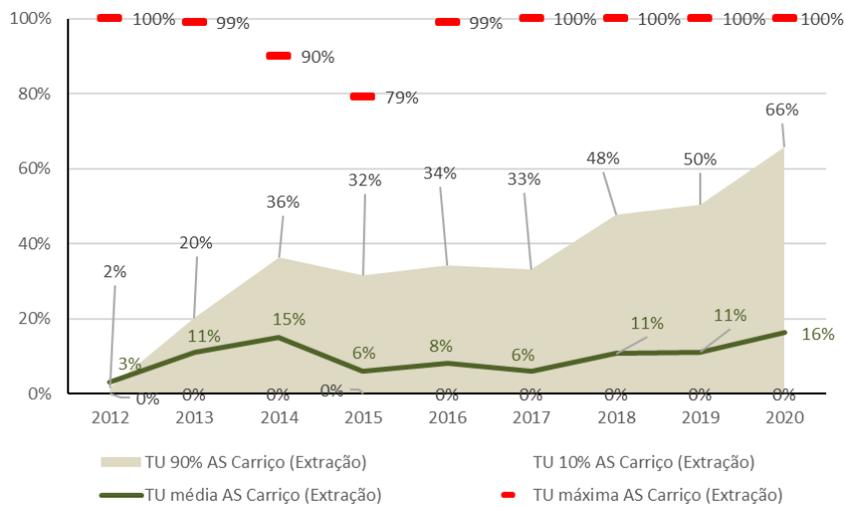


Fonte: REN Gasodutos.

Por sua vez, em Valença do Minho, a utilização desta interligação tem sido pontual como se pode ver pelo percentil de 90% cujo valor é nulo até 2019, apesar de a sua capacidade máxima ter sido atingida quase todos os anos (entre 2016 e 2019). Em 2020 verificou-se um aumento da utilização dessa interligação com o valor do percentil de 90% a atingir os 100% e a utilização média 19%.

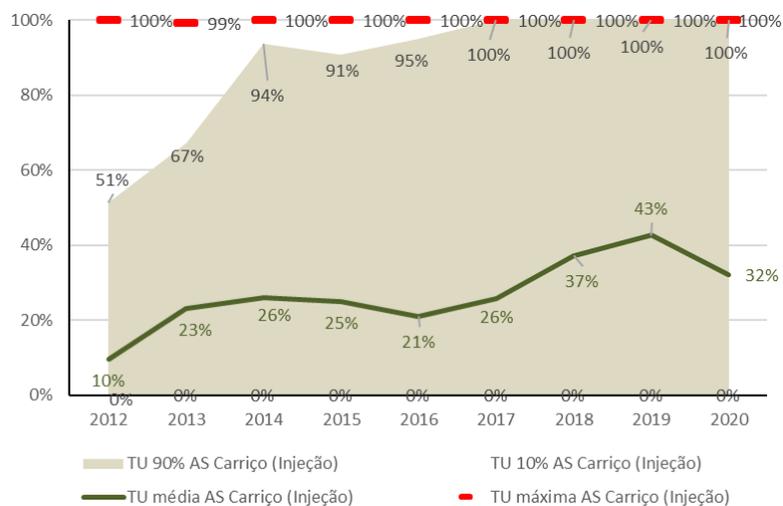
A figura seguinte apresenta a evolução anual, entre 2012 e 2020, das taxas máxima e média de utilização bem como dos percentis de 10 e 90% do armazenamento subterrâneo (AS) do Carriço (injeção e extração).

Figura A.4 - 6 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% da infraestrutura de extração das instalações de armazenamento do Carricho



Fonte: REN Gasodutos.

Figura A.4 - 7 - Evolução anual das taxas máxima e média de utilização e dos percentis de 10% e 90% da infraestrutura de injeção das instalações de armazenamento do Carricho



Fonte: REN Gasodutos.

O AS do Carricho apresentou, entre 2017 e 2020, taxas de utilização média entre 6% e 16%, de extração e entre 26% e 43% na injeção. Em ambos os casos a utilização máxima é de 100% a partir de 2017. Face aos valores apresentados, observa-se que a capacidade de injeção no armazenamento subterrâneo é frequentemente uma restrição à operação da infraestrutura.



## A.5 COERÊNCIA COM O PLANO DECENAL NÃO VINCULATIVO DE DESENVOLVIMENTO DA REDE À ESCALA COMUNITÁRIA (TYNDP)

De acordo com a legislação, o Parecer da ERSE à proposta de PDIRG deve verificar a coerência do plano nacional com o Plano Decenal Não Vinculativo de Desenvolvimento da Rede à escala comunitária (*Ten Year Network Development Plan*, TYNDP)<sup>9</sup>. O TYNDP mais recente corresponde ao TYNDP 2020<sup>10</sup>, publicado em julho de 2021 pela Rede dos Operadores das Redes de Transporte para o gás (ENTSOG, em inglês). Este plano foi submetido a consulta pública em novembro de 2020, pela ENTSOG. A proposta de TYNDP 2020 submetida a consulta foi considerada pela REN na elaboração da proposta de PDIRG 2021.

O TYNDP 2020 assentou numa visão integrada (gás e eletricidade) dos cenários de evolução do sistema energético europeu e da perspetiva de concretização dos objetivos políticos de descarbonização. Foram utilizados cenários coincidentes nos planos decenais de gás e de eletricidade. Esta mesma preocupação assistiu à elaboração da proposta de PDIRG 2021 e aos cenários considerados pela ERSE na elaboração do Parecer.

Os projetos de investimento na RNTIAT presentes no TYNDP 2020 são apresentados no quadro seguinte.

**Quadro A.5 - 1– Projetos de investimento na RNTIAT que integram o plano decenal europeu 2020 (TYNDP 2020)**

1ª Fase da 3ª Interligação	
<p><b>Estação de compressão do Carregado [TRA-A-320]</b></p> <p>Entrada em exploração: 2025</p> <p>Potência instalada: 14 MW; Principal motivação: procura do mercado; Outros benefícios: aumentar a capacidade de injeção de gás no terminal de Sines e a flexibilidade da rede, nomeadamente face à procura das centrais elétricas.</p>	<p><b>3ª interligação Portugal-Espanha, gasoduto Celorico-fronteira Espanhola [TRA-A-283]</b></p> <p>Entrada em exploração: 2025</p> <p>Comprimento: 162 km (700 mm); Principal motivação: integração do mercado; Outros benefícios: entre outros, inclui a melhoria da segurança de abastecimento e da flexibilidade da rede face à procura das centrais elétricas.</p>

<sup>9</sup> Vd. artigo N.º 86º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto e artigo. 22.º da Diretiva 2009/73/CE.

<sup>10</sup> <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>

Relativamente à proposta de PDIRG 2021, ela deixou de incluir os projetos associados à 1.ª Fase da 3.ª Interligação: a estação de compressão no Carregado e o gasoduto Celorico-Espanha, sendo apresentados os argumentos na proposta de PDIRG 2021.

Por um lado, a decisão final de investimento da 3ª Interligação deveria ser articulada com o desenvolvimento do projeto STEP, contudo, em 23 de janeiro de 2019 os reguladores de Espanha (CNMC) e de França (CRE) emitiram um parecer negativo sobre o pedido de investimento do projeto STEP apresentado pelos seus promotores, Enagás e Teréga, convidando-os a corrigir um conjunto de problemas técnicos que consideraram estar por resolver.

Em resultado, no final de 2019, o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha, designado no âmbito do CEF como projeto PIC 5.4.1, não obteve a renovação do estatuto de PIC (Projetos de Interesse Comum) na publicação da 4.ª lista de PIC da União Europeia (Regulamento Delegado (UE) 2020/389 da Comissão, de 31 de outubro de 2019).

Por outro lado, o operador da rede espanhola interligada (segundo promotor do projeto) retirou, em maio de 2020, o troço de gasoduto em Espanha desta interligação do processo de realização da análise de custo e benefício na fase de preparação do TYNDP 2020, o que inviabilizou a sua candidatura à 5.ª lista de projetos PIC.

Assim, de acordo com a proposta de PDIRG 2021, “de momento não se encontram reunidas as condições mínimas para que o operador da RNTG possa propor o projeto da 3.ª interligação entre Portugal e Espanha na presente edição do PDIRG. Contudo, considera-se que será ainda possível equacionar a sua inclusão na edição do PDIRG 2024-2033, de forma coordenada com o operador de rede de Espanha ao nível do TYNDP e no contexto da eventual candidatura conjunta à 6ª lista PIC. Tal dependerá do papel concreto que as redes de gás poderão vir a desempenhar na descarbonização do setor da energia e da necessária articulação transfronteiriça entre as redes de Portugal e Espanha.”

Face às razões acima apresentadas, conclui-se pela existência de diferenças entre os projetos apresentados nos processos de planeamento nacional e europeu das redes de transporte de gás, nomeadamente entre a proposta de PDIRG 2021 e os projetos que constam do TYNDP 2020.

## A.6 SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

A segurança do aprovisionamento constituiu um dos critérios para a elaboração da proposta de PDIRG 2021. Este critério resulta da aplicação do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, bem como do enquadramento legislativo nacional, nos termos estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

Assim, na elaboração da proposta de PDIRG 2021 destacam-se os artigos 5.º e 6.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, que versam respetivamente as “normas relativas às infraestruturas” e as “normas de aprovisionamento de gás”.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, cabe à DGEG a responsabilidade de monitorização da segurança de abastecimento do SNG. Tal como previsto no Regulamento (UE) 2017/1938, a ERSE tem contribuído para este tema com pareceres aos planos preventivos de ação e aos planos de emergência, que incorporam a perspetiva do impacte económico das opções de investimento em relação às necessidades e que beneficiam dos comentários recebidos dos participantes nas Consultas Públicas, nos pareceres que prepara sobre as propostas de PDIRG.

### 1 NORMAS RELATIVAS ÀS INFRAESTRUTURAS

As normas relativas às infraestruturas, consubstanciadas no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, impõem que os Estados Membros tomem as medidas necessárias para que, caso se verifique uma perturbação da maior infraestrutura individual de gás, a capacidade técnica das restantes infraestruturas, determinada segundo a fórmula N-1 do Anexo II do referido regulamento, possa satisfazer a procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos.

A aplicação da fórmula N-1 resulta num teste de resiliência das infraestruturas nacionais de gás, no qual é aferida a oferta de capacidade técnica de entrada de gás no SNG, incluindo as interligações internacionais, a ligação à infraestrutura de armazenamento subterrâneo de gás do Carriço e a ligação ao terminal de receção, armazenagem e regaseificação de GNL de Sines. A esta oferta de capacidade é deduzida a capacidade técnica do terminal de GNL de Sines (na sua qualidade de maior infraestrutura individual de gás), sendo o valor resultante comparado com a procura de gás de um dia de procura de gás excecionalmente elevada com uma probabilidade estatística de ocorrência de uma vez em vinte anos.

Refletindo os comentários recebidos durante as diversas Consultas Públicas organizadas para efeito de preparação dos Pareceres da ERSE às sucessivas propostas de PDIRG, a ERSE tem concluído que não existe risco de incumprimento das normas de infraestruturas estabelecidas no Regulamento europeu, já que existem alternativas nacionais do lado da procura.

A fórmula N-1 do Anexo II prevê contabilizar, do lado da oferta, a soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada das interligações internacionais, a soma dos volumes técnicos máximos que as instalações de armazenamento podem fornecer diariamente à rede e a capacidade técnica de expedição diária máxima das instalações de GNL para a rede, tendo em conta as respetivas características físicas. Existem situações concretas, onde os documentos com origem no operador da RNTG utilizam os valores que comercialmente são disponibilizados para o mercado em vez das capacidades técnicas previstas no Regulamento europeu.

Por sua vez, do lado da procura, o n.º 2 do artigo 5.º do referido Regulamento (UE) 2017/1938 prevê que a obrigação de assegurar que as restantes infraestruturas dispõem da capacidade técnica para satisfazer a procura total de gás natural é considerada cumprida caso uma perturbação do aprovisionamento de gás possa ser suficiente e atempadamente compensada por medidas adequadas do lado da procura, baseadas no mercado. Nestas condições, a fórmula N-1 a aplicar corresponderá àquela que se encontra estabelecida no n.º 4 do Anexo II.

É nesse quadro que a legislação nacional prevê, na subalínea ii) da alínea b) do artigo 90.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que a promoção das condições de garantia e segurança do abastecimento de gás do SNG, em termos transparentes, não discriminatórios e compatíveis de funcionamento do mercado, possa ser feita através de medidas do lado da oferta e do lado da gestão da procura e, mais concretamente, identifica, como uma das medidas possíveis, o desenvolvimento de mecanismos de mercado para gestão da procura, nomeadamente através da celebração de contratos de fornecimento interruptível e do incentivo à utilização de combustíveis alternativos em substituição dos combustíveis fósseis nas instalações industriais e nas instalações de produção de eletricidade.

Tal como tem vindo a ser referido pela ERSE nos seus Pareceres às anteriores edições de proposta de PDIRGN, um caso concreto destas medidas que se encontra aplicado em Portugal corresponde aos consumos interruptíveis de gás natural dos centros eletroprodutores que estão autorizados a

contratualmente terem garantido o seu funcionamento através do fornecimento de combustível alternativo ao gás natural<sup>11</sup>.

De realçar que, no âmbito dos comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRG 2021, em relação à questão dos consumos interruptíveis de gás natural dos centros electroprodutores que estão autorizados a utilizar combustíveis alternativos, é transmitida a posição de que “Ainda não existe em Portugal um quadro legal e regulamentar que permita e regule a aplicação ágil de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado. ... considera, à semelhança do que já reiterou em Pareceres anteriores, que deve ser desenvolvido um quadro legal e regulamentar que potencie a aplicação, em caso de emergência e de forma clara, de medidas de atuação do lado da procura não-baseadas no mercado, como sejam algumas das identificadas no Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938.”

A ERSE concorda com esta recomendação que emana da Consulta Pública e que reforça as suas posições anteriores e recomenda que, ultrapassadas as questões que se identifiquem como a necessitar de clarificação, o operador da RNTG passe a subtrair os consumos interruptíveis de gás natural, dos centros electroprodutores autorizados para o efeito, quando aplica as normas relativas às infraestruturas estabelecidas no artigo 5.º do Regulamento (UE) 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro e a fórmula N-1 prevista no n.º 4 do respetivo Anexo II.

