

REN 

# PDIRG

PLANO DE  
DESENVOLVIMENTO  
E INVESTIMENTO  
DA RNTIAT

2022-31

**Proposta**  
Março 2021





# SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento constitui a proposta inicial de PDIRG para o período compreendido entre os anos 2022 e 2031. Este Plano procura alinhar as suas propostas de investimento com os objetivos delineados no Roteiro para a Neutralidade Carbónica (RNC) 2050, no Plano Nacional Energia e Clima (PNEC) 2021-2030, no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), nomeadamente com os objetivos e as metas de redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) e de introdução de gases renováveis na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal. Assim, os temas da sustentabilidade e da transição energética assumem uma importância relevante no presente Plano, permitindo que o operador de transporte de gás possa contribuir para o objetivo associado às metas estipuladas a nível nacional e europeu

## 1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

### OBJETIVOS

O planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito (RNTIAT) deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento, dando cumprimento ao disposto no Artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto. De acordo com o referido artigo, compete à REN enquanto concessionária da RNTG, a elaboração de um Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIRG).

Em conformidade com o Artigo 87.º "Procedimento de elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT", a proposta de PDIRG deve ser apresentada pelo operador da RNTG à DGEG e à ERSE até ao final do 1.º trimestre dos anos ímpares. A ERSE, no prazo de 22 dias, promove a consulta pública da proposta de PDIRG, com duração de 30 dias, findos os quais, no prazo de 22 dias, a ERSE elabora o relatório da consulta pública que é levado ao conhecimento da DGEG e do operador da RNTG. No dia seguinte ao envio do relatório da consulta pública, DGEG e ERSE têm 30 dias para emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer que pode determinar a introdução de alterações à proposta.

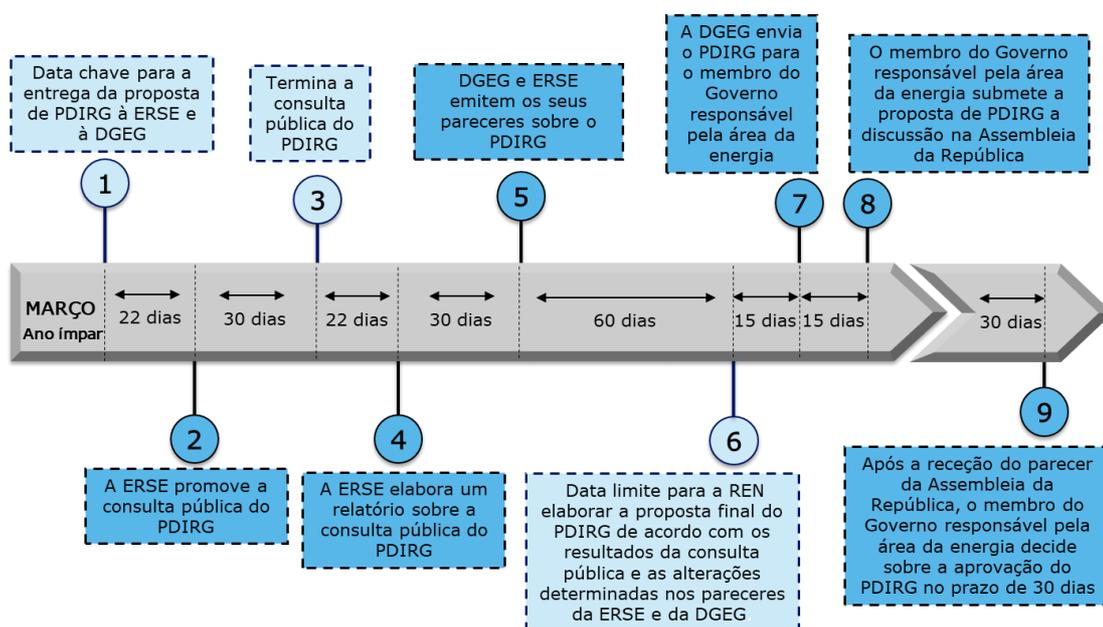
Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos. Recebida a proposta final do PDIRG, a DGEG, no prazo de 15 dias, envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia,

acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo este de 15 dias para submeter a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República.

Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

A figura seguinte apresenta o cronograma do processo de elaboração do PDIRG

### Cronograma do processo de elaboração do PDIRG



À semelhança das propostas anteriores de PDIRG, a apresentação do portfólio de projetos do Plano é formulada, distinguindo aqueles cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que o operador faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da infraestrutura existente - Projetos Base -, de outros que resultam da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente - Projetos Complementares.

Em ambos os casos, a REN deverá ter em consideração os seguintes elementos na elaboração das suas propostas do Plano (Artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto):

- O relatório anual de monitorização da segurança do abastecimento mais recente;
- A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência, que deve conter a informação técnica necessária ao conhecimento da situação das redes e restantes infraestruturas, designadamente das capacidades nos

vários pontos relevantes da rede, da capacidade de armazenamento subterrâneo e dos terminais de GNL e do respetivo grau de utilização;

- Os PDIRD elaborados, no ano par anterior, pelos operadores da Rede nacional de Distribuição de Gás (RNDG);
- Os pedidos de ligação à rede de produtores de gases de origem renovável, bem como as composições esperadas do gás decorrentes da injeção de outros gases;
- O PDIRG deve observar, para além de critérios de racionalidade económica, as orientações de política energética, designadamente o que se encontrar definido relativamente à capacidade e tipo das infraestruturas de entrada de gás no sistema, as perspectivas de desenvolvimento dos setores de maior e mais intenso consumo, as conclusões e recomendações contidas nos relatórios anuais de monitorização da segurança do abastecimento, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares, a par das exigências de utilização eficiente das infraestruturas e de sua sustentabilidade económico-financeira a prazo e, ainda, as necessidades de investimento e infraestruturas para o cumprimento das metas e objetivos do PNEC e do RNC;
- A elaboração do PDIRG, no que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feita em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos;
- A caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG é disponibilizada aos agentes do Sistema Nacional de Gás (SNG) em geral e, em particular, aos interessados em desenvolver a atividade de produção de gases de origem renovável, designadamente através da sua publicitação no sítio na *Internet* do operador da RNTG;
- A informação atualizada a disponibilizar relativa às possibilidades de ligação de novas instalações de produção de gases de origem renovável, designadamente através da respetiva publicitação no sítio na *Internet*;
- A informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2022-2031, os investimentos já decididos para o período de três anos entre 2022 e 2024, e a calendarização da realização dos vários projetos de investimento.

Assim, os Projetos Base dependem, essencialmente, da iniciativa da REN, com o objectivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que os operadores fazem sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDG.

Por sua vez, a análise dos Projetos Complementares da presente proposta de PDIRG incide sobre os projetos que decorrem fundamentalmente de necessidades exógenas à RNTIAT, tratando-se de investimentos que não resultam de compromissos já assumidos. A avaliação futura destes projetos está

assim entendida, como condicionada, caso-a-caso, à política energética para o setor e à manifestação do interesse na sua realização por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação do Concedente quanto ao interesse e concordância com os mesmos, em exercícios futuros do Plano.

## PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO

A presente proposta de PDIRG para o período 2022-2031 (PDIRG 2022-2031), mantendo as atualizações que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de propostas de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outros *stakeholders* no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, manutenção da segurança de abastecimento e qualidade de serviço e valor acrescentado para o SNG.

O resultado final deste processo acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, na qual estão considerados contributos das diversas partes interessadas, dando origem à presente proposta de Plano, de que se destacam os seguintes pontos:

- Toma como referência os pressupostos da proposta de Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, período 2021-2040 (RMSA-G 2020), no qual ambos os cenários Ambição e Continuidade assumem o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029 (*n.b.: o RMSA-G 2020 não se encontrava ainda aprovado na data de elaboração da presente proposta de PDIRG*);
- Este Plano procura alinhar as suas propostas de investimento com os objetivos delineados no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto (DL 62/2020) e na EN-H2, nomeadamente com os objetivos e as metas de redução das emissões de GEE e de introdução de gases de baixo teor em carbono e gases de origem renovável na RNTG, em particular o hidrogénio verde, de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal. Deste modo, o PDIRG 2022-2031 apresenta, no capítulo de Projetos Base, um subcapítulo dedicado aos investimentos associados à injeção de hidrogénio nas redes de gás e à adaptação da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carricho ao funcionamento com misturas de gás natural e hidrogénio;
- Tal como edição anterior, o Plano classifica os projetos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares, seguindo a abordagem referida anteriormente;

- O Anexo 2 apresenta o ponto de situação da execução dos investimentos aprovados no quadro de apreciação de anteriores edições do Plano, relativos a Projetos Base;
- Dada a relevância do tema, apresenta-se um subcapítulo no Plano sobre a Adaptação das infraestruturas às alterações climáticas, identificando-se também os Projetos Base associados a esta vertente;
- A janela temporal abrangida pelo Plano é de dez anos, conforme estabelecido na legislação. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta a compromissos e necessidades já firmados, e que já foram apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados. No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, apresentam-se estimativas de investimento em Projetos Base de acordo com a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio do Plano);
- São apresentados os valores de Investimento e de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos (CDE) e de Transferências para Exploração a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, associados dos projetos apresentados neste Plano;
- Efetua-se uma análise do impacto tarifário dos investimentos a custos totais (custos diretos externos acrescidos dos correspondentes encargos de estrutura, gestão e financeiros, na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carrigo);
- O subcapítulo 2.3.4 (Análise histórica da oferta/Taxas de utilização) do presente Plano passou a incluir informação sobre as taxas de utilização do cais do TGNL de Sines, bem como da utilização diária das baías de enchimento do TGNL de Sines;
- A presente proposta de PDIRG 2022-2031 foi objeto de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) específica, dando cumprimento a compromissos assumidos nesta matéria aquando da anterior proposta de PDIRGN 2020-2029, documento que acompanha e faz parte integrante da proposta de Plano. As recomendações emanadas do exercício de AAE estão incorporadas na proposta de Plano.

## INDUTORES E ATRIBUTOS DE AVALIAÇÃO

Na sua génese e para garantir o cumprimento dos objetivos propostos, a atividade de planeamento deve estar enquadrada por indutores estratégicos que por um lado orientam e dão significado às propostas de investimento, mas que atuam também como forças motrizes do desenvolvimento do Sistema Nacional de Gás. Para garantir a qualidade do planeamento efetuado e a melhoria contínua das opções tomadas, os indutores de desenvolvimento constituem, em si mesmo, critérios à luz dos quais os projetos propostos podem ser avaliados.

Deste modo, a sistematização e enquadramento dos princípios e dos critérios utilizados no planeamento, adota a seguinte subdivisão:

- **Integração de mercados e interoperabilidade**

A integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa, que só será possível pelo aumento da flexibilidade dos sistemas e pelo desenvolvimento de alternativas de transporte de gás, tem por objetivo promover a adequada diversificação de rotas e de fontes de aprovisionamento de gás, e assume um papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

- **Promoção da concorrência**

A liberalização do mercado e os incentivos que visam o aumento da concorrência ao nível do setor são fundamentais para a redução do preço final do gás aos consumidores do SNG.

- **Segurança do abastecimento**

Segundo dois grandes vetores:

- Equilíbrio entre a oferta e a procura para a avaliação do atributo “critério N-1”, de acordo com o Artigo 6.º do Regulamento UE n.º 1938/2017 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro;
- Existência de capacidade de armazenamento das infraestruturas da RNTIAT adequada às necessidades, designadamente para a constituição das reservas de segurança.

- **Sustentabilidade**

O plano proposto deve contribuir para o cumprimento dos objetivos de política ambiental nacional e europeia, designadamente através da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e da adaptação às alterações climáticas, alinhando as suas propostas de investimento com os objetivos delineados no RNC 2050, no PNEC 2030, no DL nº62/2020 e na EN-H2, e no apoio à produção de eletricidade a partir de Fontes de Energia Renovável (FER), tendo em conta os objetivos e metas traçadas em sede do RMSA-E 2020. Deve também contribuir para a prossecução das melhores práticas internacionais de índole ambiental e de ordenamento do território, procurando soluções que minimizem os impactos ambientais e a ocupação territorial em zonas de elevada densidade populacional.

- **Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional**

Assumem especial relevância a adequação e melhoria da qualidade de serviço, as necessidades de intercâmbio, publicação e disponibilização de informação, a otimização do funcionamento dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, assim como a necessidade de remodelação de equipamentos em fim de vida útil.

- **Crítérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas**

Critérios técnicos e de engenharia usados para o dimensionamento físico das infraestruturas que compõem a RNTIAT, de modo a assegurar o desempenho das funções e atividades que lhes estão afetas com níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados.

## ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O corpo principal do PDIRG 2022-2031 está organizado em sete capítulos, de acordo com a seguinte estrutura:

### 1. Enquadramento e âmbito

Inclui os objetivos gerais e estratégicos do Plano, o enquadramento legislativo e regulamentar, o planeamento da RNTIAT no contexto europeu, os objetivos do planeamento, principais destaques organizativos e de conteúdo e a estrutura do Plano.

### 2. Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás

Características técnicas das infraestruturas da RNTIAT, análise histórica da oferta e da procura, e qualidade de serviço.

### 3. Pressupostos

Descrição da abordagem de apresentação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, previsão da evolução da procura e da oferta, descarbonização e novo contexto legislativo e regulamentar sobre gases renováveis, adaptação às alterações climáticas, descrição dos critérios e indicadores da atividade de planeamento.

### 4. Projetos Base de investimento

Apresentação dos Projetos Base apresentados no Plano e do investimento a custos diretos externos e a custos totais, desagregados por infraestrutura e por indutor de investimento.

### 5. Projetos Complementares de investimento

Reavaliação dos Projetos Complementares do Plano, incluindo uma análise aos investimentos potenciais associados à adaptação do Cais do TGNL de Sines.

### 6. Projeto Complementar de Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

Apresentação genérica do futuro Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

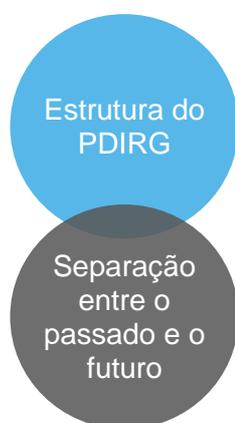
### 7. Projeto Complementar da 1ª Fase da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha

Atualização do ponto de situação do projeto associado à 1ª fase da 3ª Interligação entre Portugal e Espanha e à Estação de Compressão do Carregado.

### 8. Impacto dos investimentos apresentados no PDIRG

Cálculo da evolução dos proveitos permitidos unitários de modo a avaliar o impacto tarifário dos projetos, e aplicação da análise multicritério / custo-

ESTRUTURA DO  
DOCUMENTO



benefício aos Projetos Base e a avaliação dos indutores e atributos sistémicos de planeamento.