Nas condições anteriores, a aplicação da fórmula N-1, de acordo com os valores de procura apresentados no RMSA-G 2020 (2021-2040), aprovado pelo Sr. Secretário de Estado Adjunto e da Energia em 8 de julho passado, irá permitir concluir que existe um risco baixo de incumprimento das normas de infraestruturas estabelecidas no Regulamento europeu ao longo do período de vigência da proposta de PDIRG 2021. Nesta medida pode ser importante uma nova política de exploração do Armazenamento Subterrâneo, ou uma alteração da estratégia de armazenamento das reservas de segurança.

Tal como expressam os contributos recebidos na Consulta Pública, a incerteza existente em relação à evolução futura da procura de gás no SNG, nomeadamente para o consumo de gás no mercado elétrico, recomenda prudência quanto ao risco real dos investimentos em novas infraestruturas no SNG se poderem

---

<sup>11</sup> As centrais de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e de Lares, dotadas de grupos bi-fuel e armazenamento de combustível alternativo *in-situ*

vir a tornar futuros “custos afundados”<sup>12</sup>. Em conjunto com a falta de condições atuais para a sua apresentação, é esse o sentido que se associa à posição avançada pelo operador da RNTG de adiamento, para edições futuras do PDIRG, da análise da eventual Decisão Final de Investimento relativa aos Projetos Complementares, de construção da 1ª fase da 3ª interligação entre Portugal e Espanha e da Estação de Compressão do Carregado.

Assim, pela própria natureza destes projetos, uma eventual decisão sobre a realização da 3.ª interligação e da estação de compressão do Carregado, é da competência do Concedente e, neste contexto, essa decisão tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRG, como no âmbito de futuras edições do Plano.

Secundada pelos contributos recebidos durante a Consulta Pública, a ERSE realça esta posição de cautela do operador da RNTG em relação a estes Projetos Complementares e às razões que os justificam.

---

<sup>12</sup> A acrescer aos custos diretos associados a investimentos que venham a ocorrer em Portugal, é necessário considerar a possibilidade dos consumidores portugueses terem de suportar parte dos custos que se venham a verificar em Espanha, nomeadamente tendo em conta a capacidade disponível do gasoduto em Campo Maior que se tem verificado desde 2018 e o fim dos contratos de longo prazo a acontecer durante o ano de 2021.

## A.7 PLANEAMENTO

Como referido no documento de enquadramento da Consulta Pública realizada pela ERSE, a proposta de PDIRG 2021 caracteriza-se pelo facto de se seguir a uma proposta de PDIRGN sem decisão de aprovação por parte do Concedente, (PDIRGN 2019) a qual foi a primeira a ser submetida após um PDIRGN ter sido aprovado, dando continuidade ao exercício de planeamento de 2017. Relativamente ao processo geral de aprovação dos PDIRG, os contributos dos Conselhos Tarifário e Consultivo da ERSE, identificam a importância de serem cumpridas as várias etapas do ciclo de planeamento e aprovação das propostas de PDIRG, com especial atenção para a aprovação final dos documentos. A falta dessa aprovação cria incerteza, não apenas para o operador da RNTG, mas, também, para os agentes do setor, especialmente num contexto de grande dinâmica no setor da energia face aos desafios da transição energética.

### 1 METODOLOGIA DE PLANEAMENTO E CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS

Na proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG classifica como «Projetos Base», projetos de investimento cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica do operador sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço. Com a mesma classificação são ainda considerados aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDG, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes, bem como projetos associados à Gestão Técnica Global (GTG) do sistema nacional de gás (SNG), às atividades de Operação de Mercado e à Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS). Em complemento, na categoria de Projetos Base identificam-se também os 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 e na RCM n.º. 63/2020, que estipula percentagens de introdução de Hidrogénio nas redes de gás do SNG.

Por outro lado, são classificados como «Projetos Complementares» na proposta de PDIRG 2021, projetos que decorrem de novas necessidades de rede com origem externa à RNTIAT e que, simultaneamente, também não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos seus PDIRD.

A realização dos Projetos Complementares está condicionada nesta proposta de PDIRG à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

## 2 DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO

Em linha com a proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTG identifica os projetos, e respetivo montante associado, para os quais solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI), a emitir pelo Concedente, e que inclui essencialmente os projetos relativos ao primeiro quinquénio de abrangência temporal desta proposta de PDIRG (período temporal 2022-2026).

Assume-se, assim, que os projetos de investimento para os quais o operador da RNTG não solicita DFI surgem nesta proposta de PDIRG 2021 como meramente indicativos daquilo que poderá ocorrer durante o segundo quinquénio do período de abrangência temporal do plano e que, se voltarem a constar de futuras edições de PDIRG com solicitação de DFI, serão então avaliados e poderão ver eventualmente tomada a respetiva DFI.

Esta prática foi de resto adotada na aprovação do PDIRGN 2017, com o Concedente a emitir DFI para projetos de investimento previstos para o primeiro quinquénio do período de abrangência temporal do plano em questão um total de 54,6 milhões de euros, incluindo todos os «Projetos Base» propostos pelo operador da RNTG, que totalizavam 49,1 milhões de euros e ainda 1,9 milhões relativos a projetos de ligação a pontos de entrega em Alta Pressão, classificados então como «Projetos Complementares». Adicionalmente, o concedente emitiu ainda DFI para um montante de 3,6 milhões de euros, relativos a investimento em «Projetos Base», mas anteriores a 2018.

Relativamente à proposta de PDIRGN 2019, o operador da RNTG solicitou uma Decisão Final de Investimento (DFI) para a totalidade dos «Projetos Base» a realizar no triénio 2020-2022, num montante total de 12,4 milhões de euros, incluindo a totalidade dos «Projetos Base» dedicados a «Remodelação e modernização de ativos (8,5 M€) e Gestão Técnica Glocal (3,9 M€). A ERSE desconhece que o Concedente se tenha pronunciado sobre a proposta de PDIRGN 2019.

Considerando os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, o operador da RNTG solicita decisão final de investimento (DFI) para projetos na Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e na Gestão Técnica Global, projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2022, 2023 e 2024, com valores da ordem dos 28,4 milhões de euros, bem assim como para os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines, que, pelas suas características e para cumprir com as datas propostas para entrada em serviço (2025 e 2026), necessitam igualmente de ter DFI já nesta proposta de PDIRG e que ascendem a 5,5 milhões de euros. O valor total de investimento

nestes projetos para os quais o operador da RNTG requer Decisão Final de Investimento (DFI) é, a custos totais, de cerca de **32,8** milhões de euros.

Pelas suas características, o operador da RNTG solicita igualmente DFI para a globalidade dos projetos de adaptação da RNTG e do AS do Carriço à introdução de misturas com hidrogénio. “Estes projetos pretendem preparar as infraestruturas da RNTG e AS do Carriço, de acordo com os objetivos decorrentes da Estratégia Nacional para o Hidrogénio e do Decreto-Lei n.º 62/2020”. O valor global do projeto, a custos totais, é de **45,1** milhões de euros, que equivale à verba total prevista até 2033. Verifica-se que desses 45,1 milhões de euros, somente 39,6 milhões de euros está previsto serem concretizados de 2022 a 2026, ficando 4,8 milhões de euros para serem concretizados no segundo quinquénio de 2027 a 2031 e 0,7 milhões de euros, em 2032 e 2033.

Assim, o valor a custos totais para o qual o operador da RNTG requer **DFI** é de **77,9** milhões de euros.

Uma análise mais pormenorizada aos projetos de investimentos constante da proposta de PDIRG 2021 veio, no entanto, a permitir detetar que o operador da RNTG identifica outros projetos na Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e na Gestão Técnica Global, cuja programação prevê que tenha, início ou sejam transferidos para exploração nos anos de 2025 e 2026 num valor de 13,9 milhões de euros, para além dos já referidos 5,5 milhões de euros associados aos projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines.

Deste modo e apesar do operador da RNTG solicitar que se considerem um valor para DFI inferior, a ERSE optou por considerar na sua análise um montante de 84,7 milhões de euros, que correspondem efetivamente ao conjunto de projetos que o operador da RNTG pretende transferir para exploração até 2026.

### 3 ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO E VALORIZAÇÃO DE BENEFÍCIOS

A ERSE sublinhou, nos seus Pareceres, a importância da apresentação de uma valorização dos benefícios e da necessidade de realização de análises benefício-custo associadas aos projetos de investimentos apresentados. Nesse sentido, no PDIRGN 2017, o operador da RNTG introduziu pela primeira vez uma quantificação dos benefícios decorrentes da concretização dos projetos propostos. Nessa edição de PDIRGN, o operador da RNTG apresentou a metodologia e apoio à decisão, referindo a avaliação dos

«Projetos Base» e «Projetos Complementares», através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos.

De acordo com a informação prestada pelo operador da RNTG na proposta de PDIRG 2021, “A arquitetura da abordagem ao apoio à decisão adotada para o PDIRG no âmbito da remodelação e modernização de ativos é, tal como no PDIRGN anterior, comum às três concessões. A proposta de PDIRGN 2017 apresentou, pela primeira vez, uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício que tem vindo a ser atualizada, processo este a que a presente proposta de PDIRG dá continuidade. Esta metodologia continuará a ser agrupada e interpretada de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos de remodelação e modernização (dos Projetos Base) agrupados em três conjuntos basilares com metodologias de análise forçosamente distintas:

- Melhoria Operacional;
- Adequação Regulamentar;
- Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil.

A metodologia utilizada para cada processo de decisão está fundamentada na proposta de PDIRG 2021, juntamente com a descrição do modelo lógico bem como a apresentação de cada um dos atributos que constituem a base e materialização da análise multicritério adotada.

A abordagem e metodologia utilizada apresenta limitações face à especificidade de cada projeto e às obrigações decorrentes da concessão uma vez que nem sempre é possível quantificar de modo sistemático o balanço entre os benefícios gerados e o custo da não realização do projeto ou porque não existe alternativa à realização do projeto. Será efetuada uma exposição dos pressupostos assumidos para os projetos mais relevantes.”

A proposta de PDIRG 2021 dá, assim, continuidade às melhorias introduzidas nas anteriores propostas de PDIRGN 2017 e 2019, quanto à metodologia adotada para realização de uma análise custo-benefício aos projetos propostos.

Na proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG conclui da aplicação da metodologia multicritério, que «os Projetos Base propostos e os Projetos Complementares avaliados não têm impacto na variação da capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem da capacidade de oferta, nem da capacidade de armazenamento».

No que diz respeito aos contributos recebidos da Consulta Pública, existem duas opiniões distintas sobre a metodologia Custo Benefício utilizada na proposta de PDIRG 2021.

Assim se, por um lado, existem contributos onde é referido que a metodologia é “suportada por análises multicritério custo-benefício (MCB), para a abordagem aos projetos ser desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás, Comissão Europeia (CE) e *Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology* (desenvolvida pelo ENTSOG).” e que “Os projetos apresentados no PDIRG desempenham um importante papel estrutural na cadeia de valor do SNG, sendo o seu impacto notado num alargado espectro de *stakeholders*” que “considera a metodologia adequada, na medida em que permite uma análise abrangente que não se limita a critérios quantitativos, devendo a ERSE continuar a contribuir para o seu melhoramento.” Por outro lado, existem outros contributos onde é referido que, “a análise Custo-Benefício necessita ser revista” com as mudanças profundas previstas para o setor do gás.”

Finalmente, ainda sobre os custos e benefícios dos projetos de investimento e os contributos da Consulta Pública realizada, a ERSE tinha questionado em que termos deveria ser realizado um “balanço intercalar de validação dos benefícios alcançados decorrentes de projetos já concretizados nas sucessivas edições de PDIRG”. Em resposta foi referido por um dos intervenientes (Conselho Consultivo) que “os projetos apresentados pelo operador da RNTG têm um carácter abrangente, que se manifesta de diversas formas ao longo da cadeia de valor. Por este motivo, a análise não deve esgotar-se nas funções primárias ORT, gestor do TNGL e gestor do AS. “, recomendando que a ERSE avalie de que modo esta validação poderia ser realizada.



## **A.8 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2021**

### **1. NOVO INVESTIMENTO PREVISTO NA PROPOSTA DE PDIRG 2021**

Na proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG salienta que os investimentos apresentados, relativos ao período 2022-2031, dizem respeito unicamente a projetos novos ou ainda não aprovados no quadro de apreciação dos PDIRG anteriores.

Na proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG propõe um montante total de investimento, a custos totais, de cerca de 136,7 milhões de euros, repartidos por 87,4 milhões de euros no primeiro quinquénio e 49,3 milhões no segundo quinquénio.

A 19 de dezembro de 2018, foi aprovado pelo Secretário de Estado de Energia o PDIRGN 2017 (2018-2027), com um montante total de 54,7 milhões de euros em projetos de investimento, relativos ao primeiro quinquénio (2018-2022), com a totalidade dos projetos aprovados a ser respeitantes a Projetos Base.

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.

Comparando as duas propostas de PDIRG, em termos de investimento proposto para os primeiros cinco anos de cada plano, constata-se um crescimento de cerca de 72% no valor total de transferências para exploração, passando de 50,9 milhões de euros na proposta de PDIRGN 2017 para 87,4 milhões de euros na atual proposta de PDIRG 2021, dos quais 39,6 milhões de euros se destina a projetos de hidrogénio.

Relativamente ao triénio 2022-2024, em que estão calendarizados os projetos de investimento que necessitam obrigatoriamente de Decisão Final de Investimento, a proposta de PDIRG 2021 propõe investimentos num total de 32,8 milhões de euros, ligeiramente abaixo dos 39,7 milhões de euros alvos de DFI nos primeiros 3 anos da proposta de PDIRGN 2017 aprovado.

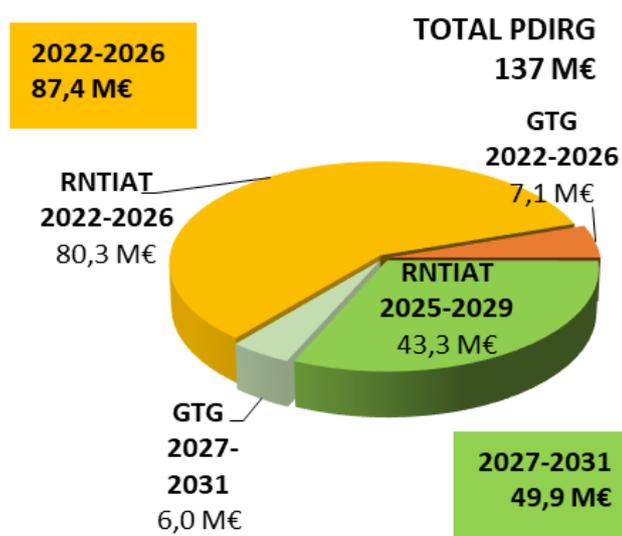
Neste montante estão incluídos os custos com os projetos de construção da 4.<sup>a</sup> baía de enchimento de cisternas e a com a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines, projetos que, pelas suas características e importância, irão respeitar as datas propostas para entrada em serviço, necessitando igualmente de ter DFI na atual proposta de PDIRG 2021.

Apesar de solicitar DFI, a emitir pelo Concedente, para projetos que abarcam um montante inferior, deixando de fora 12,6 milhões de euros de investimentos a entrar em exploração em 2025 e 2026 para a

próxima edição do PDIRG, a ERSE analisou o tipo de investimentos envolvidos e julgou dever considerar na sua análise o total de investimentos previstos até 2026.

A Figura A.8 - 1 ilustra esta repartição, permitindo ainda identificar o montante afeto à atividade dos operadores da RNTIAT e o afeto à atividade de Gestão Técnica Global.

Figura A.8 - 1- Investimento total proposto ao longo do horizonte da proposta de PDIRG 2021



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Tendo em conta a classificação efetuada pelo operador da RNTG, destaca-se o facto da totalidade dos 137 milhões de euros da proposta de PDIRG 2021 ser relativa a «Projetos Base». No entanto, o operador da RNTG trata separadamente os projetos relacionados com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, RNTG-H2 e AS-H2, desagregando temporalmente o investimento proposto ao longo dos 10 anos, como ilustra a Figura A.8 - 2.

Figura A.8 - 2 – Desagregação temporal do investimento em Projetos Base e em Projetos de Hidrogénio



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

## 2. INVESTIMENTO A CONCRETIZAR ATÉ 2026, APROVADO E PROPOSTO

Como referido no documento de enquadramento da Consulta Pública, a proposta de PDIRG 2021, que se analisa, caracteriza-se pelo facto de suceder à aprovação do PDIRGN 2017 (2018-2022) e à proposta de PDIRGN 2019 (2020-2024), ainda sem aprovação. Para além dos novos projetos, a atual proposta de PDIRG 2021 inclui alguns projetos apresentados na proposta de PDIRGN 2019, entretanto revistos e objetos de recalendarização.

Relembre-se que o PDIRGN 2017 prevê um investimento a realizar no total de 39,0 milhões de euros<sup>13</sup> milhões de euros, dos quais apenas **33,2** milhões de euros estão ainda por concretizar até 2022 (1.º ano de abrangência do horizonte do exercício da proposta de PDIRG 2021). A este total aprovado, acresce o montante inscrito na atual proposta de PDIRG 2021, de **87,4** milhões de euros, e ainda cerca de **9,5** milhões de milhão de euros de outro investimento aprovado não inscrito na proposta de PDIRG 2021, mas que o operador da RNTG prevê venha a entrar em exploração até 2026.

<sup>13</sup> O despacho do Sr. Secretário de Estado da Energia, de 19 de dezembro de 2018, que aprova o PDIRGN 2017, prevê um montante total de 54,6 M€, incluindo um montante de 3,6 M€ correspondente a obras realizadas anteriormente a 2018, que ainda não estavam aprovadas. Este valor global viria a ser atualizado, resultando numa redução do total aprovado em cerca de 12 milhões de euros. Este montante é desagregado por 49,1 milhões de euros em «Projetos Base» e 1,9 milhões de euros em «Projetos Complementares» (estes, incluindo 1,9 M€, dizem respeito a ligações a pontos de entrega na RNTG).

Assim, considerando que todos estes projetos são efetivamente aprovados pelo concedente, o montante total a concretizar durante o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRG 2021 (2022-2026) e a acrescentar à Base Regulada de Ativos totalizará **99,0** milhões de euros (**19,8** M€/ano) Quadro A.8 - 1.

**Quadro A.8 - 1 – Investimento aprovado e em apreciação (2022-2026)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL (M€) 2022-2026
PDIRGN 2017 (aprovado)*	9,9	18,5	10,7	-	-	-	-	39,1
Proposta de PDIRG 2021	-	-	9,1	13,6	13,9	21,2	29,7	87,4
Outros projetos	2,8	5,8	0,9	0	0	0	0	9,5
<b>Total (milhões euros)</b>	<b>12,7</b>	<b>24,4</b>	<b>20,7</b>	<b>13,6</b>	<b>13,9</b>	<b>21,2</b>	<b>29,7</b>	<b>99,0</b>

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

\* inclui 5,85 milhões de euros aprovados fora do âmbito do PDIRGN 2017, relativos a aquisição de gás de operação

Importa referir que, para efeitos desta análise e da construção de cenários de investimento a adotar no cálculo de impactos em proveitos e tarifas, a ERSE considerou os valores reais dos investimentos entrados em exploração até 2019, reportados no âmbito do processo de Tarifas 2021-2022. Para os anos seguintes, 2020 a 2026, foi considerada a informação previsional relativa aos montantes de investimentos a entrar em exploração reportados pelo operador da RNTG, a pedido da ERSE, aquando da preparação da consulta pública à proposta de PDIRG em detrimento da informação previsional reportada por este operador para efeitos do processo tarifário de 2021-2022.<sup>14</sup>

#### DESAGREGAÇÃO DO INVESTIMENTO POR INFRAESTRUTURA

Analisado o montante global de investimento a entrar em exploração até 2026, importa desagregar esse mesmo investimento por infraestrutura, designadamente RNTG, Terminal GNL e Armazenamento subterrâneo.

<sup>14</sup> Segundo o operador da RNTG, as diferenças observadas entre a informação previsional relativa aos montantes de investimentos reportados para efeitos do processo tarifário 2021-2022 e a informação reportada aquando da preparação da consulta pública estão relacionadas com a alteração do contexto, na medida que a informação previsional foi determinada num contexto pandémico muito adverso, que recomendava prudência. No entanto, com os planos de contingência implementados, e com o desenvolvimento mais favorável da atividade económica e da pandemia na 2ª metade de 2020, foi possível concluir muitos desses projetos que aquando da previsão da informação para as normas haviam sido estimados para 2021. Na mesma perspetiva, esta situação levou à recalendarização dos projetos de 2021 e 2022 para a sua conclusão antecipada à que havia sido considerada.

Rede Nacional de Transporte de Gás

Do montante total aprovado em sede de PDIRGN 2017, há um total de 18,8 milhões de euros a investir na RNTG entre 2020 e 2026, dos quais apenas 1,8 milhões de euros no 1.º ano do horizonte do primeiro quinquénio PDIRG 2021 (2022-2026). A este total aprovado, acresce o montante inscrito na atual proposta de PDIRG 2021, de **45,0** milhões de euros, e ainda cerca de **800** mil euros de outro investimento, não inscrito na proposta de PDIRG 2021, mas que o operador da RNTG prevê entrar em exploração até 2026.

Considerando que todos os projetos na RNTG são efetivamente aprovados pelo concedente, o montante total a concretizar durante o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRG 2021 (2022-2026) e a acrescentar à Base Regulada de Ativos totalizará **47,6** milhões de euros (**9,5** M€/ano).

**Quadro A.8 - 2 – Investimento aprovado e em apreciação na RNTG (2022-2026)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL (M€) 2022-2026
PDIRGN 2017 (aprovado)	3,5	13,6	1,8	-	-	-	-	1,8
Proposta de PDIRG 2021	-	-	6,1	9,2	9,5	13,8	6,4	45,0
Outros projetos	2,8	4,1	0,8	0	0	0	0	0,8
<b>Total (milhões euros)</b>	<b>6,3</b>	<b>17,7</b>	<b>8,7</b>	<b>9,2</b>	<b>9,5</b>	<b>13,8</b>	<b>6,4</b>	<b>47,6</b>

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Terminal de GNL

Do montante total aprovado em sede de PDIRGN 2017, há um total de 8,2 milhões de euros a investir no Terminal GNL entre 2020 e 2026, dos quais apenas 0,8 milhões de euros no 1.º ano do horizonte do primeiro quinquénio PDIRG 2021 (2022-2026). A este total aprovado, acresce o montante inscrito na atual proposta de PDIRG 2021, de **13,4** milhões de euros, e ainda **100** mil euros de outro investimento, não inscrito na proposta de PDIRG 2021, mas que o operador da RNTG prevê entrar em exploração até 2026.

Considerando que todos estes projetos na RNTG estarão efetivamente aprovados pelo concedente, o montante total a concretizar durante o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRG 2021 (2022-2026) e a acrescentar à Base Regulada de Ativos totalizará **14,3** milhões de euros (**2,9** M€/ano).

**Quadro A.8 - 3 – Investimento aprovado e em apreciação no Terminal GNL (2022-2026)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL (M€) 2022-2026
PDIRGN 2017 (aprovado)	5,3	2,1	0,8	-	-	-	-	8,2
Proposta de PDIRG 2021	-	-	2,3	2,6	2,6	4,1	1,9	13,4
Outros projetos	0	1,1	0,1	0	0	0	0	0,1
<b>Total (milhões euros)</b>	<b>5,3</b>	<b>3,1</b>	<b>3,2</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>4,1</b>	<b>1,9</b>	<b>14,3</b>

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

### Armazenamento Subterrâneo

Do montante total aprovado em sede de PDIRGN 2017, há um total de 12,0 milhões de euros a investir no Armazenamento Subterrâneo entre 2020 e 2026, dos quais 8,1 milhões de euros no 1.º ano do horizonte do primeiro quinquénio PDIRG 2021 (2022-2026). A este total aprovado, acresce o montante inscrito na atual proposta de PDIRG 2021, de **29,0** milhões de euros, e ainda **100** mil euros de outro investimento, não inscrito na proposta de PDIRG 2021, mas que o operador da RNTG prevê entrar em exploração até 2026.

Considerando que todos estes projetos na RNTG estarão efetivamente aprovados pelo concedente, o montante total a concretizar durante o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRG 2021 e a acrescentar à Base Regulada de Ativos totalizará **37,1** milhões de euros (**7,4** M€/ano).

**Quadro A.8 - 4 – Investimento aprovado e em apreciação no Armazenamento Subterrâneo (2022-2026)**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL (M€) 2022-2026
PDIRGN 2017 (aprovado)	1,0	2,9	8,1	-	-	-	-	8,1
Proposta de PDIRG 2021	-	-	0,6	1,8	1,8	3,2	21,5	29,0
Outros projetos	0	0,6	0,1	0	0	0	0	0,1
<b>Total (milhões euros)</b>	<b>1,0</b>	<b>3,5</b>	<b>8,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>3,2</b>	<b>21,5</b>	<b>37,1</b>

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

## A.9 ANÁLISE DOS MONTANTES DE INVESTIMENTO PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2021

### 1. PROJETOS BASE

Os projetos de investimento classificados como «Projetos Base» totalizam no primeiro quinquénio, 2022-2026, cerca de 87,4 milhões de euros, divididos em três blocos de investimento.

O primeiro bloco está associado à «atividade de transporte de gás», à «atividade de receção, armazenamento e regaseificação de GNL» e à «atividade de armazenamento subterrâneo», com 40,7 milhões de euros, no total das três atividades.

No essencial, estes investimentos são destinados a:

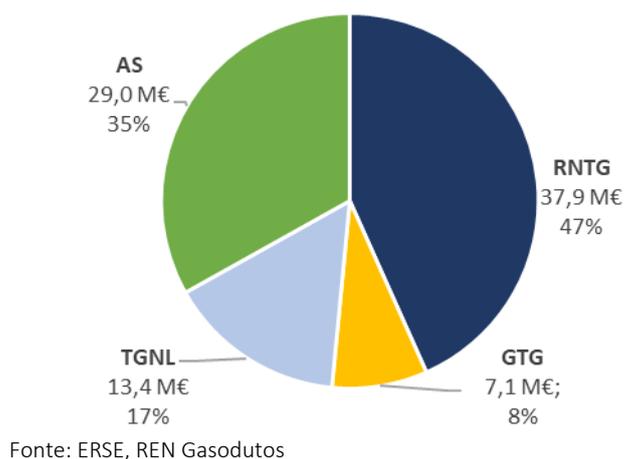
- a) projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- b) projetos de gestão integrada de vegetação;
- c) projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega aos ORD, em AP e as interligações);
- d) projetos destinados ao cumprimento de compromissos previamente acordados com clientes em AP e/ou com os ORD relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos dos operadores das redes de distribuição considerados nos seus PDIRD;

Já o segundo bloco de projetos de investimentos diz respeito à atividade de Gestão Técnica Global, com um investimento de 7,1 milhões de euros, dividido em: 1) ferramentas de suporte às atividades do Gestor Técnico Global da REN Gasodutos (GTG); 2) Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS); e 3) instalações do Despacho Principal de Bucelas (DPB).

O terceiro bloco de investimentos diz respeito a projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço, de acordo com o enquadramento dado no DL nº62/2020 e na RCM nº63/2020, que 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. Totaliza no primeiro quinquénio 2022-2026 cerca de 39,6 milhões de euros, divididos pelas duas infraestruturas, em 13,3 milhões de euros e 26,3 milhões de euros, respetivamente

Em termos de infraestruturas, o investimento proposto em «Projetos Base» distribui-se de acordo com a Figura A.9 - 1, com quase metade do investimento total a concretizar na RNTG.