## 2. CARACTERIZAÇÃO DA RNTIAT

A rede nacional de transporte de gás, infraestruturas de armazenamento de gás e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito.

A **rede nacional de transporte de gás (RNTG)** é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carricho para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

O **terminal de gás natural liquefeito (TGNL) de Sines** integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como ao carregamento de GNL em camiões cisterna.

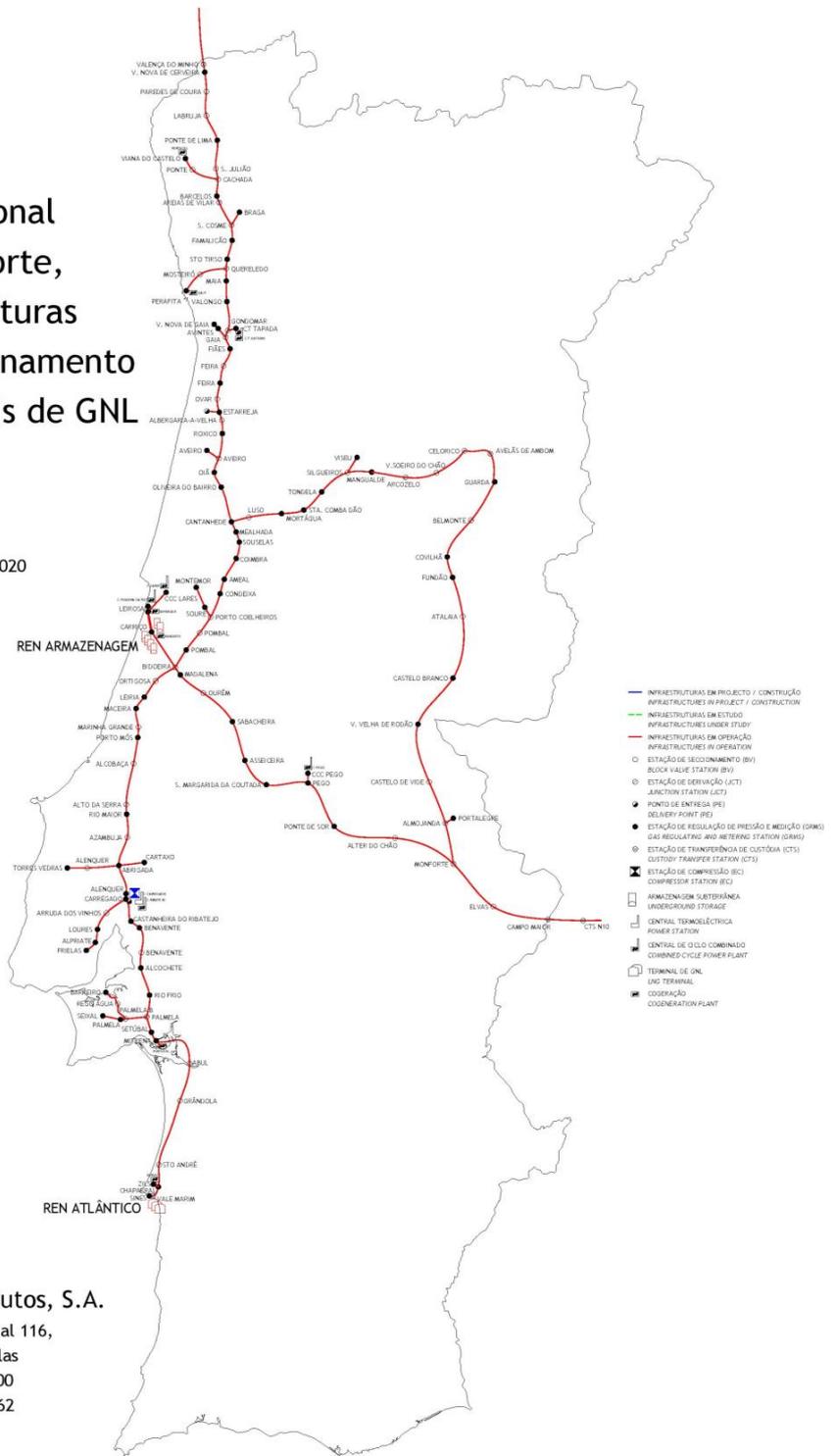
Nas instalações do **armazenamento subterrâneo (AS) do Carricho**, concelho de Pombal, o gás é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades que utilizam a mesma estação de gás de superfície, a qual permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte nas cavernas e a extração de gás das cavernas para a rede de transporte.

O mapa da figura seguinte mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTG, TGNL e AS) em Portugal continental.

Mapa da RNTIAT em 31 de dezembro de 2020

Rede Nacional  
de Transporte,  
Infra-estruturas  
de Armazenamento  
e Terminais de GNL

31 de Dezembro de 2020



REN Gasodutos, S.A.  
Estrada Nacional 116,  
2674-505 Bucelas  
Tel. 21 968 8200  
Fax 21 968 7362  
www.ren.pt

### 3. PRESSUPOSTOS DO PDIRG

#### EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL E DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO

A perceção dos *stakeholders* em geral sobre as questões de procura e consumo vai no sentido de serem estas a força motriz das iniciativas apresentadas neste PDIRG.

Tendo em conta essa perspetiva, o PDIRG 2022-2031 efetua a análise das iniciativas de acordo com três cenários distintos de evolução da procura e de pontas de consumo, ou seja, considerando um Cenário Superior, um Cenário Central, e um Cenário Inferior.

Foi realizado o estudo da evolução da procura anual e das pontas diárias de consumo em Portugal, de acordo com os pressupostos acordados com a DGEG no âmbito da elaboração do RMSA-E 2020 e da proposta do RMSA-G 2020.

De acordo com as características próprias de cada um dos mercados, determinou-se a procura anual para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. O Mercado Convencional inclui os setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário. Os cenários de evolução da procura de gás do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico são apresentados no quadro e na figura seguintes.

#### Cenários de evolução da Procura de gás para o período 2021-2031 (TWh)

Cenário Central	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mercado Convencional	43,0	43,5	44,0	44,4	44,8	45,3	45,8	46,3	46,7	47,2	47,5
Mercado Elétrico	22,9	19,3	15,4	11,4	7,4	6,0	4,7	4,4	4,1	3,9	3,9
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>65,9</b>	<b>62,9</b>	<b>59,3</b>	<b>55,8</b>	<b>52,2</b>	<b>51,3</b>	<b>50,5</b>	<b>50,7</b>	<b>50,9</b>	<b>51,1</b>	<b>51,4</b>
<b>Cenário Superior</b>											
Mercado Convencional	43,2	43,8	44,3	44,8	45,3	45,9	46,5	47,0	47,6	48,1	48,6
Mercado Elétrico	23,2	19,9	15,9	12,0	8,1	6,7	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>66,4</b>	<b>63,6</b>	<b>60,2</b>	<b>56,8</b>	<b>53,4</b>	<b>52,6</b>	<b>51,7</b>	<b>52,1</b>	<b>52,5</b>	<b>52,9</b>	<b>53,3</b>
<b>Cenário Inferior</b>											
Mercado Convencional	42,4	42,7	42,9	43,1	43,4	43,7	44,0	44,4	44,7	45,0	45,2
Mercado Elétrico	23,0	20,4	16,7	13,0	9,4	8,4	7,5	7,8	8,1	8,4	8,4
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>65,3</b>	<b>63,0</b>	<b>59,6</b>	<b>56,2</b>	<b>52,7</b>	<b>52,1</b>	<b>51,5</b>	<b>52,2</b>	<b>52,8</b>	<b>53,4</b>	<b>53,6</b>

Deve ser referido que comparativamente com o cenário Inferior, os Cenários Superior e Central do Mercado Elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, em particular no período 2026-2031, uma taxa de crescimento da procura de gás ligeiramente

PREVISÕES DA  
PROCURA NO FINAL DO  
1º QUINQUÊNIO (2026);

CENÁRIO INFERIOR

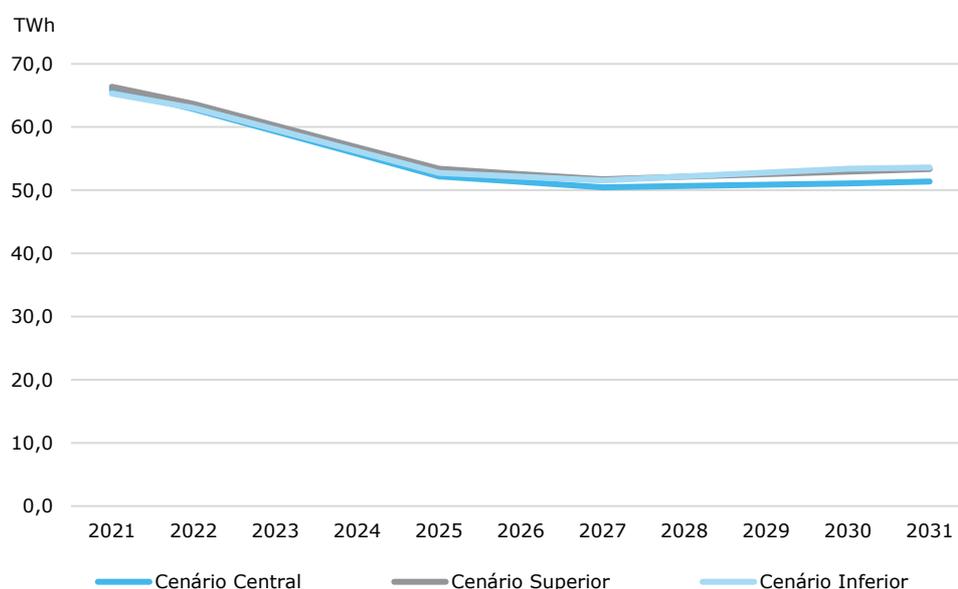


CENÁRIO CENTRAL

superior no cenário Inferior, em comparação com o Cenário Central e Cenário Superior. Deste modo, verifica-se também o cruzamento dos valores das estimativas de evolução da procura dos Cenários Central e Inferior do Mercado Elétrico a partir do ano 2022 e dos Cenários Superior e Inferior a partir de 2029, resultando num consumo cada vez maior do cenário Inferior, quando comparado com a procura estimada para o Cenário Central e Superior.

A taxa média de crescimento anual (TMCA) da procura total de gás para o período 2021-2026 é de -4,9% para o Cenário Central, de -4,6% para o Cenário Superior, e de -4,4% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura total de gás para o período 2026-2031 é de 0,0% para o Cenário Central, de 0,3% para o Cenário Superior e de 0,6% para o Cenário de Inferior.

### Estimativas da procura no PDIRG 2022-2031



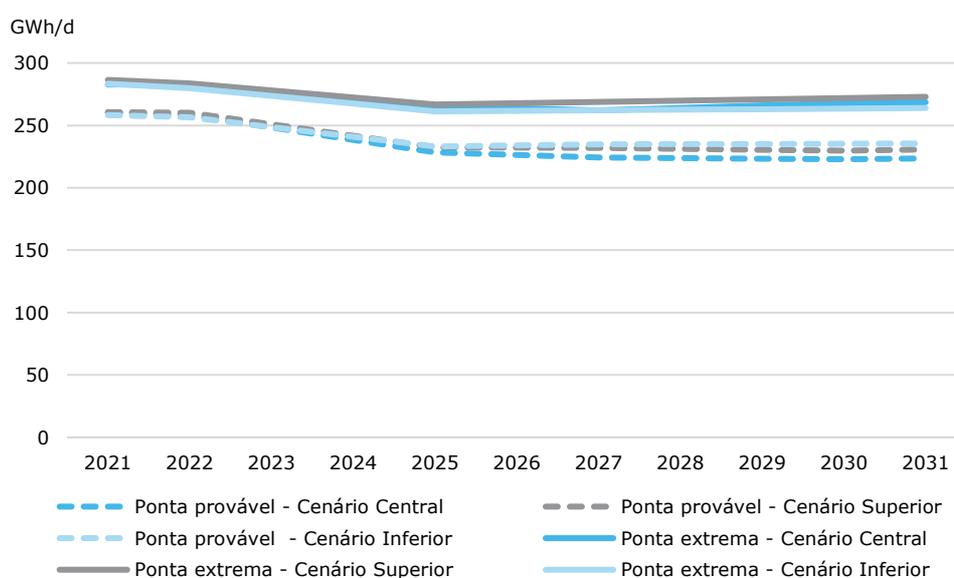
A redução da previsão de procura agregada que se verifica em todos os cenários, resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média. Esta correção, realizada a partir de simulações de mercado, justifica-se pelo facto de se estimar que em 2022 e nos anos seguintes se atingirá a trajetória média expectável depois de no período compreendido entre 2017 e 2020 se terem registado valores de procura excepcional por parte das centrais de ciclo combinado a gás (CCGT) devido a um conjunto de circunstâncias que se conjugaram nesse sentido. Destaca-se nesse contexto, o efeito da política fiscal em Espanha destinada a acelerar a eliminação do défice tarifário do setor elétrico conjugada com períodos de reduzida hidraulicidade com impacto em toda a Península Ibérica, ou o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, e também o aumento da competitividade do gás face ao carvão para produção de energia elétrica.

Comparativamente com o cenário Inferior, os Cenários Superior e Central do Mercado Elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, em particular no período 2026-2031, uma taxa de crescimento da procura de gás ligeiramente superior no cenário Inferior, em comparação com o Cenário Central e Cenário Superior. Deste modo, verifica-se também o cruzamento dos valores das estimativas de evolução da procura dos Cenários Central e Inferior a partir do ano 2022 e dos Cenários Superior e Inferior a partir de 2029, resultando num consumo cada vez maior do cenário Inferior, quando comparado com a procura estimada para o Cenário Central e Superior. As figuras seguintes apresentam a evolução prevista das pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos de 2021 e 2031.

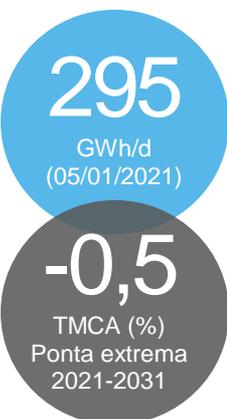
A estimativa de procura anual por si só é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás.

Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior. A figura seguinte apresenta a evolução prevista das pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos de 2021 e 2031.

### Previsão de evolução das pontas de consumo diário



MÁXIMO HISTÓRICO DE PONTA DE CONSUMO VERIFICADO NA RNTG

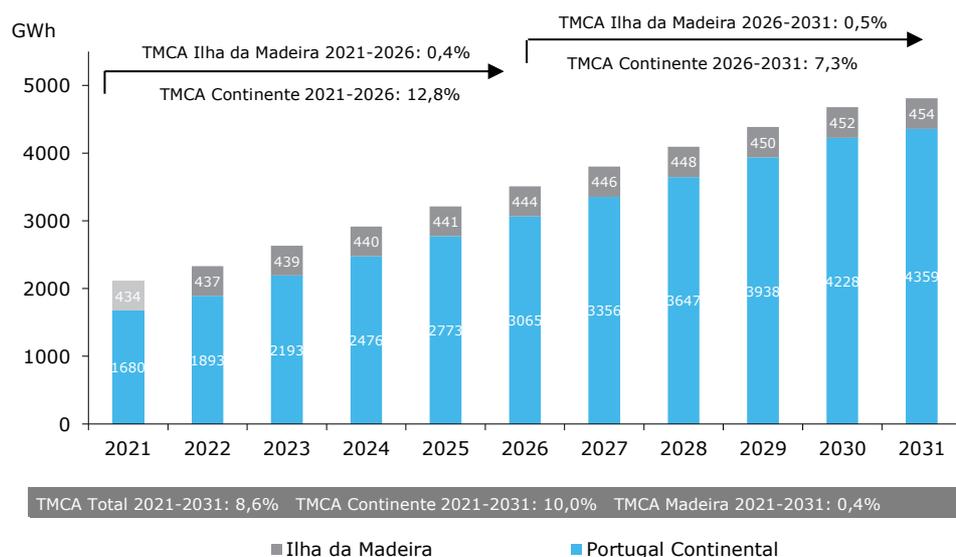


TAXA MÉDIA DE CRESCIMENTO DA PONTA EXTREMA DE CONSUMO DO CENÁRIO CENTRAL PARA O PERÍODO 2019-2029

De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura e que, em média (TMCA), se cifrará numa redução de -1,5% para os cenários de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema do Cenário Central, para o período 2021-2031. O Cenário Superior apresenta reduções médias (TMCA) de -1,2% para a situação de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema. O Cenário Inferior apresenta uma redução média (TMCA) de -0,9% para a situação de ponta provável e de -0,7% para a situação de ponta extrema, para o período 2021-2031.

### PROCURA DE GÁS ABASTECIDO POR UAGs DE GNL

Tendo em conta a perspectiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAG no território nacional, com particular relevo em Portugal Continental, apresenta-se em baixo o gráfico da previsão da procura de gás abastecido pelas UAGs em Portugal Continental e na ilha da Madeira para o Cenário Central.



A taxa média de crescimento anual (TMCA) da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2021-2026 é de 10,7% para o Cenário Central. A TMCA da procura de gás abastecido por UAGs para o período 2026-2031 é de 6,5% para o Cenário Central.

## EVOLUÇÃO DA OFERTA DE CAPACIDADE DE MOVIMENTAÇÃO E DE ARMAZENAMENTO DE GÁS

A RNTIAT deve oferecer condições adequadas de aprovisionamento e satisfação da procura de gás, baseadas na suficiência da oferta de capacidade das infraestruturas, viabilizando o fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTG sem restrições, bem como disponibilizando capacidade de armazenamento suficiente para assegurar a constituição de reservas de gás e dar resposta às necessidades de natureza logística e comercial dos utilizadores das infraestruturas.

A eventual realização da totalidade dos Projetos apresentados na presente proposta de Plano não implica qualquer impacto na capacidade de movimentação e de armazenamento das infraestruturas da RNTIAT.

### 4. AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às entidades com responsabilidade ambiental específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

Um modelo de pensamento estratégico caracteriza-se por manter uma visão sobre objetivos de longo prazo (os pontos longínquos que se pretende atingir), pela flexibilidade para lidar com sistemas complexos (compreender os sistemas, as ligações, os bloqueios e aceitar a incerteza), pela capacidade de adaptação a contextos e circunstâncias dinâmicos (alterar caminhos quando necessário) e por ser devidamente focalizado no que realmente importa num escopo mais amplo (tempo, espaço e perspetivas).

Nesta medida, o objetivo geral da AA do PDIRG é identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas, que se colocam à evolução da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), contribuindo para a integração precoce e atempada de preocupações biofísicas, sociais e económicas.

Subsequentemente, o Plano e o respetivo Relatório Ambiental (RA) passam a constituir um quadro de referência geral de partida para o desenvolvimento futuro dos projetos, no que respeita ao enquadramento do âmbito ambiental a

considerar nas fases subsequentes do processo, nomeadamente, a fase de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) prevista no Decreto-Lei n.º 151 B/2013, de 31 de outubro, alterado e republicado pelo Decreto-lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro.

Em paralelo com o presente PDIRG é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a AAE, consignado no citado Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, e no âmbito da qual avaliadas as estratégias associadas à RNTIAT, sob o ponto de vista dos seguintes Fatores Críticos para a Decisão (FCD):

- Coesão Territorial e Social;
- Alterações Climáticas;
- Capital Natural e Patrimonial.

## 5. PROPOSTA DE PLANO DE INVESTIMENTO

Na presente proposta de PDIRG 2022-2031 os projetos estão organizados segundo dois grandes grupos de projetos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

Nos Projetos Base estão incluídos:

- (i) Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT e intervenções na envolvente das infraestruturas para aumento da resiliência e adaptação às alterações climáticas de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- (ii) Os 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 Operadores das Rede de Distribuição / ORD, pontos de entrega em alta pressão e interligações);
- (iii) Os 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;
- (iv) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG).

O setor do gás é vulnerável às mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo a REN a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas que integram a RNTIAT. O presente plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima.

Complementarmente, tendo em conta o enquadramento legislativo e regulamentar, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG considerando a incorporação de gases renováveis, conjugado com a EN-H2, que identifica um conjunto de metas e objetivos nacionais para a injeção de hidrogénio nas redes de gás, o operador da RNTG deve desenvolver um conjunto de iniciativas com vista a garantir a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste novo contexto.

Assim, 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 na EN-H2, que estipula percentagens de introdução de hidrogénio nas redes de gás do SNGN quantificadas em 1% a 5% em volume até 2025 e de 10% a 15% em volume até 2030. Estes projetos encontram-se distribuídos ao longo dos dois quinquénios do Plano.

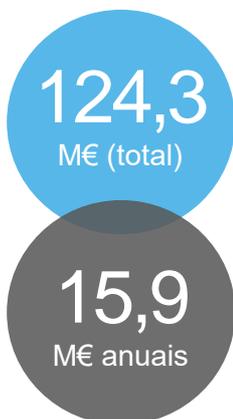
## **INVESTIMENTO E ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO DOS PROJETOS BASE**

Os Projetos Base apresentados no gráfico seguinte são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização de ativos e de gestão integrada de vegetação na faixa de servidão da RNTG e envolvente das infraestruturas, pelos projetos de remodelação e modernização de ativos do Terminal de GNL e do AS Carriço, pelos projetos da Gestão Técnica Global do Sistema e também, complementarmente, pelos projetos associados à preparação das infraestruturas para o transporte de hidrogénio, apresentados no âmbito do PDIRG 2022-2031. Todos os valores são apresentados a Custos Diretos Externos (CDE) e em milhões de euros.

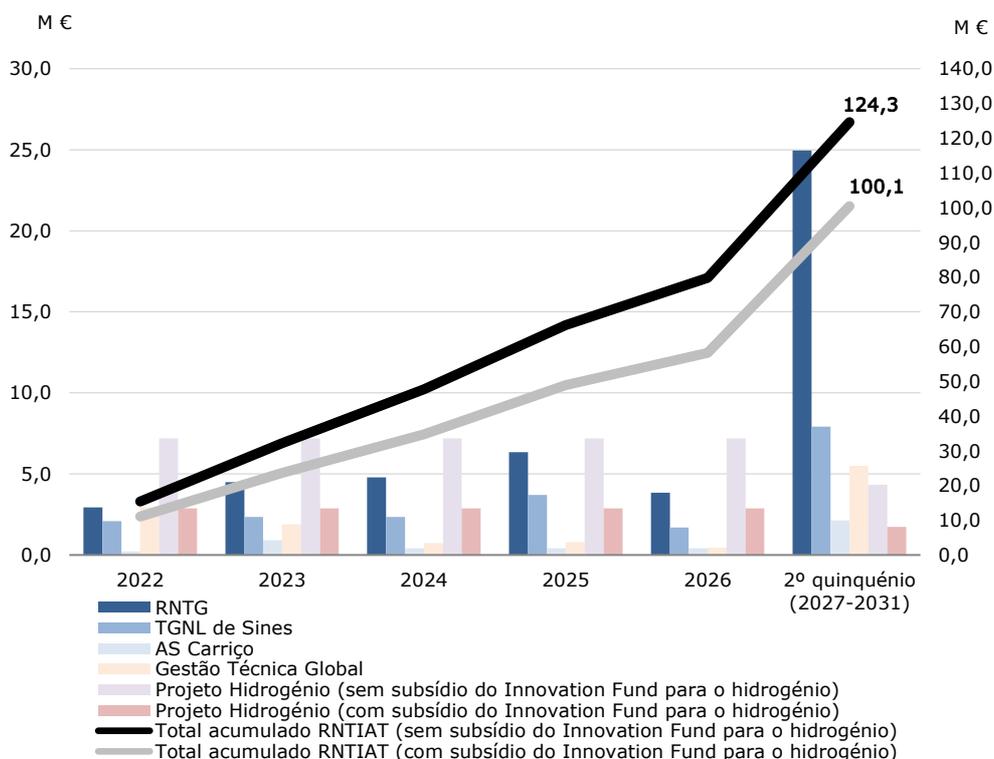
Salienta-se que os de investimento aqui enunciados, e que fazem parte da proposta de PDIRG 2022-2031, dizem respeito unicamente a projetos novos ou ainda não aprovados no quadro de apreciação dos PDIRG anteriores (o ponto de situação destes projetos é apresentado no Anexo 2).

Valores de entradas em exploração dos Projetos Base (CDE)

VALORES DE INVESTIMENTO DOS PROJETOS BASE



TOTAL DO PLANO (2022-2031) E MÉDIA ANUAL DO PRIMEIRO QUINQUÊNIO (2022-2026)

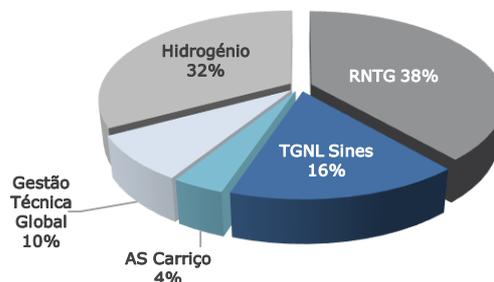


Na tabela e no gráfico seguintes apresenta-se a repartição dos investimentos do PDIRG 2022-2031 pelas concessionárias da RNTIAT, incluindo também os relacionados com a atividade de GTG e os investimentos associados à injeção de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço, com e sem subsídio do *Innovation Fund*<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Em outubro de 2020, a REN submeteu a candidatura do projeto "H2RENGRID - Enabler for decarbonisation" aos fundos disponíveis no programa Innovation Fund da Comissão Europeia (CE). Este projeto, que inclui os investimentos apresentados neste capítulo, visa o recebimento de apoios financeiros a fundo perdido da CE, para preparar à escala nacional a infraestrutura da RNTG e do AS Carriço, de modo a dar cumprimento aos objetivos decorrentes da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

### Repartição dos investimentos do PDIRG 2022-2031

PDIRG Período 2022 - 2031	
Investimento (M€)	
RNTG	47,353
AS Carriço	4,525
TGNL de Sines	20,117
Gestão Técnica Global	11,985
Adaptação ao hidrogénio sem subsídio*	40,325
Adaptação ao hidrogénio com subsídio*	16,130
<b>TOTAL sem subsídio* para o hidrogénio</b>	<b>124,305</b>
<b>TOTAL com subsídio* para o hidrogénio</b>	<b>100,110</b>
*fundos do <i>Innovation Fund</i> da CE	



Por simplificação o gráfico supra apresenta a repartição dos investimentos sem a inclusão de possível subsídio do Innovation Fund para adaptação das infraestruturas a misturas de hidrogénio.

Assim, o valor total a CDE de novo investimento apresentado neste Plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no TGNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo, na Gestão Técnica Global e na adaptação para a introdução de misturas de hidrogénio (sem subsídio de fundos europeus), sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presente proposta de PDIRG, é de 124,3 M€.

Para o conjunto de projetos na Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e na Gestão Técnica Global aqui apresentados, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, devem ter decisão final de investimento (DFI) os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2022, 2023 e 2024, assim como 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. O valor total de investimento nestes projetos que requer Decisão Final de Investimento (DFI) é assim de cerca de 29,8 M€.

A este valor, e de forma a poder cumprir as metas estabelecida na EN-H2, acresce o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carriço à introdução de misturas com hidrogénio que, também pelas suas características, necessita de DFI para a globalidade do projeto. A REN candidatou este projeto de adaptação da infraestrutura ao hidrogénio, designado por "H2RENGRID - Enabler for decarbonisation", aos fundos disponíveis no programa Innovation Fund da Comissão Europeia (CE). Este projeto pretende 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 é de 41,0 M€, que equivale à verba total prevista até 2033. No caso de se considerar a aprovação de um subsídio de 60% do Innovation Fund da CE, o valor de investimento líquido a transferir para exploração a custos directos externos será de 16,4 M€.

Assim, o valor total dos projetos que requerem DFI, a custos diretos externos, é de 70,8 M€.

No quadro seguinte são indicados os montantes de investimento dos Projetos Base apresentados no PDIRG 2022-2031.

**Montantes associados aos Projetos Base do plano de investimento da RNTIAT – PDIRG 2022-2031 \***

Projetos Base	Investimento Parcelar		Cronograma do Investimento					
	PDIRG 2022-2031	1º quinquénio (2022-2026)	2022	2023	2024	2025	2026	2º quinquénio (2027-2031)
<b>Total RNTIAT</b>	124,305	79,470						44,835
<b>Total RNTIAT (subsidiado pelo Innovation Fund da CE)</b>	100,110	57,882						42,228
<b>RNTG</b>	47,353	22,395	2,935	4,485	4,795	6,340	3,840	24,958
Remodelação e Modernização	43,870	20,545	2,495	4,055	4,335	6,080	3,580	23,325
Gestão Integrada de Vegetação	3,483	1,850	0,440	0,430	0,460	0,260	0,260	1,633
<b>TERMINAL DE GNL</b>	20,117	12,200	2,100	2,350	2,350	3,700	1,700	7,917
Remodelação e Modernização	20,117	12,200	2,100	2,350	2,350	3,700	1,700	7,917
<b>AS CARRIÇO</b>	4,525	2,400	0,225	0,900	0,425	0,425	0,425	2,125
Remodelação e Modernização	4,525	2,400	0,225	0,900	0,425	0,425	0,425	2,125
<b>GESTÃO TÉCNICA GLOBAL</b>	11,985	6,495	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	5,490
GS, RTS	11,985	6,495	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	5,490
<b>PROJETOS HIDROGÉNIO</b>	40,325	35,980	**	**	**	**	**	4,345
RNTG	15,050	12,050	**	**	**	**	**	3,000
AS Carriço	25,275	23,930	**	**	**	**	**	1,345
<b>PROJETOS HIDROGÉNIO (subsidiado pelo Innovation Fund da CE)</b>	16,130	14,392	**	**	**	**	**	1,738
RNTG	6,020	4,820	**	**	**	**	**	1,200
AS Carriço	10,110	9,572	**	**	**	**	**	0,538

Considerando a Taxa Máxima de Subsídio de 60% (programa Innovation Fund da CE):

Unid.: M€

\* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2027-2031) da tabela correspondem ao investimento acumulado nos 5 anos (de 2027 a 2031). O investimento anual dos projetos de Remodelação e Modernização e de Gestão Integrada de Vegetação para o segundo quinquénio (2027-2031) foi estimado de acordo com a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio (2022-2026). No caso concreto dos investimentos de Remodelação e Modernização do TGNL de Sines, a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio foi aplicada sem ter em conta o investimento na 4ª Baía de enchimento (cujo investimento está previsto para os anos 2024 e 2025).