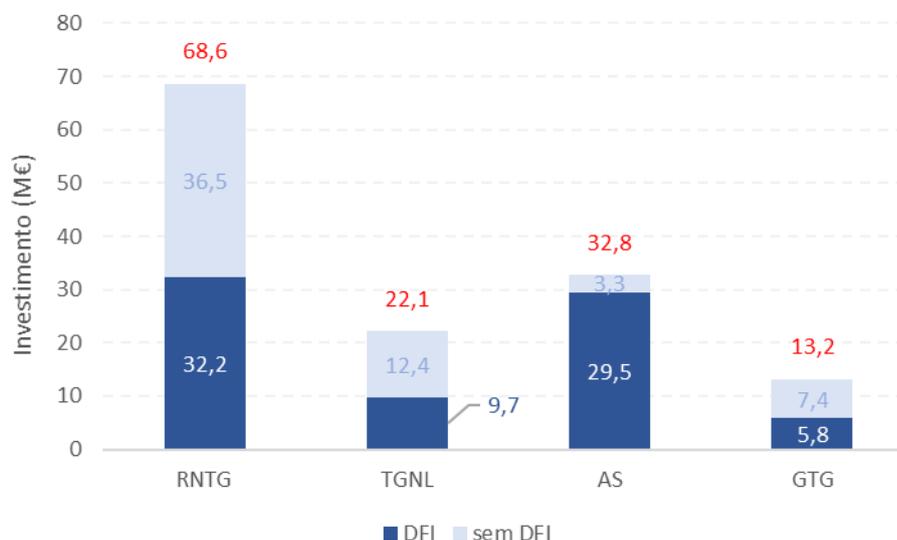
**Figura A.9 - 1 – «Projetos Base» – distribuição do investimento proposto por infraestrutura no quinquénio 2022-2026**



De acordo com a proposta de PDIRG 2021, o operador da RNTG solicita uma Decisão Final de Investimento (DFI) para cerca de 77,2 milhões de euros, incluindo 32,8 milhões de euros destinados a projetos na Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e na Gestão Técnica Global, projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2022, 2023 e 2024, bem assim como para os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines, que, pelas suas características e para cumprir com as datas propostas para entrada em serviço, necessitam igualmente de ter DFI já nesta proposta de PDIRG. Pelas suas características, o operador da RNTG solicita igualmente DFI para a globalidade dos projetos de adaptação da RNTG e do AS do Carriço à introdução de misturas com hidrogénio. “Estes projetos pretendem preparar as infraestruturas da RNTG e AS do Carriço, de acordo com os objetivos decorrentes da Estratégia Nacional para o Hidrogénio e do Decreto-Lei n.º 62/2020”. O valor global do projeto, a custos totais, é de **45,1** milhões de euros, que equivale à verba total prevista até 2033.

A Figura A.9 - 2 permite ilustrar, para cada infraestrutura, a distribuição dos montantes investimentos para os quais o operador da RNTG solicita DFI face ao valor total inscrito na proposta.

Figura A.9 - 2 – «Projetos Base» – Decisão Final de Investimento



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

#### REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS EM EXPLORAÇÃO

Para os projetos incluídos neste bloco, num total de 38,6 milhões de euros a custos totais no primeiro quinquénio, o operador da RNTG desagrega os investimentos em cada infraestrutura em três finalidades:

- Melhoria operacional: Projetos cuja análise técnica e económica indica vantagens operacionais sejam estas ao nível da redução do incremento de custos de operação, eficiência, segurança ou qualidade ou ainda que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado. Estes projetos estão intrinsecamente associados à continuidade da garantia de segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço e têm por base a conformidade com análises multicritério bem como a avaliação realizada sobre o estado dos ativos em serviço e as suas condições de operação e segurança.
- Adequação regulamentar: Projetos que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector, nomeadamente, nos regulamentos publicados pela ERSE e na regulamentação técnica das infraestruturas. São projetos relacionados com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e acondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, tal como descrito nos capítulos seguintes e sem alternativa à sua execução.
- Gestão fim vida útil de ativos: Resultam da análise ao estado dos equipamentos instalados na RNTIAT e seu desempenho, ponderado pelo nível de risco associado. Estas decisões de

investimento têm por base uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no «Indicador do Estado do Ativo (IE)», que reflete a obsolescência dos mesmos e *know how* sobre as tecnologias, não tendo em conta apenas a idade económica, mas também: 1) a necessidade de antever os futuros volumes de investimento e evitar picos de investimento que oneram excessivamente o sistema; 2) a relevância de informar de forma transparente e sustentada sobre a motivação para substituição de ativos; 3) a utilidade de envolver os fornecedores tecnológicos no processo de planeamento do investimento.

Para além dos investimentos resultantes da continuação dos programas de substituição ou reabilitação de equipamento em final da sua vida útil, o operador da RNTG refere também alguns dos investimentos agora apresentados pela primeira vez, tais como o reforço da capacidade de monitorização remota da rede de estações, a instalação de novas unidades recetoras e lançadoras de inspeção em linha ou a construção da 4ª baía de enchimento de camiões cisterna no TGNL de Sines e o investimento relacionado com a instalação de novos cabeços de amarração no TGNL de Sines. Foram também identificados novos projetos de melhoria operacional e novas atividades de adequação regulamentar.

O operador da RNTG refere que o investimento inscrito na proposta, entre 2022-2026, resulta essencialmente de programas de substituição de equipamento em final de fim de vida útil já iniciadas no âmbito do PDIRGN 2017, a partir de 2018.

De modo mais desagregado, a Figura A.9 - 3 apresenta a desagregação temporal dos «Projetos Base», prevista na proposta de PDIRG 2021 para o primeiro quinquénio, e para os quais o operador da RNTG solicita uma Decisão Final de Investimento (aprovação, reprovação ou adiamento).

O Quadro seguinte apresenta o valor anual do investimento respetivo a custos diretos externos. Por sua vez, são também apresentados os encargos de estrutura, gestão e financeiros pelo que estão também disponibilizados os encargos de cada projeto de investimento.

Quadro A.9 - 1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRG 2021 para os «Projetos Base»

Projetos Base - Investimentos (M€)	2022 a 26	2027 a 31	2022 a 31	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031
<b>RNTG - REN Gasodutos</b>	<b>24,6</b>	<b>27,5</b>	<b>52,1</b>	<b>3,2</b>	<b>4,9</b>	<b>5,3</b>	<b>7,</b>	<b>4,2</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>	<b>5,5</b>
Remodelação e Modernização	20,5	23,3	43,9	2,5	4,1	4,3	6,1	3,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Gestão integrada de vegetação	1,9	1,6	3,5	0,4	0,4	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	0,0	0,0	0,0										
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	2,2	2,5	4,7	0,3	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>AS - REN Armazenagem</b>	<b>2,6</b>	<b>2,3</b>	<b>5,0</b>	<b>0,2</b>	<b>1,0</b>	<b>0,5</b>							
Remodelação e Modernização	2,4	2,1	4,5	0,2	0,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	0,2	0,2	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Terminal de GNL - REN Atlântico</b>	<b>13,4</b>	<b>8,7</b>	<b>22,1</b>	<b>2,3</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>4,1</b>	<b>1,9</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>
Remodelação e Modernização	12,2	7,9	20,1	2,1	2,4	2,4	3,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	1,2	0,8	2,0	0,2	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Gestão Técnica Global</b>	<b>7,1</b>	<b>6,</b>	<b>13,2</b>	<b>2,9</b>	<b>2,1</b>	<b>,8</b>	<b>,9</b>	<b>,5</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>
GTG, RTS, DPB	6,5	5,5	12,0	2,6	1,9	0,7	0,8	0,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	0,6	0,5	1,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total RNTIAT</b>	<b>47,8</b>	<b>44,5</b>	<b>92,4</b>	<b>8,7</b>	<b>10,6</b>	<b>9,1</b>	<b>12,4</b>	<b>7,1</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>
<b>Total RNTIAT @CDE</b>	<b>43,5</b>	<b>40,5</b>	<b>84,0</b>	<b>7,9</b>	<b>9,6</b>	<b>8,3</b>	<b>11,3</b>	<b>6,4</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	4,3	4,0	7,2	0,8	1,0	0,8	1,1	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
<b>Projetos Hidrogénio - (M€)</b>	<b>2022 a 26</b>	<b>2027 a 31</b>	<b>2022 a 31</b>	<b>2 022</b>	<b>2 023</b>	<b>2 024</b>	<b>2 025</b>	<b>2 026</b>	<b>2 027</b>	<b>2 028</b>	<b>2 029</b>	<b>2 030</b>	<b>2 031</b>
<b>AS - H2</b>	<b>26,3</b>	<b>1,5</b>	<b>27,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>26,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	2,4	0,1	2,5	0	0	0	0	2,4	0	0	0	0	0
<b>Total AS - H2</b>	<b>26,3</b>	<b>1,5</b>	<b>27,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>26,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5</b>
<b>Total AS - H2 @CDE</b>	<b>23,9</b>	<b>1,3</b>	<b>25,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>23,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>
<b>Projetos Hidrogénio - (M€)</b>	<b>2022 a 26</b>	<b>2027 a 31</b>	<b>2022 a 31</b>	<b>2 022</b>	<b>2 023</b>	<b>2 024</b>	<b>2 025</b>	<b>2 026</b>	<b>2 027</b>	<b>2 028</b>	<b>2 029</b>	<b>2 030</b>	<b>2 031</b>
<b>RNTG - H2</b>	<b>13,3</b>	<b>3,3</b>	<b>16,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>13,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,3</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	1,2	0,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
<b>Total RNTG - H2</b>	<b>13,3</b>	<b>3,3</b>	<b>16,6</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>13,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,3</b>
<b>Total RNTG - H2 @CDE</b>	<b>12,1</b>	<b>3,0</b>	<b>15,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>
<b>PDIRGN 2021 (M€)</b>	<b>2022 a 26</b>	<b>2027 a 31</b>	<b>2022 a 31</b>	<b>2 022</b>	<b>2 023</b>	<b>2 024</b>	<b>2 025</b>	<b>2 026</b>	<b>2 027</b>	<b>2 028</b>	<b>2 029</b>	<b>2 030</b>	<b>2 031</b>
<b>Total RNTIAT Projetos Base</b>	<b>87,4</b>	<b>49,3</b>	<b>136,7</b>	<b>8,7</b>	<b>10,6</b>	<b>9,1</b>	<b>12,4</b>	<b>46,6</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>8,9</b>	<b>13,7</b>
<b>Total RNTIAT @CDE</b>	<b>79,5</b>	<b>44,8</b>	<b>124,3</b>	<b>7,9</b>	<b>9,6</b>	<b>8,3</b>	<b>11,3</b>	<b>42,4</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>8,1</b>	<b>12,4</b>
Encargos de estrutura, gestão e financeiros (10%)	7,9	4,5	11,2	0,8	1,0	0,8	1,1	4,2	0,8	0,8	0,8	0,8	1,2

Fonte: REN Gasodutos

### Análise e Comentários

O conjunto de projetos atrás descrito, e classificado pelo operador da RNTG como «Projetos Base», diz respeito a três blocos de projetos:

Um primeiro bloco de projetos cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica do operador sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente e onde se inclui a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines.

A generalidade dos contributos de entidades que participaram na consulta pública não inclui qualquer reserva quanto a este conjunto de «Projetos Base», considerando que é fundamental garantir a fiabilidade da operação das infraestruturas e a qualidade dos serviços associados ao setor de gás.

Deste modo, a ERSE não identifica qualquer motivo para que não seja emitida Decisão Final de Investimento para este primeiro conjunto de projetos identificados pelo operador da RNTG como prioritários, num total de 30,6 milhões de euros a investir entre 2022-2024. Inclui-se aqui o projeto da instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines, que, pelas suas características e para cumprir com as datas propostas para entrada em serviço, necessita igualmente de ter DFI já nesta proposta de PDIRG.

No entanto, e no que à substituição de ativos em fim de vida útil diz respeito, tal como já havia feito no Parecer à proposta de PDIRGN 2019, a ERSE recomenda que, em sede da próxima proposta de PDIRG 2023, seja incluída uma análise de sensibilidade à vida útil efetiva dos ativos, e não apenas à vida útil contabilística, na medida que é esperada uma menor utilização das infraestruturas, fruto da transição energética e da descarbonização da economia.

Sendo uma novidade, importa destacar a inclusão, neste bloco de «Projetos Base» de um investimento para o qual é solicitado DFI, relativo a “Gestão integrada de vegetação”, num valor de 2,0 milhões de euros. Sobre este investimento, a ERSE considera que, independentemente da evidência da necessidade da sua concretização, gastos desta natureza devem ser contabilizados como gastos de exploração, à semelhança do tratamento que tem sido adotado no setor elétrico. Desta forma protegem-se os interesses dos consumidores na medida em que os gastos são ressarcidos, mas não são sujeitos a remuneração.

Um segundo bloco de projetos inclui o projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no Terminal de GNL de Sines. O investimento deste projeto está proposto para 2024 e 2025, mas pelas suas características e para cumprir com as datas propostas para entrada em serviço, necessita igualmente de ter DFI já nesta proposta de PDIRG.

A informação apresentada pela REN sobre a utilização atual das baías de enchimento do terminal de GNL de Sines indica que o valor nominal do número máximo diário de carregamentos foi ultrapassado em 8 dias em 2020. Em simultâneo a previsão da proposta de PDIRG 2021 apresenta, no cenário inferior, uma TMCA no período de 2021 a 2026 de 9,2%, sendo razoável esperar que o n.º de carregamentos cresça ainda por algum tempo antes de os efeitos da política energética de descarbonização produzirem efeitos, o que é espetável a partir de 2030.

Sobre o investimento na 4ª baía de enchimento de camiões no terminal GNL de Sines, encontram-se nos comentários recebidos na Consulta Pública realizada duas posições opostas.

Numa delas, o Conselho Consultivo considera que, “tendo em atenção o incremento da distribuição de GNL para novas UAG e para a Região Autónoma da Madeira, bem como para postos de enchimento veicular, considera adequado e necessário o investimento na construção da 4ª baía de carregamento de cisternas no TGNL de Sines. Com efeito, a manter-se a evolução do investimento em UAG observada nos últimos anos, com o conseqüente aumento da utilização do serviço de carregamento de cisternas, a não realização deste investimento pode comprometer a segurança de abastecimento a estas infraestruturas, em particular em períodos de ponta, como o Inverno. Sendo o financiamento da construção da nova baía suportado pelo valor recuperado através do preço do serviço de carregamento de GNL em cisternas, estará assegurada a minimização de eventuais impactos financeiros no SNG, o que mais suporta uma decisão favorável a este investimento.”