\*\* A calendarização específica e a determinação de precedências de algumas das atividades relacionadas com o projeto de adaptação da RNTIAT à introdução de misturas de hidrogénio está dependente dos resultados de estudos e análises a efetuar. Assim, não é apresentada a calendarização anual detalhada dos investimentos previstos dado que, à data de execução do Plano, esta não é considerada como definitiva.

### Valores de entradas em exploração dos Projetos Base

No quadro seguinte, apresentam-se os valores de entradas em exploração na RNTIAT a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, de gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais. Para o seu apuramento, os custos diretos externos foram acrescidos de 10% na RNTG, no TGNL de Sines, no AS do Carricho, na Gestão Técnica Global, e bem assim nos projetos de investimento associado à adaptação para o hidrogénio, correspondentes aos respetivos encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

### Valores de entradas em exploração a custos totais

Projetos Base	Parcelares			Cronograma das entradas em exploração					
	TOTAL PROJETO	DFI 2022-2024	PDIRG 2022-2031	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2031
Projetos Base a custos totais (projeto hidrogénio subsidiado pelo <i>Innovation Fund</i> da CE)	110,407	50,829	110,121						46,451
Projetos Base a custos totais (projeto hidrogénio sem subsídio do <i>Innovation Fund</i> da CE)	137,451	77,872	136,736						49,319
<b>Custos totais – RNTG</b>	<b>52,089</b>	<b>13,437</b>	<b>52,089</b>	3,229	4,934	5,275	6,974	4,224	27,454
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	47,353	12,215	47,353	2,935	4,485	4,795	6,340	3,840	24,958
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	4,735	1,222	4,735	0,294	0,449	0,480	0,634	0,384	2,496
<b>Custos totais – Terminal de GNL</b>	<b>22,128</b>	<b>11,880</b>	<b>22,128</b>	2,310	2,585	2,585	4,070	1,870	8,708
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	20,117	10,800	20,117	2,100	2,350	2,350	3,700	1,700	7,917
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	2,012	1,080	2,012	0,210	0,235	0,235	0,370	0,170	0,792
<b>Custos totais – AS Carricho</b>	<b>4,978</b>	<b>1,705</b>	<b>4,978</b>	0,248	0,990	0,468	0,468	0,468	2,338
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	4,525	1,550	4,525	0,225	0,900	0,425	0,425	0,425	2,125
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,453	0,155	0,453	0,023	0,090	0,043	0,043	0,043	0,213
<b>Custos totais - Gestão Técnica Global</b>	<b>13,184</b>	<b>5,778</b>	<b>13,184</b>	2,903	2,081	0,794	0,871	0,495	6,039
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	11,985	5,253	11,985	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	5,490
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1,199	0,525	1,199	0,264	0,189	0,072	0,079	0,045	0,549
<b>Custos totais – Projeto Hidrogénio (subsidiado pelo <i>Innovation Fund</i> da CE)</b>	<b>18,029</b>	<b>18,029</b>	<b>17,743</b>	**	**	**	**	**	1,912
Custos totais – Projeto Hidrogénio	45,073	45,073	44,358	**	**	**	**	**	4,780
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	40,975	40,975	40,325	**	**	**	**	**	4,345
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	4,098	4,098	4,033	**	**	**	**	**	0,435

Unid.: M(€)

### PROJETOS COMPLEMENTARES

Os Projetos Complementares da proposta de PDIRG são projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada 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.

Nesta edição do Plano, efetua-se uma análise aos investimentos potenciais associados à adaptação do Cais do TGNL de Sines para abastecimento de GNL no âmbito do *Small Scale LNG (SSLNG)*.

Por se manter a ausência de definição de linhas orientadoras necessárias para as decisões de investimento no cais do TGNL de Sines relativamente ao abastecimento de GNL no âmbito do SSLNG, não são apresentadas propostas concretas nesta matéria para decisão no âmbito deste Plano.

Esta definição de objetivos e metas para abastecimento de GNL no âmbito do *SSLNG*, com elevada probabilidade impactará sobre as necessidades do Terminal de GNL de Sines, no que diz respeito à realização de operações de descarga e carga de navios de GNL. Devido à natureza distinta das operações de descarga e de carga de GNL, e dada a não despreciable probabilidade de ocorrência simultânea dessas operações nas necessidades de utilização do Cais do TGNL, a utilização do mesmo relativamente a descargas e cargas carece primeiramente de devida regulamentação sem prejuízo da satisfação das necessidades do SNG, de forma a que as decisões de investimento no Terminal possam ser devidamente fundamentadas.

Assim, a REN considera que o desenvolvimento previsto da política energética nacional nesta matéria deverá permitir, de forma mais fundamentada, avaliar qual o tipo de investimento que melhor se adequará à satisfação dos objetivos e das metas nacionais no que se refere ao Small Scale LNG. Um estudo desta natureza afigura-se dever abarcar diferentes sectores estratégicos nacionais, os quais incluem, para além da Energia, os Transportes e o Mar.

Deste modo, conclui-se que à data de elaboração desta proposta de PDIRG não estão reunidas as condições para que a REN possa apresentar uma possível solução a adaptação do atual cais de acostagem do TGNL de Sines, remetendo-se tal para exercícios futuros de PDIRG, tendo em conta um melhor enquadramento regulatório e legislativo nacional.

## PROJETO COMPLEMENTAR DO EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO

O presente PDIRG inclui um conjunto de investimentos associados à análise e capacitação das redes e infraestruturas para a receção de hidrogénio, um dos gases de origem renovável mais exigente para as infraestruturas e redes e por isso objeto deste esforço de adaptação.

Estes projetos são incluídos como projetos base neste PDIRG e constituem o primeiro passo para permitir a introdução de hidrogénio no SNG incluindo a monitorização controlo e gestão dos níveis de mistura no SNG. Têm como objetivo 10% a 15% de concentração de hidrogénio em volume como estabelecido para 2030 no Plano Nacional para o Hidrogénio publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto. O desenvolvimento destes projetos inicia-se com uma fase de estudos evoluindo progressivamente para os investimentos associados, com ênfase no armazenamento subterrâneo que pelas suas características, importância e criticidade (níveis de pressão especialmente elevados) será objeto de uma reformulação mais aprofundada no sentido de compatibilizar estas instalações com o processamento de misturas de hidrogénio em concentração elevada.

Deve ser relevado que os projetos previstos neste PDIRG, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, serão, sempre que aplicável, realizados tendo em conta a sua compatibilidade com a utilização de misturas de GN/H<sub>2</sub> até 100% de H<sub>2</sub>.

Considerando os objetivos de 2040 (20 a 40% de hidrogénio em volume), será possível nos próximos exercícios de PDIRG dimensionar as fases seguintes do esforço para cumprir com todos os requisitos de segurança, em função do conhecimento entretanto adquirido pelos investimentos agora previstos, operação e abastecimento dos utilizadores, associados a percentagens elevadas de hidrogénio. Isto será realizado de forma a garantir a adequação da RNTG e concretizar o eixo nacional de transporte de hidrogénio, compatível com concentrações até 100% de hidrogénio.

As projeções atuais de investimento para garantir em redes existentes a compatibilidade total com hidrogénio, apontam para cerca de 10 a 15% do valor de investimento de uma rede equivalente nova. Em futuros PDIRG, em função do conhecimento disponível e dos resultados dos estudos de avaliação que estão previstos nos projetos ora apresentados, serão avaliados os investimentos necessários.

Alguns estudos indicam que até 20% de concentração de hidrogénio no fluxo de gás será possível a compatibilização com a maioria dos equipamentos termodomésticos dos utilizadores de gás natural. Para concentrações superiores de hidrogénio, a sua alteração ou substituição terá de ser equacionada. Neste contexto, serão necessariamente equacionadas opções de zonamento, em favor da estabilidade da gama admissível de hidrogénio nas redes associadas, tendo por isso estas redes de estar desde logo dimensionadas para operar com concentrações de hidrogénio próximas dos 100%. O zonamento da rede pode vir a ser uma solução local ou mesmo regional numa primeira fase. Não sendo possível programar desde já a sua localização, a viabilização do zonamento obriga a que as redes em causa sejam compatíveis com 100% de hidrogénio no horizonte de 2040. Esta realidade não impede que pontualmente possam existir concentrações de hidrogénio superiores às estabelecidas em áreas específicas das redes ou das infraestruturas, neste caso antecipadamente preparadas para hidrogénio como será o caso de redes locais com 100% de hidrogénio integradas no SNG.

Assim, considera-se que o perfil de investimento deste PDIRG, no que à integração de hidrogénio diz respeito, permite cumprir em segurança o processo de introdução progressiva previsto na Lei até 2030, e perspetiva com prudência, os investimentos seguintes a definir em fases posteriores.

Não estão ainda previstos projetos piloto ou redes locais. Sendo considerados essenciais nesta fase, serão apresentados oportunamente de forma casuística em resposta à procura, como igualmente sugere a recente proposta de revisão regulamentar do gás prevista pela ERSE.

Em conclusão, os projetos associados ao hidrogénio previstos neste PDIRG como Projetos Base, apontam fundamentalmente para a adequação das infraestruturas e redes tendo apenas em conta os objetivos de 2030 para a incorporação de

gases de origem renovável, em particular o hidrogénio, sendo os investimentos necessários à compatibilização total das infraestruturas e redes de gás com o hidrogénio identificados e propostos em função das análises em curso e a incluir num horizonte pós 2025 até 2040, a considerar em futuros PDIRG.

### PROJETO COMPLEMENTAR DA 3ª INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA

A primeira fase da 3.ª interligação foi prevista ser constituída por um gasoduto com início na estação de junção JCT 13200-Celorico da Beira, no Distrito da Guarda, desenvolvendo-se para Norte, em direção a Vale de Frades (na fronteira entre Portugal e Espanha), entrando em território espanhol através da província de Zamora. O projeto foi alvo de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado inicialmente proposto e sujeito a AIA (processo n.º 2871).

A concretização da 3.ª interligação ficou também associada à realização do projeto STEP (primeira fase do projeto MIDCAT), relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus, bem como à concessão de subsídios europeus a fundo perdido para a sua construção, o que estaria de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente relativamente a este projeto, e também com o referido em sede de reuniões conduzidas pela Comissão Europeia no âmbito do 'High Level Group' (HLG) para as interligações no sudoeste europeu.

Deste modo, a decisão final de investimento da 3ª Interligação deveria ser articulada com o desenvolvimento do projeto STEP, devendo estes projetos ser considerados mutuamente dependentes, no sentido de garantir a integração dos sistemas de gás ibéricos e de salvaguardar que ao SNG é simultaneamente viabilizada a oportunidade de integração com o resto dos sistemas europeus, em paralelo com o sistema espanhol aquando da operacionalização do projeto STEP/MIDCAT. 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.

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 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 Plano Decenal Europeu de Infraestruturas Gasistas de 2020 (TYNDP 2020), o que inviabilizou a sua candidatura à 5.ª lista de projetos PIC. Esta situação foi consequência do anterior parecer negativo conjunto do Regulador Francês (CRE) e do Regulador Espanhol (CNMC) à Análise Custo-

benefício do projeto do gasoduto STEP de interligação entre Espanha e França, na sequência do qual o Estado Membro Espanhol retirou o apoio às candidaturas dos projetos STEP e 3.<sup>a</sup> interligação à 5.<sup>a</sup> lista de PIC.

Com esta envolvente, considera-se que enquanto não for retomado o apoio do Reino de Espanha e do operador da rede de transporte interligada (enquanto segundo promotor do projeto), não será possível avançar o processo de candidatura da 3.<sup>a</sup> interligação gasista entre Portugal e Espanha às listas de PIC. Admite-se que tal possa suceder eventualmente num novo contexto associado ao papel das infraestruturas de gás na transição energética, nomeadamente face ao papel que Portugal poderá desempenhar na produção e no transporte de gases descarbonizados / hidrogénio verde, em linha com a estratégia nacional de política energética e ambiental (nomeadamente vertida no RNC 2050, PNEC 2030 e Estratégia Nacional para o Hidrogénio, sob o enquadramento do DL n.º 62/2020) e com a estratégia europeia para o hidrogénio (corporizada nos objetivos da European Clean Hydrogen Alliance). Tal passará também pelo apoio que o Regulamento TEN-E, atualmente em fase de revisão, possa vir a proporcionar a este tipo de projetos, uma vez que a concessão de subsídios à construção é considerada essencial para assegurar a respetiva viabilidade económica.

Assim, de momento não se encontram reunidas as condições mínimas para que o operador da RNTG possa propor o projeto da 3.<sup>a</sup> 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 6.<sup>a</sup> 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.

## ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO

Subordinado a futura decisão sobre a realização do projeto da 3.<sup>a</sup> Interligação Portugal-Espanha, um eventual investimento na Estação de compressão do Carregado deve ser decidido em edições futuras do PDIRG de modo a fazer coincidir as datas de entrada em operação destes dois projetos, a menos que um aumento nos consumos na RNTG ou a necessidade de garantir a reversibilidade de fluxo com a rede interligada de Espanha justifiquem uma alteração de posicionamento, o que não acontece à data de elaboração desta proposta de PDIRG.

## 6. EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS (IMPACTO TARIFÁRIO)

Foi efetuada uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos do presente PDIRG 2022-2031.

A volatilidade acentuada da procura de gás induzida pelas centrais de ciclo combinado tem sido uma característica do setor, sendo os respetivos efeitos tarifários atenuados pelos mecanismos instituídos na regulamentação em vigor com efeito positivo na mitigação dessa volatilidade.

O proveito unitário tem por base a evolução da base de ativos regulada associada às amortizações e investimentos no período do PDIRG, bem como a previsão de procura. Relativamente ao valor do ativo regulado, qualquer das análises reflete uma redução ao longo do período do Plano decorrente de um valor de investimento substancialmente inferior ao das amortizações anuais, com reflexo direto no valor dos proveitos. Quanto aos cenários de procura projetados para o período do Plano, todos traduzem uma redução da procura no mercado elétrico, com uma redução nesse setor cerca de 68% face a 2021, sendo contudo a procura total relativamente estável nos anos subsequentes.

Para a realização da análise aos proveitos permitidos foi assumido um conjunto de pressupostos de base, que se encontram descritos nos pontos seguintes:

1. O custo com capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos em exploração e os novos investimentos previstos no PDIRG 2022-2031 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 10% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carriço, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
2. Considera-se que os custos de exploração se mantêm constantes ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
3. Os ajustamentos / desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos permitidos (para permitir evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento e atuação da empresa);
4. A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 4,5%;
5. A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso apreciados em anteriores edições de PDIRGN; e (3) Projetos Base apresentados no presente PDIRG2022-2031<sup>2</sup>, efetuando-se análises independentes no caso dos investimentos associados à injeção de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço (com e sem atribuição de subsídio a fundo perdido do *Innovation Fund da Comissão Europeia*);

<sup>2</sup> Não se prevê a realização de Projetos Complementares na presente proposta de PDIRG 2022-2031.

6. Relativamente aos consumos de gás, consideram-se três cenários submetidos à DGEG para consideração na proposta de RMSA-G 2020 - o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior - tal como definidos no capítulo 3 do presente Plano.

A partir dos pressupostos de base definidos anteriormente, efetuaram-se as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, num total de nove simulações, de acordo com as variáveis definidas no quadro seguinte, referentes às seguintes combinações de agrupamentos de investimentos:

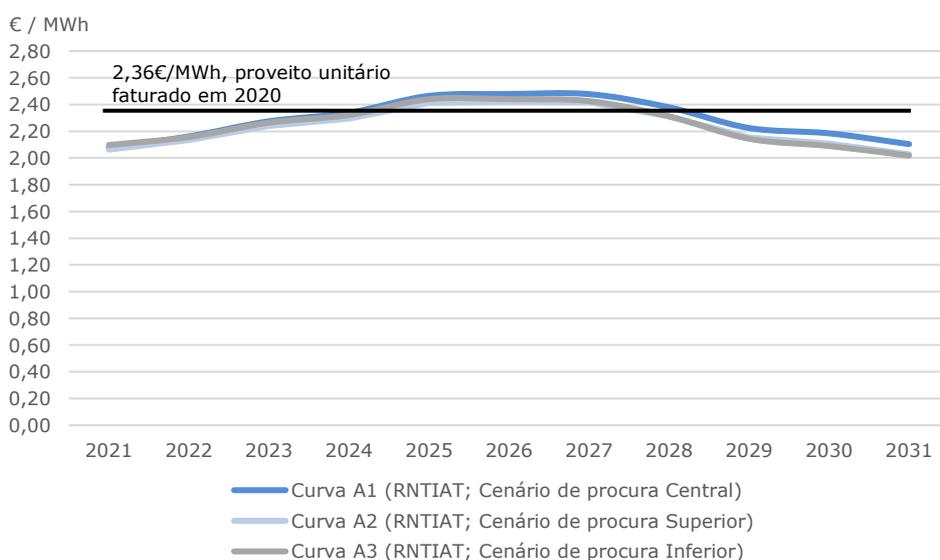
VARIAÇÃO NOS PROVEITOS PERMITIDOS UNITÁRIOS NA RNTIAT (2022-2031) (PROJETOS BASE, COM HIDROGÉNIO, SEM SUBSÍDIO, CENÁRIO CENTRAL DE EVOLUÇÃO DA PROCURA)



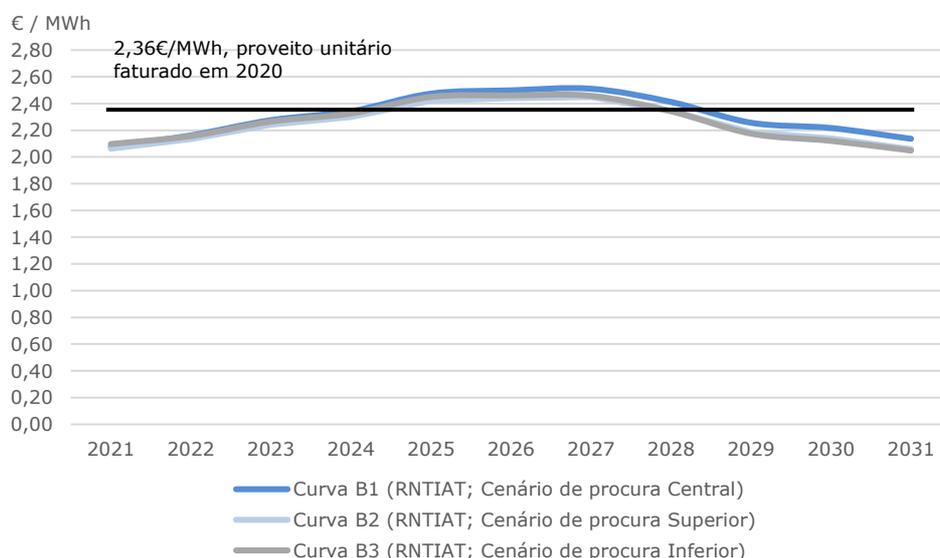
- Projetos Base em curso e os apreciados em anteriores edições de PDIRGN com previsão de conclusão até 2022 (v. Anexo 2) + Projetos Base do PDIRG 2022-2031 excluindo os investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e AS do Carricho (simulações A1, A2 e A3);
- Os projetos das simulações A1 a A3, acrescidos dos investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carricho com subsídio a fundo perdido de 60% do *Innovation Fund* (simulações B1, B2 e B3);
- Os projetos das simulações A1 a A3, acrescidos dos investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e As Carricho, sem qualquer atribuição de subsídio a fundo perdido (simulações C1, C2 e C3).

**Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base, sem o investimento especificamente associado ao hidrogénio (simulações A1, A2 e A3)**

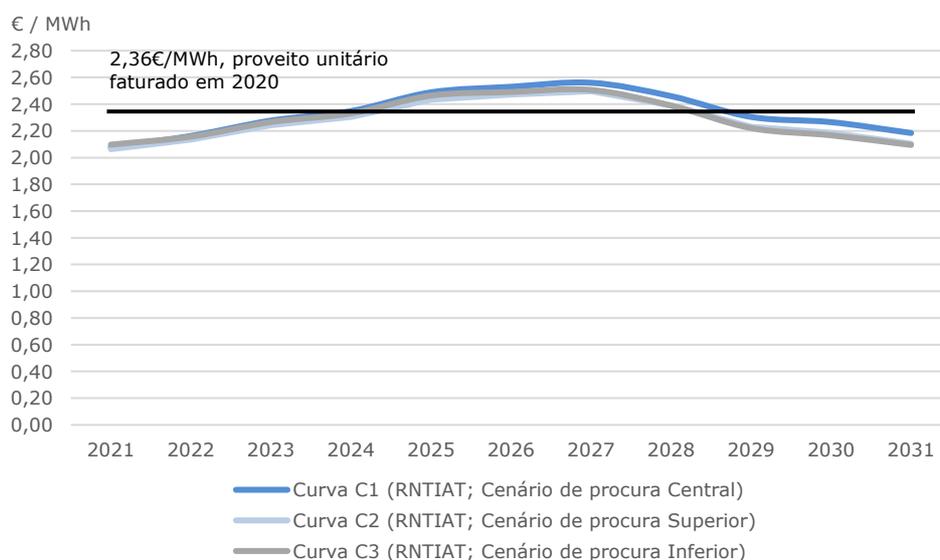
VARIAÇÃO VERIFICADA NA TMCA NO HORIZONTE DO PLANO (2022-2031) NO CENÁRIO CENTRAL DE EVOLUÇÃO DA PROCURA



**Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base, incluindo o investimento especificamente associado ao hidrogénio com subsídio de 60% a fundo perdido (simulações B1, B2 e B3)**



**Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base, incluindo o investimento específico associado ao hidrogénio sem subsídios (simulações C1, C2 e C3)**



As figuras anteriores apresentam os nove cenários de evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, considerando o impacto dos Projetos Base apresentados no PDIRG 2022-2031 sem e com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio (com e sem a atribuição de 60% a fundo perdido do *Innovation Fund*), para os Cenários de procura Central, Superior e Inferior. A

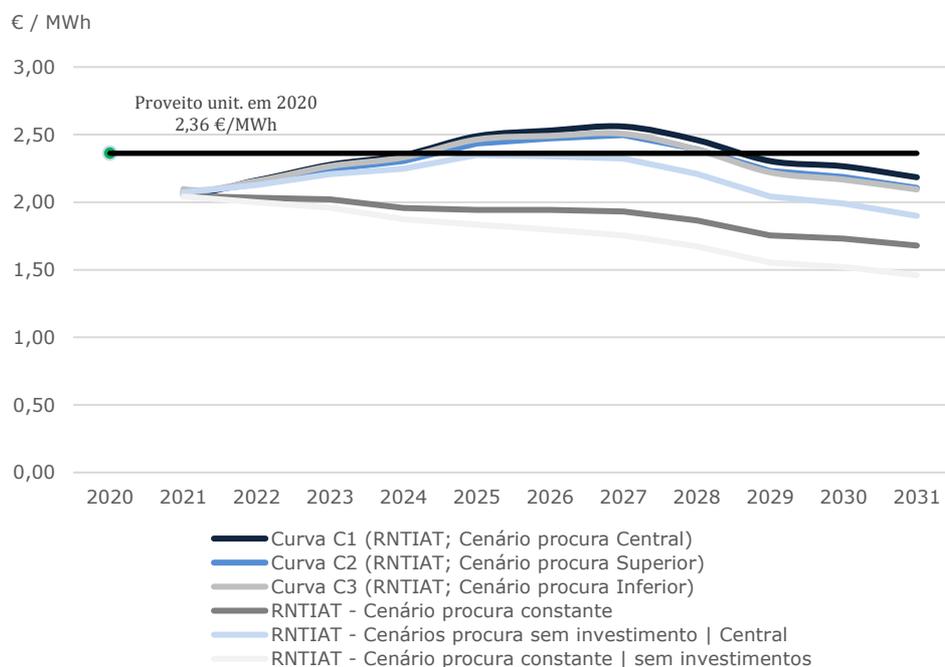
linha horizontal dos gráficos indica o proveito unitário resultante da faturação e do consumo do ano 2020, quantificado em 2,36 €/MWh, relativo a uma procura de 66,9 TWh. Este valor referencia o custo unitário atual suportado pelos agentes.

Nos nove cenários supra em análise, apesar da redução do ativo no período do Plano, por se investir sempre abaixo do valor da amortização anual, decorrente do reduzido investimento associado aos Projetos Base (sem investimento no hidrogénio), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio (mais concretamente até ao ano 2027), e uma tendência decrescente no segundo quinquénio do Plano. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se 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, devido ao aumento da penetração de FER. 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 como já referido.

### Conclusão

Tendo por base os valores apresentados, procurou-se sintetizar num único gráfico as evoluções mais relevantes para a compreensão dos efeitos em análise, e que a seguir se identificam. Consideram-se os ativos em exploração acrescidos dos investimentos previstos no período do Plano, na situação mais desfavorável considerando a hipótese de não serem atribuídos subsídios aos investimentos específicos associados ao hidrogénio:

**Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base, incluindo o investimento específico associado ao hidrogénio sem subsídios (simulações C1, C2 e C3)**



As linhas auxiliares, no gráfico acima, designadamente a evolução do proveito permitido unitário da RNTIAT sem investimento e as que correspondem a uma evolução constante da procura, refletem o efeito da redução da base de ativos regulada no quadro deste PDIRG. O nível de custo registado em 2020 é suficiente para cobrir a quase totalidade do proveito unitário no período do Plano, com exceção de três anos, apesar da substancial redução de procura que se introduziu nas projeções.

## 7. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO DOS PROJETOS BASE

Os Projetos Base incorporam aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos. São projetos que não impactam em nova capacidade das infraestruturas.

Estes projetos resultam também de uma Estratégia de Manutenção e Gestão de Ativos que procura a maximização da fiabilidade e a otimização do custo de ciclo de vida dos Ativos tendo em consideração as boas práticas internacionais para *Asset Management* (nomeadamente a PAS55 e a ISO55000). Esta estratégia tem como ponto de partida a caracterização da população de equipamentos da RNTG, detalhada nos Capítulos 2 e 3. Importa assim referir que, à data de laboração do

presente documento, a idade média dos gasodutos é de 21 anos, a grande maioria dos principais equipamentos do Terminal de GNL tem cerca de 17 anos de operação contínua e que as instalações do Armazenamento Subterrâneo do Curió entraram em funcionamento há cerca de 16 anos.

A elaboração do Plano de investimentos em remodelação e modernização de ativos para o período 2022-2031 beneficia da experiência acumulada de anteriores processos de decisão e da consolidação proporcionada por mais de 20 anos de operação de um conjunto de infraestruturas fundamentais no setor do gás. A proposta de PDIRGN 2018-2027 apresentou, pela primeira vez, uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício que tem vindo a ser atualizada, processo este que a presente proposta de PDIRG dá continuidade. Foi também adicionado um novo atributo, 'Resiliência das infraestruturas aos fenómenos decorrentes das alterações climáticas' que pretende classificar a relevância de cada projeto na implementação de medidas que visem a redução dos principais impactos dos fenómenos decorrentes das alterações climáticas (medidas de adaptação).

A arquitetura da abordagem e apoio à decisão adotada para o PDIRG no âmbito da remodelação e modernização de ativos é, tal como no PDIRG anterior, comum às três concessões, Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL) e Armazenamento Subterrâneo (AS). Esta metodologia continuará também a ser agrupada e interpretada de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos de remodelação e modernização de ativos:

### **1. Melhoria operacional**

São os projetos cuja implementação traz vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança, ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado. A análise efetuada para todos os projetos apresentados no âmbito da Melhoria Operacional baseou-se nos seguintes atributos que geram benefícios: Indicador de Criticidade; Capacidade em risco de interrupção; Redução de probabilidade de falha; Melhoria para a segurança de pessoas e bens; Redução de impactos ambientais; Melhoria da eficiência do sistema; Risco social; e Aumento da resiliência das instalações às consequências das alterações climáticas.

### **2. Adequação regulamentar**

Este tipo de projetos visa dar cumprimento ao estipulado na legislação do setor e aos normativos e regulamentos aplicáveis, nomeadamente os publicados pela ERSE. São projetos maioritariamente relacionados com a monitorização da integridade estrutural das infraestruturas, com a recalibração e certificação de equipamentos de segurança e com a aferição e acondicionamento de equipamentos de leitura e medida, que têm uma calendarização periódica devidamente regulamentada.