Em contrapartida a outra opinião refere que “considerando o desfasamento dos cenários de procura, ..., a necessária menor utilização de gás fóssil e não serem realizados investimentos de longa duração em combustíveis fósseis, não consideramos o investimento adequado” e “Tendo em conta as estratégias europeias e nacionais de descarbonização, assim como a correspondente redução de importações de gás fóssil, essa entidade considera que se trata de um investimento de elevado risco para os consumidores”.

Uma vez que, em sede de consulta pública, foram levantadas questões sobre este investimento, recomenda-se ao operador do Terminal de GNL de Sines que, em sede de proposta final de PDIRG 2021, aprofunde os argumentos e os dados que fundamentam a necessidade de investimento no projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas no Terminal de GNL de Sines, num valor previsto de **3,3 milhões de euros**, a custos totais, a investir entre 2024-2025, de modo a facilitar a ponderada tomada de DFI por parte do Concedente.

Finalmente o terceiro bloco de projetos também classificados como «Projetos Base» está, segundo o operador da RNTG, associado 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 e na RCM n.º. 63/2020, que estipula percentagens de introdução de Hidrogénio nas redes de gás do SNG, para a implementação da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Nos contributos da Consulta Pública, são levantadas várias dúvidas e identificada a necessidade de reflexões sobre o papel futuro da atual rede de transporte de gás na descarbonização, a sua relação com o hidrogénio, se deverão existir redes locais exclusivas dos consumidores industriais, reguladas ou não, como será feito o transporte de hidrogénio para a Europa, a adaptação dos consumidores industriais, a eletrificação dos consumidores domésticos (relacionada com o autoconsumo e as comunidades de energia

loais). No entanto o contexto legislativo atual é claro e a alínea g) do número 2 do artigo 17º do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, estabelece que “Constituem obrigações de serviço público das concessionárias”, “A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases”.

Enquadram-se nesta obrigação os projetos agora referidos. No que diz respeito à rede nacional de transporte de gás, são referidos estudos para confirmar e certificar a adequação da RNTG à introdução de misturas com hidrogénio. Adicionalmente são identificadas questões a estudar relacionadas com os sistemas de controlo, o equipamento de superfície, e com os equipamentos de análise e medição. Sobre o armazenamento subterrâneo do Carriço, para além de um conjunto de estudos e avaliações técnicas específicas às cavidades salinas, mas comuns aos da RNTG, já no que diz respeito aos equipamentos de superfície são identificados investimentos significativos nos grupos motor/compressor de alta pressão e referida a necessidade de adaptação e reforço da atual instalação elétrica, se for aprovada a nova solução de motorização elétrica proposta.

Pelas suas características, o operador da RNTG solicita igualmente DFI para a globalidade dos projetos de adaptação da RNTG e do AS do Carriço à introdução de misturas com hidrogénio, sendo o valor global do projeto, a custos totais, de **45,1** milhões de euros, que equivale à verba total prevista até 2033.

No que diz respeito à instalação de armazenamento subterrâneo, a proposta de PDIRG 2021 refere que “os motores de combustão interna (ciclo OTTO a gás natural) atualmente em funcionamento na instalação de armazenamento subterrâneo não estão preparados para fazer face aos níveis de hidrogénio considerados no âmbito deste projecto. O teor de hidrogénio presente no gás natural, para além de outros efeitos, aumenta a pressão de combustão no interior dos cilindros dos motores o que obriga a uma reconfiguração destes. Tal não é possível visto os mesmos estarem descontinuados. Estes motores completam 33 anos em 2030 o que pressupõe a sua substituição por uma tecnologia de motorização mais moderna. Tendo em conta, não apenas as crescentes percentagens de hidrogénio na mistura de gás, mas também a adequação ao regime de exploração (com arranques e paragens frequentes) e a eficiência global do sistema. A solução apresentada inclui a substituição dos atuais motores por uma tecnologia de motorização elétrica. No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos será necessária a adaptação e reforço da atual instalação elétrica. O projeto implica a substituição/reconfiguração do sistema de controlo de processo e segurança de modo a integrar os novos motores, compressores, circuitos de processo e sistema eléctrico.”

A este projeto corresponde um investimento proposto para entrar em exploração em 2026 no valor de 23,1 milhões de euros.

Como foi referido existe toda a legitimidade do operador da RNTG para planejar investimentos que permitam a receção de outros gases nas suas infraestruturas. No entanto os investimentos em jogo são elevados e a ERSE considera que o Concedente antes de emitir DFI para este terceiro grupo de projetos de investimento deveria ter informação mais aprofundada sobre os estudos a realizar e as alterações a introduzir. Existirão possivelmente sinergias em realizar esses estudos em conjunto com outros operadores de redes de transporte ou de armazenamento subterrâneo, como o operador da rede interligada, em conjunto, por exemplo, com industriais do setor do hidrogénio. Por outro lado, face às questões identificadas em termos de segurança N-1, as alterações propostas nos motores e compressores deveriam incorporar conjuntos com maior capacidade e flexibilidade, tirando partido da capacidade das cavidades existentes.

Em resumo, a ERSE identifica a necessidade da proposta final de PDIRG 2021, a ser preparada pelo operador da RNTG na sequência dos Pareceres da ERSE e da DGEG, detalhar mais adequadamente a necessidade dos vários estudos a realizar para preparação das infraestruturas para misturas de outros gases, de modo a permitir uma decisão fundamentada por parte do Concedente autorizando ou não a sua aprovação.

De referir que a proposta de PDIRG 2021 identifica que o operador da RNTG se candidatou, para este terceiro grupo de projetos relacionados com a preparação das infraestruturas para a mistura com hidrogénio, ao *Innovation Fund* da Comissão Europeia, tendo a ERSE sido informada posteriormente de que essa candidatura não tinha tido sucesso.

## 2. CENÁRIOS DE INVESTIMENTO ERSE

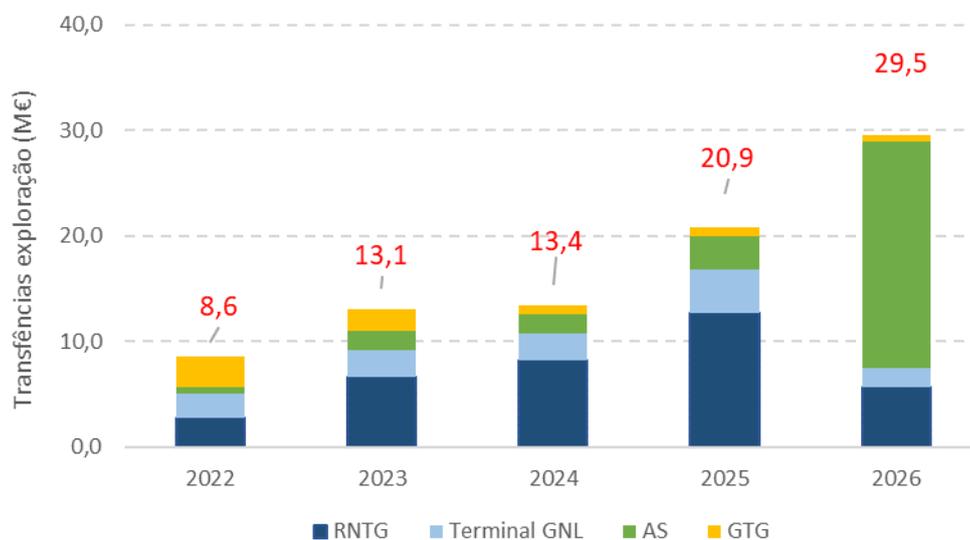
Tendo por base os comentários recebidos durante a Consulta Pública à proposta de PDIRG 2021 sobre a necessidade dos Projetos Base num montante total proposto para o primeiro quinquénio de 85,4 milhões de euros, já contemplando a recomendação da ERSE relativa à gestão integrada de vegetação, é definido o seguinte cenário final de investimento, que se considera justificado e necessário para o primeiro quinquénio:

Quadro A.9 - 2 – Cenário Final de Investimento ERSE PDIRG 2021 (milhões de euros)

	TOTAL	2022	2023	2024	2025	2026
RNTG	35,9	2,7	6,6	8,2	12,7	5,6
Terminal GNL	13,4	2,3	2,6	2,6	4,1	1,9
Arm. Subterrâneo	29,0	0,6	1,8	1,8	3,2	21,5
GTG	7,1	2,9	2,1	0,8	0,9	0,5
RNTIAT	85,4	8,6	13,1	13,4	20,9	29,5

Fonte: ERSE, REN Gasodutos

Figura A.9 - 3 – Cenário Final de Investimento ERSE PDIRG 2021



Fonte: ERSE, REN Gasodutos

### 3. PROJETOS COMPLEMENTARES

A proposta de PDIRG 2021 agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, cujos objetivos, de acordo com o operador da RNTG, “se encontram condicionados a fatores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SNG em ambiente de mercado e sustentabilidade”. São eles:

- Projeto Complementar de Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio;

- Adaptação do Cais do TGNL de Sines para abastecimento de GNL no âmbito do *Small Scale LNG (SSLNG)*;
- Projeto Complementar da 1ª Fase da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha.

Apesar de os referir, o operador da RNTG faz apresentações genéricas destes projetos e não solicita qualquer DFI para este conjunto de Projetos Complementares.



## **A.10 FUTURO DO SETOR DO GÁS EM PORTUGAL E NA EUROPA**

Neste capítulo é feita uma síntese dos contributos mais relevantes recebidos dos diversos intervenientes na Consulta Pública realizada pela ERSE à proposta de PDIRG 2021.

### **A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E A PROPOSTA DE PDIRG 2021**

Um contributo “considera positiva a abordagem do ORT em limitar as iniciativas propostas à adequação da infraestrutura face aos objetivos fixados para 2030”, outro salienta que de acordo com o PDIRG ainda não é conhecido o comportamento das infraestruturas de aço ao hidrogénio pelo que existe risco e a incerteza de um investimento que tem uma componente relevante de inovação. Assim a “incorporação de hidrogénio na rede de gás deverá ser uma opção transitória e única no tempo necessária ao desenvolvimento de uma cadeia de valor do hidrogénio em Portugal. Esta opção não poderá ser uma alternativa, mas sim a fase que antecederá o desenvolvimento de uma rede dedicada ao hidrogénio que liga clusters de produção e de consumo de hidrogénio. É importante que os diferentes decisores e instituições do setor da energia assumam esta perspetiva de início, sob pena de no futuro serem feitos *retrofits* sucessivos, complexos e caros de aumento da percentagem de incorporação de hidrogénio (tanto na rede de gás, como nos equipamentos de consumo), a pretexto de não se assumir os custos afundados desta opção inicial. Na prática, estes ciclos de *retrofit* adiarão a adoção de novos processos baseados em hidrogénio puro, reduzindo os benefícios da transição para uma economia inovadora e limpa, e prolongarão a utilização de gás fóssil.”

### **CONVERSÃO DA RNTG NA REDE NACIONAL DE HIDROGÉNIO**

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

O Conselho Tarifário acrescenta, a propósito da informação da proposta de PDIRG 2021 de que «as projeções atuais de investimento para garantir em redes existentes a compatibilidade total com hidrogénio, apontam para cerca de 10-15% do valor de investimento de uma rede equivalente nova», que

“tendo em conta (i) a natureza meramente indicativa das trajetórias de incorporação de hidrogénio para o horizonte 2040-2050, que serão certamente alvo de clarificação e decisão futura pelo Concedente, (ii) o conhecimento existente sobre a matéria que carece de aprofundamento, deverá existir máxima ponderação na abordagem aos projetos de investimento que venham a ser considerados no âmbito do eixo nacional de transporte de hidrogénio em futuros PDIRG, assegurando a necessária análise custo-benefício. Tratando-se de investimentos muito elevados e resultantes de opções de política energética, exigirá o recurso a fontes de financiamento comunitárias e/ou nacionais antecipadamente previstas com o propósito de minimizar o impacto tarifário destes futuros projetos”.

### **ALOCÇÃO DE CUSTOS DOS PROJETOS DE HIDROGÉNIO**

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

O mesmo contributo adianta que “Não devem ter como base fontes de financiamento público necessários ao apoio inicial ao desenvolvimento de outros componentes da cadeia de valor (ex: produção de hidrogénio ou I&D de novos processos industriais). Tal teria um efeito negativo sobre o desenvolvimento de cadeias de valor de hidrogénio verde. Esta opção não deverá resultar em investimentos na adaptação de equipamentos industriais que adiem investimentos futuros para a utilização de hidrogénio puro. Este risco industrial de *lock in* deve ser mitigado, sob pena de as empresas não terem capacidade financeira de fazer investimentos transformadores em processos baseados em hidrogénio puro, e prolongar-se o consumo de gás fóssil. O objetivo deverá estar centrado na transformação de processos industriais para cadeias de valor zero emissões (hidrogénio verde 100%, eletrificação e/ou outras opções). A transformação de processos industriais para cadeias de valor zero emissões é precisamente a opção que permite o desenvolvimento de novas atividades de alto valor acrescentado e com perfil exportador, contribuindo assim para o crescimento e transformação da economia nacional.”

É de referir, contudo, que as alíneas e) e g) do número 2 do artigo 17.º do DL n.º 62/2020, estabelecem que “Constituem obrigações de serviço público das concessionárias:

e) A promoção da eficiência energética, da descarbonização do SNG, da utilização racional dos recursos, a proteção do ambiente e a contribuição para o desenvolvimento equilibrado do território;

g) A capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para a receção de outros gases.”

#### **REINÍCIO DO CICLO DE ANÁLISE**

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

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

#### **ROTEIRO PARA REDE DEDICADA AO HIDROGÉNIO PURO**

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

Esse contributo continua referindo que “por este motivo, é fundamental desde logo identificar quais são os setores em que se perspetiva a utilização do hidrogénio puro e desenvolver a futura rede e cadeias de valor de hidrogénio (incluindo equipamentos e processos) em função da utilização do hidrogénio puro. Tal

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

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

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

#### **ELETRIFICAÇÃO DO CONSUMO**

Um dos contributos refere que “Deverá ser analisada a forma como o *blending* de H<sub>2</sub> se compatibiliza com as iniciativas de produção no local de consumo que alguns industriais estão a desenvolver” mas, adicionalmente, deverão ser tidos em conta os custos de adaptação das infraestruturas derivados da injeção de H<sub>2</sub> na rede, nomeadamente, custos de adaptação das redes públicas de transporte e distribuição de gás, assim como os custos de adaptação das instalações de utilização dos clientes de gás, sejam

produtores de eletricidade, industriais ou domésticos”. Assim, “os usos domésticos de gás natural poderão ser afetados por misturas crescentes de H<sub>2</sub>, que se traduzirão em custos de adaptação das caldeiras e aquecedores domésticos, pelo que deverá ser analisado se é mais benéfica a substituição do gás natural por H<sub>2</sub> para uso doméstico ou se será mais económica e eficiente a opção por outras alternativas para descarbonizar, como a eletrificação direta.

Adicionalmente, tendo em conta que, por um lado, está previsto o decréscimo de consumo de gás, acompanhado pela eletrificação do consumo, e por outro lado, a política energética determina o aumento dos níveis de injeção de H<sub>2</sub> no sistema de gás, com investimentos associados, deveria ser analisado se o *blending* de H<sub>2</sub> é o caminho mais custo-eficaz para a descarbonização da economia nacional, ou se o futuro do H<sub>2</sub> não passará antes por priorizar uma produção e utilização descentralizada, tendo como alvo prioritário os consumos de gás, ou outras energias, nos quais não há uma alternativa de eletrificação (usos industriais de alta temperatura, usos do gás como matéria prima, mobilidade pesada, etc.) e onde o país poderia beneficiar de uma maior redução de emissões de CO<sub>2</sub> por euro investido.”

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

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

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

#### **ADAPTAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DE CONSUMO À INTRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO**

Um dos contributos refere que “Não deve ser antecipada qualquer decisão a respeito do financiamento da adaptação das instalações de consumidores de gás sem que, previamente, seja realizado um estudo por

parte do ORT, em articulação com os clientes ligados à RNTG, sobre os reais impactos nas instalações e processos produtivos dos clientes relativamente à introdução do hidrogénio nas redes e respetivos custos previstos para as adaptações necessárias. O número de clientes ligados em Alta Pressão (AP) é relativamente reduzido, sendo estes clientes com elevados níveis de conhecimento técnico sobre a utilização dos diferentes tipos de gás passíveis de introdução no SNG, o que facilitará a análise e apuramento de valores.”

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

#### **PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO**

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

Continua esse contributo referindo que nessa medida “não se compreende a necessidade de criação desta nova classe de investimentos para fazer face às alterações climáticas, principalmente numa rede de manutenção e obsolescência.

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

Esse contributo conclui que “É importante que as tomadas de decisão sejam realizadas de forma transparente, pelo que devem ser baseadas em instrumentos legislativos, e não ser alvo de decisões casuísticas pouco fundamentadas e voláteis.”

### A.11 ANÁLISE DE IMPACTES NOS PROVEITOS E NAS TARIFAS

A realização dos investimentos incluídos na proposta de PDIRG 2021 impactarão nos custos das atividades reguladas de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL; de Armazenamento Subterrâneo de Gás; de Transporte de Gás e de Gestão Técnica Global do Sistema (GTG), por via da alteração das componentes dos custos de capital e dos custos de exploração.

Esta alteração dos custos impactará na definição dos proveitos permitidos dos operadores das atividades suprarreferidas e, conseqüentemente, nas tarifas de acesso às infraestruturas e redes que recuperam esses proveitos, e que são pagas pelos consumidores de gás. Naturalmente, estes impactes tarifários dependerão igualmente da evolução da procura de gás e, no caso particular das tarifas de uso da rede de transporte, do gás veiculado por esta rede.

Na proposta de PDIRG 2021, os projetos de investimento são classificados em dois grupos distintos: «Projetos Base» e «Projetos Complementares». Nos capítulos A.8 e **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** deste Parecer é apresentada uma análise detalhada dos montantes de investimento previstos bem como uma análise particular dos vários projetos previstos na proposta de PDIRG 2021, desagregando os valores propostos pelos operadores das três concessões que integram as infraestruturas da RNTIAT.

A proposta de PDIRG 2021, que se analisa, sucede à aprovação do PDIRGN 2017 (2018-2022) e à proposta de PDIRGN 2019 (2020-2024), ainda sem aprovação. Para além dos novos projetos, a atual proposta de PDIRG 2021 inclui alguns projetos apresentados na proposta de PDIRGN 2019, entretanto revistos e sujeitos a novo calendário.

Resumidamente, o investimento total proposto ao longo do horizonte do Plano (2022-2031) é de 137 milhões de euros. Sendo de destacar que, tendo em conta a classificação efetuada pelo operador da RNTG, a totalidade dos 137 milhões de euros é relativa a «Projetos Base». No entanto, o operador da RNTG trata separadamente os projetos relacionados com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, RNTG-H2 e AS-H2. O quadro que se segue detalha o volume de investimento, tendo em conta a desagregação apresentada pelo operador.

**Quadro A.11 - 1 - Investimentos previstos na proposta de PDIRG 2021**

	M€
Total	137,5
RNTG	52,1
TGNL	22,1
AS	5,0
GTG	13,2
H <sub>2</sub>	45,1

Refira-se que os valores dos investimentos propostos são a custos totais e desagregados nas componentes referentes aos custos diretos e aos encargos financeiros, de gestão e de estrutura. Para a determinação da última componente, o operador da RNTG definiu como pressuposto que os encargos corresponderiam a 10% dos custos diretos externos.

Em consonância com o procedimento adotado em anteriores análises, atendendo à menor maturidade dos projetos previstos para o segundo quinquénio, à sua maior incerteza em termos de montante de investimento e respetiva calendarização, a análise de impactos tarifários realizada pela ERSE incidiu apenas no quinquénio 2022-2026. Adicionalmente, esta opção também se justifica pelo facto do PDIRG ser revisto bianualmente, pelo que os projetos que caem na janela temporal do segundo quinquénio serão seguramente analisados em momentos futuros. Assim, para o quinquénio em análise o investimento total previsto na proposta de PDIRG 2021 é de 87,4 milhões de euros.

Neste montante, estão incluídos os custos com os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a com a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no Terminal de GNL de Sines, projetos que, pelas suas características e importância, foram também considerados “Projetos Base”.

Em termos metodológicos, as simulações efetuadas pela ERSE têm dois passos: num primeiro momento estima-se o impacte da decisão de investimento nos montantes de proveitos permitidos nas atividades da RNTIAT, que serão recuperados através das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso Global do Sistema e das Infraestruturas de Armazenagem e Terminal e, num segundo momento, estima-se o impacte tarifário da proposta de PDIRG 2021, para as tarifas suprarreferidas.

Esta análise de impactos é apresentada a partir do ano 2021, de modo a incluir o ano anterior ao 1.º quinquénio da proposta de PDIRG 2021 (2022-2026) e que termina no último ano do 1.º quinquénio da proposta do PDIRG 2021 (2022-2026).

Os restantes pressupostos usados nestas simulações respeitam ao valor inicial e às evoluções consideradas para a base de ativos regulados, para os custos de exploração e para as restantes componentes dos proveitos permitidos às atividades da RNTIAT. Importa referir que as análises de impactes tarifários efetuadas no presente documento pela ERSE são *ceteris paribus*, pelo que não considera outros custos do SNG.

#### 1. ANÁLISE EFETUADA PELO OPERADOR DA RNTG

A REN efetuou três conjuntos de simulações para apurar os impactes nos proveitos permitidos unitários das atividades de AP decorrentes da execução dos investimentos apresentados na proposta de PDIRG 2021. Especificamente, o operador da RNTG optou por analisar apenas os impactes tarifários dos investimentos base na globalidade das atividades em AP, isto é, avaliar os impactes dos Projetos Base na totalidade dos proveitos permitidos das três atividades: i) RNTG, ii) Armazenamento subterrâneo e iii) Terminais de GNL em três cenários de evolução da procura. Para as simulações efetuadas, o operador da RNTG optou por manter os valores de OPEX constantes para todo o período em análise e a taxa de remuneração dos ativos que considerou foi de 4,5%.

Sucintamente, as três simulações elaboradas para avaliação do impacte nas atividades de RNTIAT variam entre si em função de 3 pressupostos para a base de ativos considerada e 3 cenários de procura (já descritos no ponto 5 do presente Parecer):

- A. Ativos: Projetos Base em curso e os apreciados em anteriores edições de PDIRGN com previsão de conclusão até 2022 e Projetos Base da proposta de PDIRG 2021 excluindo os investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e AS; Procura: Cenário Central, Cenário Superior e Cenário Inferior; Simulações A1, A2 e A3;
- B. Ativos: Projetos das simulações A1 a A3, acrescidos dos investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço com subsídio a fundo perdido de 60% do *Innovation Fund*; Procura: Cenário Central, Cenário Superior e Cenário Inferior; Simulações B1, B2 e B3;
- C. Ativos: Projetos das simulações A1 a A3, acrescidos dos investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e As Carriço, sem qualquer atribuição de subsídio a fundo perdido; Procura: Cenário Central, Cenário Superior e Cenário Inferior; Simulações C1, C2 e C3.

Para os nove cenários considerados, a REN conclui que há uma redução do ativo no período do Plano que é justificada, pela empresa, pelo nível de investimento sempre abaixo do valor da amortização anual, decorrente do reduzido investimento associado aos Projetos Base. A REN na sua análise refere que o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio e uma tendência decrescente no segundo quinquénio do Plano. De acordo com a empresa, o aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio é justificado apenas pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários, decorrente da redução de consumo das centrais de ciclo combinado a gás. Por fim, a empresa conclui que a redução dos proveitos permitidos no segundo quinquénio é explicada pela combinação de dois fatores distintos: a estabilização da procura de gás no segundo quinquénio; e a tendência decrescente do valor líquido dos ativos regulados associados ao gás, que aliás se reflete em todo o período do Plano.

## 2. IMPACTES DO PDIRG NOS PROVEITOS

Os impactes nos custos a recuperar por aplicação das tarifas da proposta de PDIRG 2021 foram avaliados para as atividades das infraestruturas em AP, ponderando cenários de evolução da procura e de investimentos. Esta ponderação é de seguida apresentada.

### **CENÁRIOS DE PROCURA**

No capítulo 3, é apresentada a evolução histórica do consumo de gás nacional, neste ponto também é apresentada uma análise aos cenários da procura apresentados pela REN para a análise de impactos nos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

A procura nacional de gás é muito dependente da procura do mercado elétrico, nesse quadro, a ERSE considerou prudente definir dois cenários de procura com consumos anuais (cenário superior e cenário inferior), que refletem diferentes evoluções do setor elétrico, conjugando vários fatores que condicionam o consumo de gás dos centros electroprodutores de ciclo combinado, tal como apresentado no ponto 5.

### **CENÁRIOS DE INVESTIMENTO**

Tal como referido anteriormente e descrito detalhadamente no capítulo AA.8 do Anexo ao presente Parecer, a análise dos impactes da proposta de PDIRG 2021 incluiu uma envolvente distinta das análises efetuadas para anteriores planos de investimentos na rede de transporte, dado esta ser desenvolvida em

sucessão de um plano ainda sem aprovação, mas após a aprovação do PDIRGN 2017. Com efeito, o PDIRGN 2017 prevê um investimento a realizar até 2022 (1.º ano de abrangência do horizonte do exercício de PDIRG 2021) e a este total aprovado acresce o montante inscrito na atual proposta de PDIRG 2021 e ainda outro investimento, não inscrito na proposta de PDIRG 2021, mas que o operador da RNTG prevê que venha a entrar em exploração até 2026.

Neste contexto, de modo a ter a perceção dos impactes incrementais dos investimentos associados ao PDIRG 2021 em apreço, optou-se por desagregar a análise dos investimentos em três categorias: (i) agregado dos investimentos aprovados no PDIRGN 2017; (ii) investimentos da proposta de PDIRG 2021; (iii) outros projetos.

Resumidamente, o montante total a concretizar durante o primeiro quinquénio do horizonte da proposta de PDIRG 2021 (2022-2026) e a acrescentar à Base Regulada de Ativos totalizará 99,0 milhões de euros.

#### **APRESENTAÇÃO DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS**

O Quadro A.11 - 2 apresenta as hipóteses consideradas pela ERSE na construção dos diferentes cenários de análise dos impactes dos investimentos propostos nos custos unitários (o detalhe dos cenários de evolução da procura considerados pela ERSE é apresentado na Figura A.3 - 10 **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**).

Refira-se que para cada um dos vetores de análise foi, também, apurada a evolução dos custos no caso de não se proceder a qualquer investimento. Tal permite avaliar os impactes dos investimentos propostos ao nível dos custos unitários das infraestruturas. Com base nas várias alternativas consideradas foram construídos seis cenários de avaliação dos impactes dos custos dos investimentos previstos.

**Quadro A.11 - 2 - Cenários ERSE de avaliação dos impactes dos investimentos da proposta de PDIRG 2021**

Cenários Investimento	Descritivo dos Cenários de Investimento	Sigla	Cenário de Quantidades	Subsídios
Cenário ERSE PDIRGN 2017	Agregado dos investimentos aprovados do PDIRGN 2017	A1	Cenário Superior	Não Aplicável
		A2	Cenário Inferior	Não Aplicável
Cenário ERSE PDIRG 2021	Investimentos PDIRG 2021 Projetos Base incluindo projetos relacionados com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, RNTG-H2 e AS-H2	B1	Cenário Superior	Não Aplicável
		B2	Cenário Inferior	Não Aplicável
Cenário ERSE Outros Projetos	Outro investimento, não inscrito na proposta de PDIRG 2021, mas que o operador da RNTG prevê venha a entrar em exploração até 2026	C1	Cenário Superior	Não Aplicável
		C2	Cenário Inferior	Não Aplicável

#### PRESSUPOSTOS DAS SIMULAÇÕES EFETUADAS

Os dados constantes da proposta de PDIRG 2021 tornaram possível identificar o impacte dos investimentos propostos na evolução dos proveitos permitidos das atividades em AP. Para tal, a ERSE considerou um conjunto de pressupostos que permitiu simular a evolução do CAPEX das atividades reguladas.