### **3. Gestão de ativos em fim de vida útil**

Intervenções necessárias nos ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Embora com algumas

exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição. Assim, pretende-se definir opções de engenharia que otimizem os custos de operação ao longo do ciclo de vida do ativo, garantindo os níveis de qualidade de serviço, a sustentabilidade ambiental e a segurança de pessoas e bens.

#### 4. Projetos de gestão integrada de vegetação

Projetos que têm como objetivo mitigar os efeitos dos eventos climáticos extremos através de uma significativa redução do combustível vegetal existente nas faixas de proteção da RNTG e da criação de resiliência à proliferação de espécies vegetais invasoras ou não nativas.

Relativamente ao projeto de adaptação da RNTIAT à introdução de misturas gás/hidrogénio, apresenta-se um quadro resumo específico com as suas principais características que permitem dar expressão aos correspondentes atributos da análise de suporte à decisão, sem prejuízo da exigência regulamentar ínsita na EN-H2 e no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto:

Projeto H <sub>2</sub>	
CAPEX (2022-2033)	40,975 M€
Potencial de redução de emissões (2022-2033)*	1 053 104 ton CO <sub>2</sub> eq.
Estimativa de energia armazenada em hidrogénio (acumulado 2022-2033)*	5,2 TWh
Criação de emprego externo	551 FTE

\* Valores recolhidos da candidatura apresentada ao Innovation Fund da Comissão Europeia

## 8. ANÁLISE MULTICRITÉRIO AOS INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO

Nesta edição do plano, os Projetos Complementares apresentados não são propostos para investimento e por isso não têm impacto na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem da capacidade de oferta, nem da capacidade de armazenamento. Assim, esta análise (efetuada no capítulo 8 do corpo do Plano) tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho sistémico da RNTIAT de acordo com as capacidades atuais no horizonte temporal do Plano. Apesar de não se registarem alterações nos valores de capacidade das infraestruturas, há indicadores que apresentam uma variação que deve ser monitorizada no horizonte 2022-2031.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos, procede-se à determinação de um conjunto de atributos, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento utilizados no capítulo 8 do Plano são os seguintes:

- I. Integração de Mercados - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento;
- IV. Sustentabilidade - diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e *backup* às Fontes de Energia Renovável (FER).

# ÍNDICE

## SUMÁRIO EXECUTIVO

<b>ÍNDICE</b>	<b>1</b>
<b>SIGLAS E ABREVIATURAS</b>	<b>4</b>
<b>1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO</b>	<b>6</b>
1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT) NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS (SNG)	7
1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR	8
1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU	12
1.3.1. COORDENAÇÃO EUROPEIA DA EXPANSÃO DA REDE	12
1.3.2. ENQUADRAMENTO DOS PROJETOS DE INTERESSE COMUM NO PDIRG 2022-2031	13
1.3.3. SEGURANÇA DO ABASTECIMENTO	14
1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO	15
1.5. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO	17
1.6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	19
1.6.1. ENQUADRAMENTO	19
1.7. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRG E OS PDIRD	20
<b>2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS</b>	<b>21</b>
2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNG	24
2.1.1. REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS	24
2.1.2. TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DE SINES	27
2.1.3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	28
2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA	30
2.2.1. PROCURA ANUAL	30
2.2.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DA RNTG	34
2.2.3. TAXAS DE UTILIZAÇÃO	36
2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA	38
2.3.1. EVOLUÇÃO DO ABASTECIMENTO	38
2.3.2. CAPACIDADE DE OFERTA DA RNTG	41
2.3.3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NA RNTIAT	43
2.3.4. TAXAS DE UTILIZAÇÃO DA RNTIAT	45
2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO	54
2.4.1. CONTINUIDADE DO SERVIÇO	54
2.4.2. CARACTERÍSTICAS DO GÁS	55
2.4.3. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO	56
<b>3. PRESSUPOSTOS</b>	<b>61</b>
3.1. ENQUADRAMENTO	62
3.2. APRESENTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES)	63
3.2.1. PROJETOS BASE	63
3.2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES	64
3.3. NEUTRALIDADE CARBÓNICA E NOVO CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR SOBRE GASES RENOVÁVEIS, INCLUINDO O HIDROGÉNIO	65
3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA	70
3.4.1. PROCURA ANUAL	71
3.4.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO	77
3.5. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA	83
3.5.1. PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES	83
3.6. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO	85
3.6.1. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DOS ATIVOS (PROJETOS BASE)	86
3.6.2. ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO SISTÉMICO DA RNTIAT	91
<b>4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO</b>	<b>94</b>
4.1. ENQUADRAMENTO	95

4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO	97
4.2.1. INVESTIMENTO ASSOCIADO AOS PROJETOS BASE	97
4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO	97
4.3.1. ENQUADRAMENTO E AGREGAÇÃO DE PROJETOS	97
4.3.2. INVESTIMENTO EM NOVOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DE ATIVOS PARA O PERÍODO 2022-2026	98
4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS	103
4.4.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	103
4.4.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NA RNTG	104
4.4.3. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR NA RNTG	105
4.4.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NA RNTG	106
4.4.5. PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO NA RNTG	107
4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	109
4.5.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	109
4.5.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO TGNL	110
4.5.3. PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR DO TGNL	110
4.5.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO TGNL	111
4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	113
4.6.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	113
4.6.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO AS DO CARRIÇO	114
4.6.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR PARA O ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	114
4.6.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	115
4.7. ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS – AUMENTO DA RESILIÊNCIA DA RNTIAT	116
4.8. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL	119
4.9. INVESTIMENTO GLOBAL DOS PROJETOS BASE (SEM HIDROGÉNIO)	125
4.10. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE HIDROGÉNIO	126
4.10.1. ENQUADRAMENTO E ÂMBITO	126
4.10.2. INVESTIMENTO NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS	127
4.10.3. INTERVENÇÃO NO AS DO CARRIÇO	128
4.10.4. VALOR DE INVESTIMENTO PREVISTO	130
4.11. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS	132
<b>5. PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRG</b>	<b>135</b>
5.1. ENQUADRAMENTO	136
5.2. ABASTECIMENTO DE GNL NO ÂMBITO DO <i>SMALL SCALE LNG</i>	137
5.2.1. ENQUADRAMENTO	137
5.2.1. PDIRGN 2020-2029	138
5.2.1. PDIRG 2022-2031	138
<b>6. PROJETO COMPLEMENTAR DE EIXO NACIONAL DE TRANSPORTE DE HIDROGÉNIO</b>	<b>139</b>
<b>7. PROJETO COMPLEMENTAR DA 1ª FASE DA 3ª INTERLIGAÇÃO ENTRE PORTUGAL E ESPANHA</b>	<b>142</b>
<b>8. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRG</b>	<b>145</b>
8.1. IMPACTO TARIFÁRIO	146
8.1.1. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2022-2031 SEM INCLUSÃO DO INVESTIMENTO ASSOCIADO À INTRODUÇÃO DE HIDROGÉNIO (NA RNTG E NO AS CARRIÇO)	147
8.1.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2022-2031 INCLUINDO O INVESTIMENTO ASSOCIADO AO HIDROGÉNIO COM SUBSÍDIO A FUNDO PERDIDO DE 60% (DO <i>INNOVATION FUND</i> )	150
8.1.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE DO PDIRG 2022-2031 INCLUINDO O INVESTIMENTO ASSOCIADO AO HIDROGÉNIO SEM ATRIBUIÇÃO DE SUBSÍDIO A FUNDO PERDIDO DO <i>INNOVATION FUND</i>	152
8.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO	156
8.2.1. PROJETOS BASE (REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO)	156
8.2.2. INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO	168
8.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	194

**ANEXOS**

**ANEXO 1 - PRESSUPOSTOS DO RMSA-G 2020**

**ANEXO 2 - PROJETOS APROVADOS EM ANTERIORES EDIÇÕES DO PDIRG**

**ANEXO 3 - METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO**

**ANEXO 4 - FICHAS DE CONSULTA DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO, E DOS INVESTIMENTOS NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL**

**ANEXO 5 – PERSPETIVA DE INOVAÇÃO**

# SIGLAS E ABREVIATURAS

AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
BEI	Banco Europeu de Investimento
BV	Estação de seccionamento (Block Valve)
CAE	Contrato de aquisição de energia
CCC	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado (Combined Cycle Gas Turbine)
CCCG	Central de Ciclo Combinado a Gás
CCDR-LVT	Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional de Lisboa e Vale do Tejo
CD	Centro de Despacho
CDE	Custos diretos externos
CE	Comissão Europeia
CEF	Connecting Europe Facility
CMEC	Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual
CTS	Interligação (Custody Transfer Station)
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DPB	Despacho Principal de Bucelas
GTG	Gestor Técnico Global do SNG / Gestão Técnica Global do Sistema
EC	Estação de Compressão
EEA	Estudo de Enquadramento Ambiental
EM	Estado Membro
EN H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
ENTSOG	Associação Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás
ERAE	Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fonte de Energia Renovável
GCG	<i>Gas Coordination Group</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
G	Gás
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Estação de regulação de pressão e medida (Gas Regulating and Metering Station)
GS	Gestor do Sistema
HSST	Higiene, segurança e saúde no trabalho
ICJCT	Estação de derivação em T simples (Branch Station)
JCT	Estação de derivação (Junction Station)
MC	Mercado Convencional (residencial, terciário e indústria)
ME	Mercado Elétrico
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás
MIDCAT	Nova interligação Espanha-França
M m <sup>3</sup> (n)	Milhão de metro cubico normalizado
OPEX	Operational Expenditure
QAN	Quadro de Ação Nacional
PIC	Projeto de Interesse Comun
PCI	Project of Common Interest
PDIRD	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição
PDIRG	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL

PDIRGN	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás natural e Terminais de GNL
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade
PIB	Produto Interno Bruto
PIC	Projetos de Interesse Comun
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
PRO	Produção de eletricidade em regime ordinário
REN	Redes Energéticas Nacionais, SA
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
RIP	Relevante Interesse Público
RMSA-E	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Eletricidade
RMSA-G	Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento de Gás
RNC	Roteiro para a Neutralidade Carbónica
RNTG	Rede Nacional de Transporte de Gás
RNTIAT	Rede Nacional de Transporte e Infraestruturas de Armazenamento de gás e Terminais de GNL
RPG	Rede Pública de Gás
RTS	Rede de Telecomunicações de Segurança
SEOTCN	Secretaria de Estado do Ordenamento do Território e Conservação da Natureza
SEEn	Secretário de Estado da Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
Slot	Período de dias atribuído para uma operação de carga ou descarga de navio de GNL no TGNL de Sines
SNG	Sistema Nacional de Gás
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
STEP	Primeira fase da nova interligação Espanha-França
TGNL	Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito
TMCA	Taxa Média de Crescimento Anual
TU	Taxa de Utilização
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UE	União Europeia
VAB	Valor Acrescentado Bruto
VIP	Virtual Interconnection Point



1

# ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

## 1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL (RNTIAT) NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS (SNG)

A rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito (GNL).

A rede nacional de transporte de gás (RNTG) é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída. A entrega de gás pode ser efetuada diretamente aos clientes ligados em alta pressão, às redes de distribuição que constituem a rede nacional de distribuição de gás, à rede interligada do sistema gasista de Espanha e ao armazenamento subterrâneo do Carriço para injeção nas cavernas dessa infraestrutura.

O terminal de gás natural liquefeito (TGNL) de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como ao carregamento de GNL em camiões cisterna.

Nas instalações do armazenamento subterrâneo (AS) do Carriço, concelho de Pombal, o gás é armazenado em alta pressão em cavernas criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem, que utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavernas e a extração de gás das cavernas para a rede de transporte.

A rede nacional de distribuição de gás (RNDG) é constituída pelo conjunto das redes de distribuição da REN Portgás Distribuição, Duriensegás, Sonorgás, Beiragás, Lusitaniagás, Tagusgás, LisboaGás GDL, Setgás, Dianagás, Medigás e Paxgás, tendo por objetivo transportar até aos clientes finais, em média e baixa pressão, o gás recebido da rede de alta pressão. Alternativamente, o gás pode ser recebido das unidades autónomas de gaseificação (UAG) após vaporização do GNL contido nos reservatórios criogénicos dessas unidades.

Nas UAG, o GNL recebido dos camiões cisterna ou de contentores-cisterna criogénicos é armazenado e posteriormente gaseificado para as redes de distribuição ou para consumidores finais de gás.

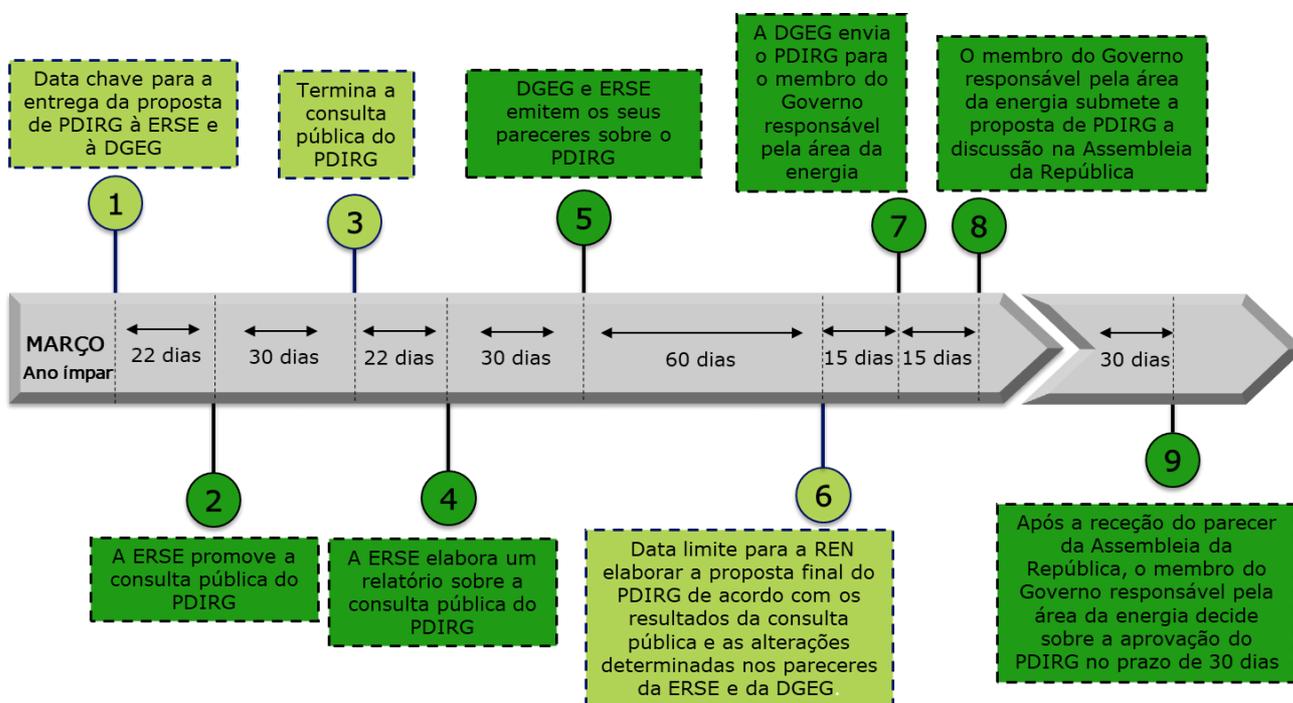
## 1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR

Dando cumprimento ao disposto no Artigo 86º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, compete à REN, enquanto concessionária da RNTG, a elaboração nos anos ímpares de um plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento da RNTIAT (PDIRG). De acordo com o Artigo 87.º Procedimento de elaboração do plano decenal indicativo de desenvolvimento e investimento na RNTIAT, a proposta de PDIRG deve ser apresentada pelo operador da RNTG à DGEG e à ERSE até ao final do 1º trimestre dos anos ímpares. A ERSE, no prazo de 22 dias, promove a consulta pública da proposta de PDIRG, com duração de 30 dias, findos os quais, no prazo de 22 dias, a ERSE elabora o relatório da consulta pública que é levado ao conhecimento da DGEG e operador da RNTG. Recebido o relatório da consulta pública, DGEG e ERSE têm 30 dias para emitirem e comunicarem entre si e ao operador da RNTG o respetivo parecer, o qual pode determinar a introdução de alterações à proposta. Recebidos os pareceres da DGEG e da ERSE, o operador da RNTG dispõe do prazo de 60 dias para enviar à DGEG a proposta final do PDIRG que terá em conta os resultados da consulta pública e incorpora as alterações determinadas nos pareceres emitidos. Recebida a proposta final do PDIRG, a DGEG, no prazo de 15 dias, envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo este de 15 dias para submeter a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República. Após a receção do parecer da Assembleia da República, o membro do Governo responsável pela área da energia decide sobre a aprovação do PDIRG, no prazo de 30 dias.