A avaliação dos impactes em proveitos resultantes dos investimentos propostos no PDIRG apenas teve em conta os projetos de investimento Base e o seu calendário e partiu dos seguintes pressupostos contabilístico-financeiros:

1. entrada dos investimentos em exploração no final do período do investimento. Apenas nessa data se considera que os investimentos propostos passam a ter impacte no cálculo dos proveitos permitidos das atividades a que dizem respeito;
2. foram considerados os valores dos investimentos a custos totais apresentados na proposta de PDIRG 2021;
3. para apurar as amortizações dos novos investimentos foram consideradas as taxas médias de amortização específicas de cada atividade (RNTG, Armazenamento subterrâneo e Terminal de GNL) observadas no triénio de 2017 a 2019 (últimos valores reais);

4. taxas de remuneração dos ativos de 5,40%, 4,56% e 4,50% para os anos de 2019, 2020, 2021 e 2022 respetivamente, definidas e previstas nas tarifas para o ano gás de 2021-2022. Para 2023 e anos seguintes foi considerada a taxa de 4,50%.

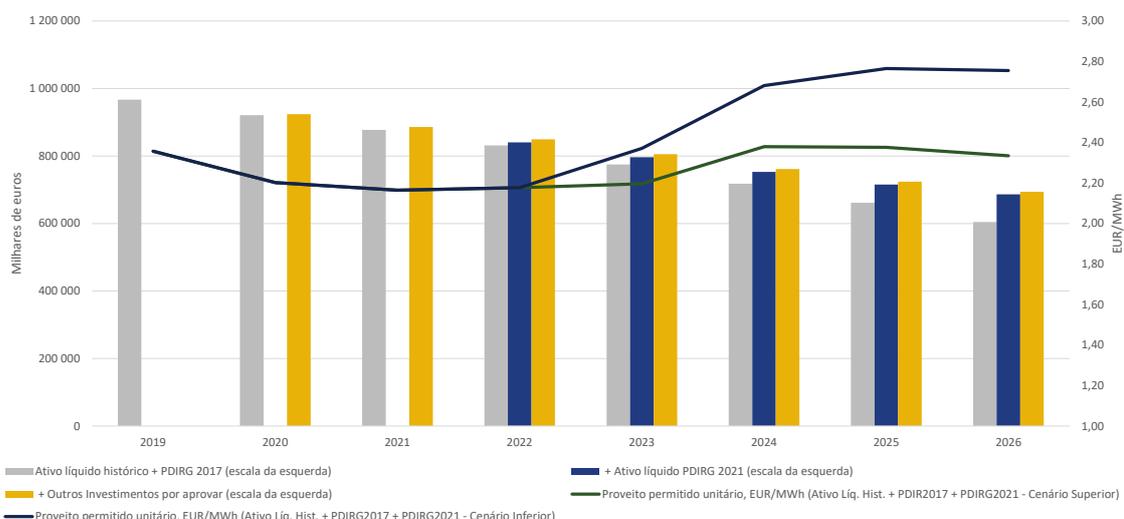
Tal como referido anteriormente e tendo em conta o exposto nos capítulos A.8 e **Erro! A origem da referência não foi encontrada.**, a análise de impactos sobre os proveitos incluirá três efeitos considerando esclarecimentos adicionais facultados pela REN: i) o ativo líquido histórico acrescido dos investimentos aprovados; ii) investimentos da proposta de PDIRG 2021 e, iii) os outros investimentos por aprovar.

Ao nível do OPEX, foram efetuadas simulações para cada um dos operadores das infraestruturas de AP, REN Atlântico, REN Gasodutos e REN Armazenagem. Nestas simulações foi considerado como pressuposto que a metodologia de regulação de cada uma das empresas se iria manter ao longo do horizonte temporal das simulações.

#### Resultados das simulações efetuadas

A Figura A.11 - 1 permite observar a evolução prevista no período 2019-2026 relativa aos dados históricos e PDIRGN 2017, a entrada em exploração dos investimentos Base previstos na proposta de PDIRG 2021, ao nível dos ativos das atividades de AP, bem como a evolução do proveito permitido unitário em cada um dos dois cenários de procura mencionados no ponto 5. No caso do transporte, os valores apresentados incluem a GTG.

**Figura A.11 - 1 - Ativo Líquido e proveito permitido unitário por quantidade de gás transportada**

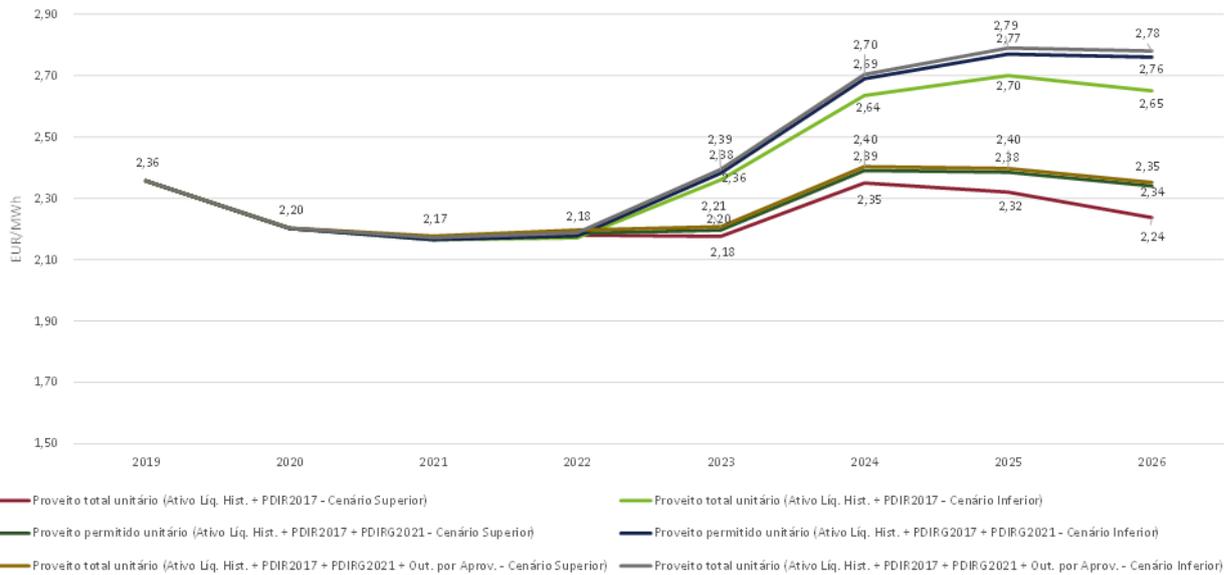


O crescimento do proveito permitido unitário que se observa a partir do ano de 2022 é predominantemente determinado pelo nível de procura estimada para os últimos quatro anos do período em análise. A entrada em exploração dos investimentos base, da proposta de PDIRG 2021 para o período de 2022 a 2026, juntamente com a dos investimentos aprovados no anterior Plano, contribuem para o incremento gradual do valor dos ativos líquidos com novos investimentos, comparando com o valor destes ativos, sem os novos investimentos. Assim, em 2022, o referido diferencial representou 1%, devendo crescer nos anos seguintes, alcançando um valor máximo de 13% em 2026. Observa-se, em ambas as situações, a manutenção da tendência de decréscimo do ativo líquido, significando que os valores incrementais dos novos investimentos são inferiores ao valor das amortizações anuais dos ativos em exploração. Contudo, este decréscimo é insuficiente para contrapor à diminuição prevista da procura de gás.

Na figura supra observa-se um decréscimo do proveito permitido unitário no ano de 2020, mesmo com uma quebra da procura, na ordem dos 1,9%, justificado, essencialmente, pela revisão em baixa do custo de capital para o período regulatório de 2020 e 2023. A tendência de decréscimo ocorrida em 2021 deve-se à redução do montante líquido dos ativos e a uma ligeira subida da procura. No triénio seguinte os cenários de procura estimam uma quebra acentuada das quantidades (uma redução média anual a rondar os 5% e os 8% no cenário superior e inferior, respetivamente), justificando a tendência de crescimento do proveito permitido unitário. Adicionalmente, a evolução do proveito permitido unitário é também justificada por fatores com efeitos de sentido oposto. Por um lado, prevê-se uma quebra de quantidades, em conjunto com o incremento das amortizações dos novos investimentos, que criarão pressão tarifária. Por outro lado, verificar-se-á uma diminuição da remuneração dos ativos, originada por um maior montante de amortizações comparativamente ao valor dos investimentos entrados em exploração e pela diminuição da taxa de remuneração comparativamente a 2020. A partir de 2022, a evolução estimada das quantidades nos dois cenários da procura é significativamente diferente, facto que justifica os diferentes comportamentos do proveito permitido unitário em cada cenário, observado na figura supra.

Para avaliar os impactes dos novos investimentos nos custos unitários, simulou-se a não inclusão dos novos investimentos propostos (Figura A.11 - 2).

Figura A.11 - 2 - Proveito permitido unitário por quantidade de gás transportada



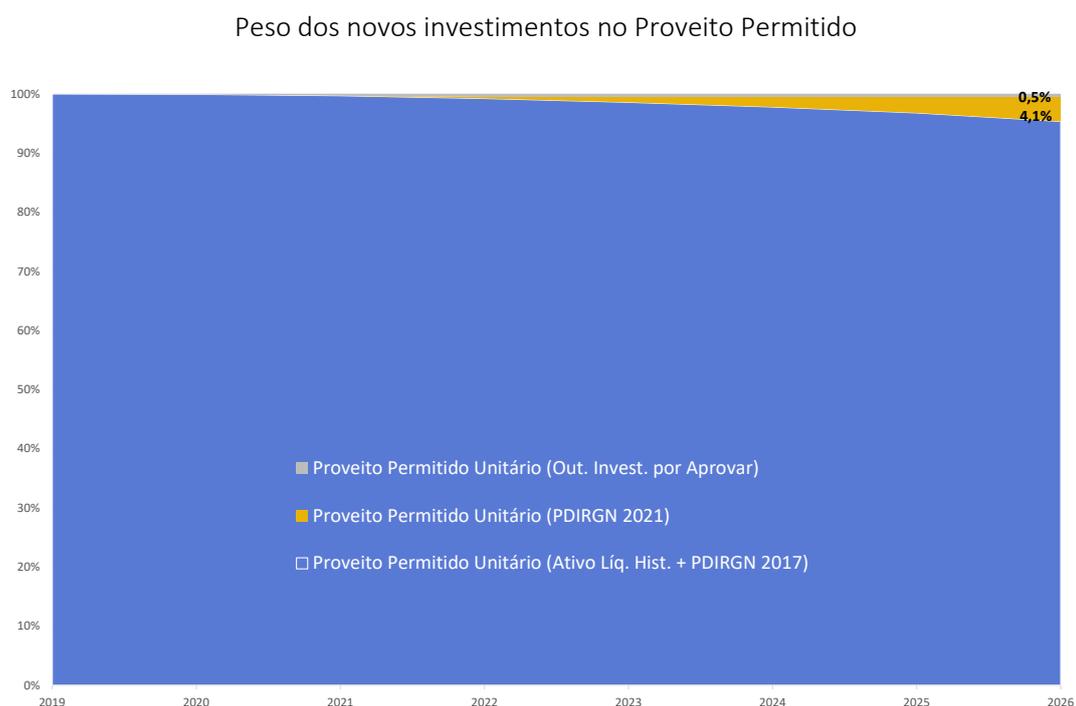
A realização dos investimentos base da proposta de PDIRG 2021 implicará, para o ano de 2026, um crescimento estimado do proveito permitido unitário na ordem dos 4,3% nos dois cenários da procura comparativamente ao proveito permitido unitário desse ano sem os investimentos. Considerando os valores dos proveitos permitidos unitários estimados para 2026 comparativamente aos valores observados no ano base de 2019, prevê-se que os investimentos da proposta de PDIRG 2021 tenderão a manter o nível dos proveitos permitidos unitários no cenário superior. Contudo, no caso do cenário inferior, o volume de investimentos propostos impactará num crescimento médio anual do proveito permitido unitário na ordem dos 2,3%.

Em seguida são apresentados com maior pormenor, os resultados das simulações efetuadas, os pressupostos assumidos pela ERSE, bem como os seus impactes ao nível dos custos unitários das redes de AP.

As análises efetuadas pretendem avaliar os impactes dos novos investimentos ao nível do CAPEX<sup>15</sup> e dos proveitos permitidos das atividades reguladas. Na Figura A.11 - 3 são apresentados os pesos dos novos investimentos apresentados na proposta de PDIRG no total do CAPEX unitário e do proveito permitido unitário das atividades em AP.

<sup>15</sup> *Capital expenditure*- custos aceites correspondentes às amortizações dos ativos e à remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios.

Figura A.11 - 3 - Peso dos investimentos base propostos



Da análise da figura anterior observa-se um peso relativo dos investimentos base apresentados na atual proposta. No caso do CAPEX unitário, estes investimentos representam, cerca de 5,9% no ano de 2026

onde se prevê estar a totalidade dos investimentos deste tipo em exploração. Considerando o proveito permitido unitário, estes investimentos representam cerca de 4,1% na mesma referência temporal.

O quadro seguinte apresenta para 2026 os impactes ao nível do proveito permitido unitário das atividades em AP dos novos investimentos propostos, em cada um dos cenários estudados.

**Quadro A.11 - 3 - Impacte dos novos investimentos no proveito permitido unitário das atividades de Alta Pressão por quantidade de gás transportada**

€/ MWh	Proveito Unitário 2019	Proveito Unitário sem Outros Invest. por Aprovar 2021	Proveito Unitário sem Investimentos PDIRG 2021 e Outros por Aprovar 2026	Variação do Proveito Unitário		Proveito Unitário com Investimentos PDIRG 2021 Sem Out. por Aprovar 2026	Impacto dos investimentos PDIRG 2021 no TOTEX unitário	
				€	%		€	%
				2021 → 2026			2026	
<b>REN</b>								
Cenário Superior	2,3567	2,1682	2,2441	0,0759	3,5%	2,3414	0,0973	4,3%
Cenário Inferior			2,6485	0,4803	22,2%	2,7633	0,1148	4,3%
<b>REN ATLÂNTICO</b>								
Cenário Superior	0,6381	0,5827	0,5936	0,0108	1,9%	0,6134	0,0198	3,3%
Cenário Inferior			0,7006	0,1178	20,2%	0,7239	0,0233	3,3%
<b>REN ARMAZENAGEM</b>								
Cenário Superior	0,3125	0,2747	0,3029	0,0282	10,3%	0,3263	0,0234	7,7%
Cenário Inferior			0,3575	0,0828	30,1%	0,3852	0,0276	7,7%
<b>REN GASODUTOS</b>								
Cenário Superior	1,4061	1,3107	1,3476	0,0368	2,8%	1,4017	0,0541	4,0%
Cenário Inferior			1,5904	0,2797	21,3%	1,6543	0,0638	4,0%

Considerando os dois cenários de procura, estima-se que os investimentos históricos acrescidos dos investimentos aprovados em sede do PDIRGN 2017 impactarão num crescimento do proveito permitido unitário até 2026. Em termos relativos, este crescimento será mais acentuado na atividade de armazenagem. O maior impacte dos novos investimentos base da proposta de PDIRG 2021, ao nível do proveito permitido unitário, também ocorrerá na atividade de armazenamento de gás, seguindo-se o transporte de gás (que inclui a atividade de Gestão Técnica Global do Sistema). Nestas duas atividades, que incluem propostas de investimentos em ativos relacionados com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio, estima-se que o proveito permitido unitário, para o ano de 2026, cresça em 7,7% e 4,0%, respetivamente, em relação ao valor que se estima obter neste ano sem incluir os investimentos da proposta de PDIRG 2021. No caso da atividade do terminal, este crescimento do proveito unitário situar-se á na ordem dos 3,3%. Desta forma, a concretização do investimento dos projetos base implicará um crescimento do proveito unitário na ordem dos 4,3% para a globalidade das atividades em AP.

Tal como ocorrido em anteriores análises, apesar do montante dos novos investimentos (aprovados no PDIRGN 2017 e propostos nos projetos base da proposta de PDIRG 2021) ser inferior ao montante das amortizações anuais, dos atuais ativos em exploração que se reflete numa tendência de redução do ativo líquido, verifica-se que a procura é determinante para o comportamento do proveito unitário.

### 3. IMPACTES TARIFÁRIOS DOS INVESTIMENTOS NA RNTG PREVISTOS NA PROPOSTA DE PDIRG 2021 EM 2026

Neste subcapítulo avalia-se o impacte tarifário associado ao cenário de investimentos anteriormente apresentado no quadro da atividade de transporte de gás.

São analisados dois cenários de avaliação dos impactes tarifários na atividade de transporte de gás, decorrentes da concretização do investimento incluído na proposta de PDIRG 2021, diferenciados apenas pelas duas perspetivas de evolução do nível da procura, previstas pela ERSE para 2026, a saber:

- Cenário Superior – consumo de gás em 2026 de 55,9 TWh/ano,
- Cenário inferior – consumo de gás em 2026 de 47,4 TWh/ano,

Em ambos os cenários de procura, considera-se um consumo base estimado para 2021, de 62,2 TWh.

No que respeita ao nível dos investimentos na RNTG, foi considerado como cenário base de referência para a análise dos impactes tarifários o “Cenário ERSE PDIRGN 2017 Aprovado”, que resulta dos investimentos aprovados no âmbito do PDIRGN 2017 (com esclarecimentos REN).

A análise do impacte tarifário é realizada para o cenário de investimento denominado “Cenário ERSE PDIRG 2021”, que resulta da soma dos investimentos aprovados no âmbito do PDIRGN 2017 (com esclarecimentos REN) e dos investimentos previstos na proposta de PDIRG 2021.

A análise de impactes tarifários é, assim, realizada para dois cenários de procura e apenas um cenário de investimento. Esta análise considera apenas os investimentos na RNTG, não incluindo qualquer investimento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG. Adicionalmente, no que respeita aos proveitos na RNTG, são considerados apenas aqueles que têm impacto direto quer na tarifa de acesso às redes quer nos preços finais dos consumidores, ou seja, os proveitos recuperados apenas nas saídas da RNTG. Estes proveitos representam aproximadamente 72% dos proveitos totais definidos para a RNTG.

O apresenta a variação do preço médio entre 2021 e 2026, em valores percentuais, para os dois cenários de procura e para o cenário de investimento “Cenário ERSE PDIRG 2021”, com base na estimativa atual do

preço médio em 2021<sup>16</sup>, que considera informação atualizada sobre investimentos e sobre a procura de gás (identificada no quadro por “*Variações preço médio (2021 a 2026) [d/c-1] %*”).

Adicionalmente, apresenta-se o impacte tarifário considerando os valores das tarifas praticadas em 2021, em que o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) em 2021 resulta da média ponderada das tarifas do ano gás 2020/2021 (3/4) e das tarifas do ano gás 2021/2022 (1/4), uma vez que o ano gás decorre entre outubro e setembro (identificado no quadro por “*Variações Tarifárias (Tarifas 2021 a 2026) [d/a-1] %*”).

Nos anos gás referidos a tarifa de URT apresenta um preço médio muito reduzido, 0,35 €/MWh, devido aos ajustamentos e ao mecanismo de diferimento temporal associado a desvios de procura. Assim, para além do preço médio da tarifa de URT em 2021<sup>17</sup>, o quadro seguinte apresenta igualmente o preço médio da tarifa de URT em 2021 caso não fossem considerados os ajustamentos de s-1 e s-2, nem o diferimento temporal dos desvios de proveitos em s associados à procura de gás dos anos gás s-2 a s<sup>18</sup> (identificado no quadro por “*Variações Tarifárias (Tarifas 2021<sup>(b)</sup> a 2026) [d/b-1] %*”).

---

<sup>16</sup> Identificado no quadro por “2021<sup>(c)</sup>”

<sup>17</sup> Identificado no quadro por “Tarifas 2021<sup>(a)</sup>”

<sup>18</sup> Identificado no quadro por “Tarifas 2021<sup>(b)</sup> (sem ajustamentos)”: o valor dos proveitos a recuperar, em 2021, caso não fossem considerados os ajustamentos de s-1 e s-2, assim como o diferimento temporal dos desvios de proveitos em s associados à procura de gás dos anos gás s-2 a s, seria de 68 milhões de euros e não os 30 milhões de euros que estão implícitos no cálculo das tarifas para os anos gás 2020/2021 e 2021/2022.

Quadro A.11 - 4 – Variação de preço médio (2026/2021) do cenário de investimentos da proposta de PDIRG 2021 na RNTG

Variações Preços médios (2021 a 2026) e Variações Tarifárias (Tarifas 2021 a 2026)		Tarifas 2021* (a)	Tarifas 2021* (b) (sem ajustamentos)	2021 (c)	Análise dos cenários 2026 (d)			
					Cenário ERSE PDIRG 2017 Aprovado		Cenário ERSE PDIRG 2021	
					Procura Inferior	Procura Superior	Procura Inferior	Procura Superior
Energia	(GWh)	62 244	62 244	64 998	47 395	55 936	47 395	55 936
Proveito\Receita	(euros)	21 657 246	49 151 389	52 053 340	45 435 929	45 435 929	47 249 004	47 249 004
Preço Médio URT	(€/MWh)	0,35	0,79	0,80	0,96	0,81	1,00	0,84
<b>Variações preço médio (2021 a 2026) [d/c-1] %</b>								
Uso Rede Transporte (URT)	(%)				19,7%	1,4%	24,5%	5,5%
Acesso às Redes	(%)				1,7%	0,1%	2,1%	0,5%
AP	(%)				9,0%	0,7%	11,2%	2,5%
MP	(%)				2,8%	0,2%	3,5%	0,8%
BP>	(%)				0,6%	0,0%	0,8%	0,2%
BP<	(%)				0,2%	0,0%	0,3%	0,1%
Preços Finais	(%)				0,3%	0,0%	0,4%	0,1%
AP	(%)				0,4%	0,0%	0,5%	0,1%
MP	(%)				0,3%	0,0%	0,4%	0,1%
BP>	(%)				0,2%	0,0%	0,3%	0,1%
BP<	(%)				0,1%	0,0%	0,2%	0,0%
<b>Variações Tarifárias (Tarifas 2021 a 2026) [d/a-1] %</b>								
Uso Rede Transporte (URT)	(%)				175,5%	133,5%	186,5%	142,8%
Acesso às Redes	(%)				15,1%	11,5%	16,0%	12,3%
AP	(%)				80,6%	61,3%	85,6%	65,5%
MP	(%)				25,0%	19,0%	26,6%	20,3%
BP>	(%)				5,6%	4,3%	6,0%	4,6%
BP<	(%)				2,0%	1,5%	2,1%	1,6%
Preços Finais	(%)				2,7%	2,1%	2,9%	2,2%
AP	(%)				3,3%	2,5%	3,5%	2,7%
MP	(%)				3,1%	2,3%	3,3%	2,5%
BP>	(%)				2,2%	1,6%	2,3%	1,8%
BP<	(%)				1,1%	0,8%	1,2%	0,9%
<b>Variações Tarifárias (Tarifas 2021 (b) a 2026) [d/b-1] %</b>								
Uso Rede Transporte (URT)	(%)				21,4%	2,9%	26,2%	7,0%
Acesso às Redes	(%)				1,8%	0,2%	2,3%	0,6%
AP	(%)				9,8%	1,3%	12,0%	3,2%
MP	(%)				3,1%	0,4%	3,7%	1,0%
BP>	(%)				0,7%	0,1%	0,8%	0,2%
BP<	(%)				0,2%	0,0%	0,3%	0,1%
Preços Finais	(%)				0,3%	0,0%	0,4%	0,1%
AP	(%)				0,4%	0,1%	0,5%	0,1%
MP	(%)				0,4%	0,1%	0,5%	0,1%
BP>	(%)				0,3%	0,0%	0,3%	0,1%
BP<	(%)				0,1%	0,0%	0,2%	0,0%

\* Média ponderada de 3/4 das tarifas do ano gás 2020/2021 e 1/4 das tarifas do ano gás 2021/2022

Analisando os resultados verifica-se que o impacto ao nível da tarifa de URT, regista variações distintas entre 2021 e 2026, dependendo do preço médio de referência considerado em 2021. Verifica-se igualmente que qualquer um dos cenários de procura considerados para 2026, é inferior ao nível da procura em 2021. Este pressuposto por si só resulta num aumento do preço médio da URT em 2026.

No que respeita às tarifas pagas pelos consumidores finais, as variações são mais significativas ao nível das tarifas de Acesso às Redes e ao nível dos Preços Finais dos clientes em alta pressão e média pressão, uma vez que o peso da tarifa de uso da rede de transporte na sua fatura é mais relevante. Já ao nível dos preços pagos pelos consumidores em baixa pressão, designadamente no que respeita aos consumidores

domésticos em BP< (com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m<sup>3</sup>), a materialidade dos impactes é menos relevante, quer para as tarifas de acesso às redes, quer para os preços de venda a clientes finais.

Analisando as variações decorrentes da concretização do investimento, verifica-se que independentemente de o investimento ocorrer ou não, ou dos cenários de procura considerados, ocorre sempre um acréscimo de preço médio entre 2021 e 2026.

No entanto, a maior variação de preço médio da URT, decorrente da realização do investimento, regista-se quando se compara o preço médio no ano de 2026 com o preço médio das tarifas de URT pagas pelos consumidores em 2021 (valores entre 142,8% e 186,5%). Estes valores significativos resultam não dos investimentos propostos, mas sim de um nível tarifário extremamente baixo (0,35 €/MWh) em 2021. Este baixo nível tarifário resultante dos ajustamentos e diferimentos temporais associados à procura de gás que têm como consequência uma redução da tarifa para níveis muito inferiores ao nível do custo da atividade (0,79 €/MWh). Caso não sejam considerados os ajustamentos e diferimentos temporais associados à procura de gás, identificado no quadro por “Tarifas 2021<sup>(b)</sup> (sem ajustamentos), as variações de preço médio da URT seriam de 7,0% ou 26,2%, em função do cenário de procura considerado.

As variações referidas incluem o efeito acumulado dos investimentos do PDIRGN 2017 aprovado e da proposta de PDIRG 2021 em análise. Deste modo, para cada cenário de procura, avalia-se o impacte tarifário em 2026 resultante da concretização do investimento previsto na proposta de PDIRG 2021 (Quadro A.11 - 5).

Verifica-se que o impacte tarifário em 2026 resultante da proposta de PDIRG 2021, no que respeita à atividade de transporte de gás é de 4,0% em qualquer dos cenários de procura<sup>19</sup>.

No que respeita às tarifas de acesso às redes e às tarifas de venda a clientes finais, os impactes são diferenciados, consoante o cenário de procura, sendo ligeiramente superiores no cenário inferior de procura. Nas tarifas de acesso às redes, os impactes tarifários que se verificam no cenário inferior de procura apresentam a seguinte diferenciação por nível de pressão e tipo de fornecimento: alta pressão 2,8%; média pressão 1,3%; baixa pressão > 10 000 m<sup>3</sup>/ano 0,3% e baixa pressão < 10 000 m<sup>3</sup>/ano 0,1%.

---

<sup>19</sup> Por exemplo, o impacte tarifário de 4,0% no cenário inferior de procura é calculado da seguinte forma:  $(1+186,5\%)/(1+175,5\%)-1$ .

No que respeita às tarifas de venda a clientes finais, os impactes tarifários que se verificam no cenário inferior de procura são relativamente reduzidos, estando compreendidos entre 0,1% e 0,2% para todos os clientes.

**Quadro A.11 - 5 - Impacte tarifário em 2026 resultante da proposta de investimento da proposta de PDIRG 2021**

Impacte Tarifário em 2026 do cenário de investimentos PDIRG 2021	Cenários de Procura (2026)	
	Inferior	Superior
<b>Uso Rede Transporte (URT)</b> (%)	<b>4,0%</b>	<b>4,0%</b>
<b>Acesso às Redes</b> (%)	<b>0,8%</b>	<b>0,7%</b>
AP (%)	2,8%	2,7%
MP (%)	1,3%	1,1%
BP> (%)	0,3%	0,3%
BP< (%)	0,1%	0,1%
<b>Preços Finais</b> (%)	<b>0,2%</b>	<b>0,1%</b>
AP (%)	0,2%	0,2%
MP (%)	0,2%	0,2%
BP> (%)	0,1%	0,1%
BP< (%)	0,1%	0,1%

Considerando o cenário de aceitação dos investimentos previstos na proposta de PDIRG 2021 para a atividade de transporte, verifica-se que os preços médios não apresentam variações muito distintas em função da evolução da procura, verificando-se uma variação tarifária moderada em 2026, decorrente da decisão de concretização dos investimentos propostos na RNTG.



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](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