A figura seguinte ilustra o cronograma associado ao procedimento de elaboração do PDIRG.

FIGURA 1-1

### Procedimento de elaboração do PDIRG



O Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT (PDIRG) encontra-se enquadrado por legislação e regulamentação a nível nacional e comunitário, identificando-se neste ponto do Plano a legislação relevante que o suporta.

#### LEGISLAÇÃO NACIONAL

- O Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, nomeadamente os seguintes Artigos:
  - Artigo 29.º Obrigações do operador da RNTG;
  - Artigo 86.º Planeamento da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de Gás Natural Liquefeito;
  - Artigo 90.º Garantia da segurança do abastecimento de gás;
  - Artigo 96.º Obrigação de constituição e manutenção de reservas de segurança;
  - Anexo I, Capítulo I - Disposições e princípios gerais, Base I - Objeto da Concessão;
  - Anexo I, Capítulo IV - Construção, planeamento, remodelação e expansão das infraestruturas, Base XV - Projetos e Base XVII - Planeamento, remodelação e expansão da Rede Nacional de Transporte de Gás;
- A Portaria n.º 297/2011 de 16 de novembro, designadamente no Artigo 1.º Reservas de segurança;

- O Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás, designadamente no Artigo 316.º Atividade de Transporte de gás nº 2 alinea a) e no Artigo 11.º Obrigação de ligação (dos operadores das redes de transporte e de distribuição);
- O Regulamento do Acesso às Redes, às Infraestruturas e às Interligações do Sector do Gás, no Capítulo III Investimentos nas infraestruturas, designadamente os Artigos 28.º Informação sobre novos projetos de investimento, 29.º Supervisão dos projetos de investimento e 30.º Realização de investimentos nas infraestruturas;
- Regulamento do Terminal de Recepção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril;
- O Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, Portaria n.º 142/2011, de 6 de abril;
- Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em formações salinas naturais, Portaria n.º 181/2012, de 8 de junho;
- Aditamento à Portaria n.º 137/2011, de 5 de abril, Portaria n.º 201/2013, de 6 de junho;
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio, aprovada e publicada na Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020;
- O Plano nacional de Energia e Clima 2030, aprovado e publicado na Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020;
- O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado e publicado na Resolução de Conselho de Ministros n.º 107/2019;
- O Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto de 2020 que estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável, atualizando as metas de energia de fontes renováveis;
- O Decreto-Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro de 2020 que estabelece disposições em matéria de eficiência energética, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2002.

### **LEGISLAÇÃO EUROPEIA**

- O Regulamento (UE) n.º 1938/2017 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro, designadamente no Artigo 5.º Normas relativas às infraestruturas, Artigo 6º Normas relativas ao aprovisionamento, Artigo 7.º Avaliação de Riscos e Artigos 8.º e 9.º Plano Preventivo de Ação;
- O Regulamento (UE) n.º 715/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de julho, designadamente no Artigo 4.º Rede europeia dos operadores das redes de transporte de gás, Artigo 12.º Cooperação regional dos operadores das redes de transporte; Artigo 18.º Requisitos de transparência aplicáveis aos operadores das redes de transporte e Artigo 19.º Requisitos de transparência aplicáveis às instalações de armazenamento e de GNL;

- O Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias e que revoga a Decisão n.º 1364/2006/CE e altera os Regulamentos (UE) n.º 713/2009, (UE) n.º 714/2009 e (UE) n.º 715/2009;
- O Regulamento (UE) n.º 1316/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 11 de dezembro cria o mecanismo Interligar a Europa (CEF - Connecting Europe Facility), apoiando a execução dos projetos de interesse comum que visam desenvolver e construir novas infraestruturas;
- O Regulamento (UE) n.º 1391/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de outubro veio alterar no que diz respeito à lista de PIC o Regulamento (UE) n.º 347/2013, disponibilizando as linhas mestras para a implementação de uma rede de transeuropeia de energia e identifica a 1.ª lista de projetos PCI (Projects of Common Interest);
- O Regulamento (UE) n.º 2016/89 da Comissão de 18 de novembro, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 17 de abril, e publica a segunda lista de projetos PCI;
- O Regulamento (UE) n.º 2018/540 da Comissão de 23 de novembro de 2017, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, que publica a terceira lista de projetos PCI;
- O Regulamento (UE) n.º 2020/389 da Comissão de 31 de outubro de 2019 que altera (no que diz respeito à lista PCI) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, que publica a quarta lista de projetos PCI;
- A Estratégia Europeia para o Hidrogénio da Comissão Europeia, publicada em 8 de julho de 2020;
- A Estratégia para a integração do Sistema Energético da Comissão Europeia, publicada em 8 de julho de 2020.

## 1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU

### 1.3.1. Coordenação europeia da expansão da rede

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 715/2009, de 13 de julho de 2009, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de gás a nível europeu, passou a ser assegurada pela “European Network of Transmission System Operators for Gas”<sup>3</sup> (ENTSOG), da qual a REN é associada. Do ponto de vista operacional e organizativo, o grupo do investimento, “Investment Working Group” (INV-WG), tem a responsabilidade dos temas de planeamento e desenvolvimento das redes da ENTSOG.

Ainda de acordo com o mesmo regulamento, a ENTSOG é responsável por elaborar, a cada dois anos, o plano decenal não vinculativo de desenvolvimento da rede de transporte de gás à escala Europeia “Ten-Year Network Development Plan” (TYNDP). A versão draft da sexta edição deste plano, o “TYNDP 2020”<sup>4</sup>, foi colocada em consulta pública pela ENTSOG no dia 25 de novembro de 2020 e a sua versão final deverá ser publicada no mês de maio de 2021. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas visam apoiar as ambições europeias de energia e clima, incluindo o “Green Deal” e as estratégias europeias para a integração do sistema de hidrogénio<sup>5</sup> e a “Energy System Integration”<sup>6</sup>, tendo sido sujeitos a um amplo processo de consulta pública, bem como a uma interação regular com os seus principais stakeholders, fatores estes que permitiram a introdução de um conjunto alargado de melhorias.

O plano de desenvolvimento europeu deve incluir a modelização da rede integrada, a elaboração de cenários, uma perspetiva de adequação da produção à escala europeia e uma avaliação da resiliência do sistema. Como referido, a elaboração deste plano tem por base as orientações europeias de política energética, que visam, no setor do gás cumprir com os princípios como a sustentabilidade, a segurança de abastecimento, a competitividade e a integração do mercado de gás.

Os operadores de rede nacionais, juntamente com os operadores das redes interligadas em cada grupo regional, realizam os estudos técnicos necessários à identificação das necessidades de infraestruturas em cada região e nas ligações das diversas regiões entre si, propondo os projetos a inscrever no TYNDP. A exigência de promover a cooperação regional está consagrada na Diretiva (UE) 2009/73 da Comissão Europeia e mais detalhada pelo Regulamento (UE) n.º 715/2009, que exige que os ORTs europeus publiquem planos de investimento regionais de gás, “Gas Regional Investment Plan” (GRIP) numa base bienal. Com base na análise das interligações e no funcionamento das redes de transporte, bem como nas necessidades de desenvolvimento das infraestruturas, os planos regionais encontram-se agrupados em seis regiões:

- GRIP North-West

<sup>3</sup> Designada na legislação portuguesa por “Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte”.

<sup>4</sup> <https://tyndp2020.entsog.eu/>

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS\\_20\\_1296](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296)

<sup>6</sup> [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en)

- GRIP South
- GRIP Central Eastern Europe
- GRIP BEMIP
- GRIP Southern Corridor
- GRIP South-North Corridor

A REN contribui para a elaboração do GRIP South, juntamente com os operadores de Espanha (Enagás e Reganosa) e de França (GRTgaz e TIGF). No ano de 2020 foi publicado o GRIP 2019, cujos conceitos, metodologias e cenários utilizados foram baseados no TYNDP 2018.

Até ao final do ano 2021 será publicada a edição do GRIP 2021, assente nas metodologias e cenários do TYNDP 2020 e cuja função de coordenação foi assumida pela empresa Reganosa.

A informação contemplada no TYNDP baseia-se em informação dos planos nacionais e dos planos regionais.

### 1.3.2. Enquadramento dos Projetos de Interesse Comum no PDIRG 2022-2031

O projeto da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha, designado no âmbito do CEF como projeto PIC 5.4.1, não obteve a renovação do estatuto de Projeto de Interesse Comum (PIC) na publicação da 4.<sup>a</sup> 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) em articulação com as orientações da Autoridade Competente do Reino de Espanha retirou, no Verão de 2019, o troço de gasoduto em Espanha desta interligação do processo de realização da análise de custo e benefício na fase de preparação do Plano Decenal Europeu de Infraestruturas Gasistas de 2020 (TYNDP 2020<sup>7</sup>), o que inviabilizou a candidatura à 5.<sup>a</sup> Lista de projetos PIC. Esta situação foi consequência do anterior parecer negativo conjunto do Regulador Francês (CRE) e do Regulador Espanhol (CNMC) à Análise Custo-benefício do projeto do gasoduto STEP de interligação entre Espanha e França, na sequência do qual o Estado Membro Espanhol retirou o apoio às candidaturas dos projetos STEP e 3.<sup>a</sup> interligação à 5.<sup>a</sup> Lista de PIC.

Enquanto não for retomado o apoio do Reino de Espanha e do operador da rede de transporte interligada (enquanto segundo promotor), não será possível avançar o processo de candidatura da 3.<sup>a</sup> interligação gasista entre Portugal e Espanha às listas de PIC. Admite-se que tal possa suceder eventualmente num novo contexto associado ao papel das infraestruturas de gás na transição energética, nomeadamente face ao papel que Portugal poderá desempenhar na produção e no transporte de gases descarbonizados / hidrogénio verde em linha com a estratégia europeia para o hidrogénio (corporizada nos objetivos da European Clean Hydrogen Alliance). Tal passará também pelo apoio que o Regulamento TEN-E, atualmente em fase de revisão, possa vir a proporcionar a

<sup>7</sup> O troço português da 3.<sup>a</sup> interligação consta do TYNDP 2020, mas como não tem continuidade do lado de Espanha não foi objeto de PS-CBA, condição para candidatura a PIC.

este tipo de projetos, uma vez que a concessão de subsídios à construção é considerada essencial para assegurar a respetiva viabilidade económica.

### **1.3.3. Segurança do Abastecimento**

No domínio da segurança do abastecimento e no âmbito da atividade de Planeamento da RNTIAT, são elaboradas as propostas dos relatórios de Avaliação dos Riscos que afetam o aprovisionamento de gás em Portugal e do Plano Preventivo de Ação, dando cumprimento ao disposto no Regulamento n.º 2017/1938, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro, e no Decreto-Lei n.º 62/2020.

## 1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO

Tendo por objetivo melhorar a perceção e a clareza da proposta de PDIRG 2022-2031 para os diversos *stakeholders* envolvidos, nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações que residem por detrás dos diversos projetos nele apresentados e correspondentes procedimentos decisoriais, a REN distingue os projetos do PDIRG cuja decisão de realização depende sobretudo da avaliação técnica que a Empresa faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições e segurança e operacionalidade da rede existente, de outros projetos que resultam da necessidade de criação das condições de rede requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente, numa lógica de cumprimento da legislação em vigor, segundo a qual, na elaboração das suas propostas do Plano a REN Gasodutos deve ter em consideração, nomeadamente, os seguintes elementos (Artigo 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto):

- Deve assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- Os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, para o período 2021-2040 (RMSA-G 2020), as últimas informações disponíveis relativas ao planeamento das infraestruturas de oferta, e a caracterização da RNTIAT elaborada pelo operador da RNTG, em conformidade com os objetivos e requisitos de transparência previstos no Regulamento (CE) n.º 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho;
- Tem um horizonte temporal de dez anos, neste caso de 2022 a 2031, contendo informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2022-2031, referenciando os investimentos já decididos para o período dos três anos iniciais, entre 2022 e 2024, e apresentando a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (PDIRD), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento dos ORDs nas redes de distribuição. A articulação entre o PDIRG e os PDIRD, tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coordenado, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás que integram o SNG, assegurando a coordenação integrada e a compatibilidade de capacidade das infraestruturas de gás de distribuição e de transporte de gás;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás, que devem refletir as perspetivas de desenvolvimento dos sectores de maior e mais intenso consumo, os padrões de segurança para planeamento das redes e as exigências técnicas e regulamentares;
- Critérios de racionalidade económica, designadamente os que decorrem da utilização eficiente das infraestruturas e da sua sustentabilidade económico-financeira a prazo, devendo, no que diz respeito às interligações internacionais, ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

Assim, tendo em consideração o atrás exposto, o primeiro conjunto de projetos propostos depende essencialmente da iniciativa da REN, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação que a operação da RNTIAT faz sobre o estado dos ativos em serviço e a segurança de operação das infraestruturas, e ainda aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente ao reforço de ligação à RNDG, projetos esses considerados nos PDIRD.

Um segundo conjunto de projetos, designado neste documento por Projetos Complementares, contém em si os projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que também não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos seus PDIRD. A avaliação destes projetos está assim entendida, nesta proposta de PDIRG, como condicionada à manifestação do interesse por parte de *stakeholders* externos, bem como à confirmação pelo Concedente quanto ao interesse, concordância e data de realização dos mesmos.

Estes dois conjuntos, Projetos Base e Projetos Complementares, serão aprofundados em maior detalhe mais adiante neste documento, nomeadamente no capítulo 4 e capítulo 5.

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções que apresenta, o operador da RNTG procura criar opções que permitam, na medida do possível, uma resposta simultânea a diferentes necessidades e propósitos identificados, visando soluções otimizadas que minimizem os custos de investimento, sem perder de vista uma evolução estratégica de mais longo prazo, que passa por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás.

## 1.5. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO

A presente proposta de PDIRG para o período 2022-2031 (PDIRG 2022-2031), mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições de propostas de Plano, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outros *stakeholders* no âmbito da consulta pública, também tornar o seu processo de comunicação mais efetivo e perceptível por parte dos seus destinatários, nomeadamente no que respeita à importância da sua realização para a manutenção dos níveis de segurança de equipamentos, pessoas e bens, manutenção da segurança de abastecimento e qualidade de serviço e valor acrescentado para o SNG.

O resultado final deste processo acomoda assim informação de diversa índole e espelha a dinâmica evolutiva e de constante adaptação e aperfeiçoamento do processo de planeamento, na qual estão considerados contributos das diversas partes interessadas, dando origem à presente proposta de Plano, de que se destacam os seguintes pontos:

- Toma como referência os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2020, período 2021-2040 (RMSA-G 2020), no qual ambos os cenários Ambição e Continuidade assumem o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro em 2029;
- Este Plano procura alinhar as suas propostas de investimento com os objetivos delineados no DL n.º 62/2020 e na EN-H2, nomeadamente com os objetivos e as metas de redução das emissões de GEE e de introdução de gases renováveis na RNTG, em particular o hidrogénio, de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal. Deste modo, o PDIRG 2022-2031 apresenta, no capítulo de Projetos Base, um subcapítulo dedicado aos investimentos associados à injeção de misturas de gás com hidrogénio na RNTG e no AS Carriço;
- Tal como edição anterior, o Plano classifica os projetos em dois grupos distintos: (1) os Projetos Base; e (2) os Projetos Complementares, seguindo a abordagem referida anteriormente. Os Projetos Complementares incluem uma análise à eventual adaptação do atual cais de acostagem ('Jetty') do TGNL de Sines, com o objetivo de permitir o fornecimento de GNL para transporte marítimo;
- São mencionados no Anexo 2 os investimentos aprovados pelo Concedente em anteriores edições do Plano, referentes a Projetos Base, os quais, uma vez que já se encontram aprovados, não são objeto de proposta para aprovação no presente Plano, relativo ao período 2022-2031;
- Dada a relevância do tema, apresenta-se um subcapítulo nos Pressupostos do Plano sobre a Adaptação das infraestruturas às alterações climáticas, identificando-se também Projetos Base associados a esta vertente;
- A janela temporal abrangida pelo Plano, conforme estabelecido na legislação, é de dez anos. Nos primeiros cinco anos, em particular nos três primeiros, estão contidos projetos cujos trabalhos já se encontram em curso ou que estão prestes a ser iniciados, visando dar resposta

a compromissos e necessidades já firmados e/ou já apresentados em Planos anteriores. Os últimos dois anos do primeiro quinquénio incluem projetos que na sua maioria não estão ainda iniciados. No segundo quinquénio do Plano, face à maior distância temporal em causa e à elevada incerteza associada, apresentam-se estimativas de investimento em Projetos Base de acordo com a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio do Plano (2022-2026);

- São apresentados os valores de Investimento e de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos (CDE) e de Transferências para Exploração a Custos Totais, integrando os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores anuais dos projetos apresentados neste Plano e o seu reflexo nas tarifas;
- Efetua-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais (custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, no valor de 10% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carricho) para derivar o efeito esperado da sua eventual concretização nos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura);
- O subcapítulo 2.3.4 (Análise histórica da oferta/Taxas de utilização) do presente Plano passou a incluir informação sobre as taxas de utilização do cais do TGNL de Sines, bem como da utilização diária das baías de enchimento do TGNL;
- A presente proposta de PDIRG 2022-2031 foi objeto de Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) específica, dando cumprimento a compromissos assumidos nesta matéria aquando da anterior proposta de PDIRGN 2020-2029, documento que acompanha e faz parte integrante da proposta de Plano. As recomendações emanadas do exercício de AAE estão incorporadas na proposta de Plano.

## 1.6. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

### 1.6.1. Enquadramento

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às entidades com responsabilidade ambiental específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

Um modelo de pensamento estratégico caracteriza-se por manter uma visão sobre objetivos de longo prazo (os pontos longínquos que se pretende atingir), pela flexibilidade para lidar com sistemas complexos (compreender os sistemas, as ligações, os bloqueios e aceitar a incerteza), pela capacidade de adaptação a contextos e circunstâncias dinâmicos (alterar caminhos quando necessário) e por ser devidamente focalizado no que realmente importa num escopo mais amplo (tempo, espaço e perspetivas).

Nesta medida, o objetivo geral da AA do PDIRG é identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas, que se colocam à evolução da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT), contribuindo para a integração precoce e atempada de preocupações biofísicas, sociais e económicas.

Subsequentemente, o Plano e o respetivo Relatório Ambiental (RA) passam a constituir um quadro de referência geral de partida para o desenvolvimento futuro dos projetos, no que respeita ao enquadramento do âmbito ambiental a considerar nas fases subsequentes do processo, nomeadamente, a fase de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) prevista no Decreto-Lei n.º 151 B/2013, de 31 de outubro, alterado e republicado pelo Decreto-lei n.º 152-B/2017, de 11 de dezembro.

Em paralelo com o presente PDIRG é apresentada a proposta de Relatório Ambiental (RA), documento que contém a AAE, consignado no citado Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, e no âmbito da qual avaliadas as estratégias associadas à RNTIAT, sob o ponto de vista dos seguintes Fatores Críticos para a Decisão (FCD):

- Coesão Territorial e Social;
- Alterações Climáticas;
- Capital Natural e Patrimonial.

## 1.7. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRG E OS PDIRD

Relativamente à articulação entre os PDIRD e o presente PDIRG, que tem por objetivo de base contribuir para um planeamento coerente, adequado e sustentável das infraestruturas nacionais de gás que integram o SNG, designadamente as que compõem a RNTIAT e a RNDG, não são identificadas necessidades de infraestruturas adicionais na interligação entre a rede de transporte de alta pressão e as redes de distribuição.

No entanto, considera-se importante salientar os seguintes pontos:

- Os PDIRD-GN 2020 procuram alinhar as suas propostas com os objetivos delineados no RNC 2050, no PNEC 2030 e na EN-H2, nomeadamente com os objetivos e metas de redução das emissões de GEE, destacando o papel e contributo das redes de distribuição de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal. O tema da transição energética é, portanto, comum a todos os planos e os ORD reconhecem que terão um papel importante nas metas a atingir a nível nacional e europeu;
- Todos os ORD apresentam nos seus planos estimativas de evolução dos consumos de gás. Contudo, ainda não é considerada a introdução de gases renováveis nas estimativas de procura, nem antecipado nenhum incremento no consumo devido à introdução de gases de origem renovável. Ainda assim, os ORD reconhecem que o RNC 2050, o PNEC 2030 e a EN H2 terão impacto durante o horizonte destas propostas de PDIRD e esperam realizar os investimentos necessários para viabilizar a introdução de gás de origem renovável;
- Numa primeira fase, os operadores das redes de distribuição planeiam investir em projetos piloto de introdução de gases renováveis (biometano e hidrogénio) nas suas redes, por forma a alinharem as suas estratégias com as metas de descarbonização previstas.

Reconhecendo que as políticas e estratégias que definem as metas de introdução de gases de origem renovável nas redes de gás natural foram apresentadas já em fase avançada de preparação dos PDIRD-GN 2020, compreende-se que não estejam ainda definidas todas as etapas necessárias a percorrer. Ainda assim, seria útil conhecer que tipo de projetos piloto estão previstos, qual a sua dimensão e qual o horizonte temporal em que estão previstos ser implementados.

Relativamente às estimativas de evolução dos consumos de gás nas redes de distribuição, será interessante, no futuro, estudar e acompanhar a recetividade dos consumidores aos gases renováveis, para melhor estimar a sua tendência evolutiva.



2

**CARACTERIZAÇÃO  
ATUAL DO SISTEMA  
NACIONAL DE GÁS**

REN 

A rede nacional de transporte de gás, infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL (RNTIAT) é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito.

Neste capítulo são identificadas as principais características técnicas das três infraestruturas que compõem a RNTIAT:

- A rede nacional de transporte de gás (RNTG);
- O armazenamento subterrâneo do Carricho (AS).
- O terminal de gás natural liquefeito (TGNL);

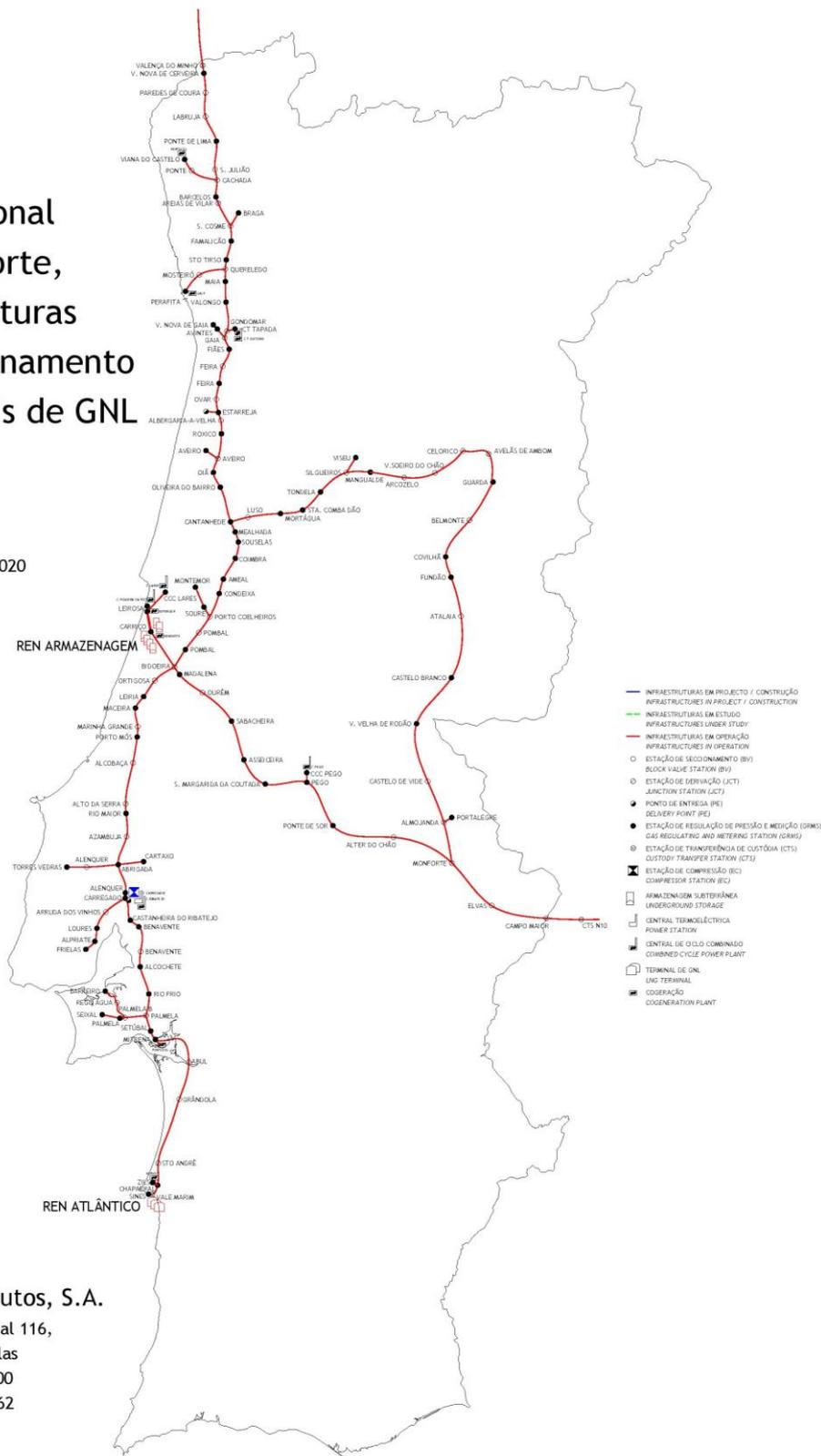
O mapa da figura seguinte mostra a localização física das infraestruturas da RNTIAT (RNTG, TGNL e AS) em Portugal Continental.

FIGURA 2-1

Mapa da RNTIAT (em 31 de dezembro de 2020)

## Rede Nacional de Transporte, Infra-estruturas de Armazenamento e Terminais de GNL

31 de Dezembro de 2020



REN Gasodutos, S.A.  
Estrada Nacional 116,  
2674-505 Bucelas  
Tel. 21 968 8200  
Fax 21 968 7362  
www.ren.pt

## 2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNG

### 2.1.1. Rede nacional de transporte de gás

A rede nacional de transporte de gás (RNTG) é a infraestrutura utilizada para efetuar a receção, o transporte e a entrega de gás em alta pressão, desde os pontos de entrada até aos pontos de saída.

Para o desempenho destas atividades, fazem parte da RNTG os seguintes equipamentos principais:

- 1375 km de gasoduto principal e ramais de alta pressão com diâmetros compreendidos entre 150 a 800 mm, destinados ao transporte de gás;
- 85 Estações de regulação e medição de gás nos pontos de entrega (GRMS – Gas Regulation and Metering Station), que se destinam à regulação da pressão e posterior medição do gás entregue às redes de distribuição e aos clientes em alta pressão (AP);
- 66 Estações de junção para derivação (JCT – Junction Station), que se destinam ao seccionamento do gasoduto principal de transporte e/ou do respetivo ramal de derivação;
- 45 Estações de válvula de seccionamento (BV – Block Valve Station), destinadas ao seccionamento do gasoduto principal de transporte;
- 5 Estações de interligação em T (ICJCT – T Interconnection Station), que se destinam à derivação em T do gasoduto principal de transporte, permitindo o seccionamento apenas do respetivo ramal associado;
- 2 Estações de transferência de custódia (CTS – Custody Transfer Station), destinadas à medição e à transferência de custódia com a rede interligada de Espanha.

No quadro seguinte apresentam-se as principais características da RNTG, verificadas no final de 2020.

QUADRO 2-1

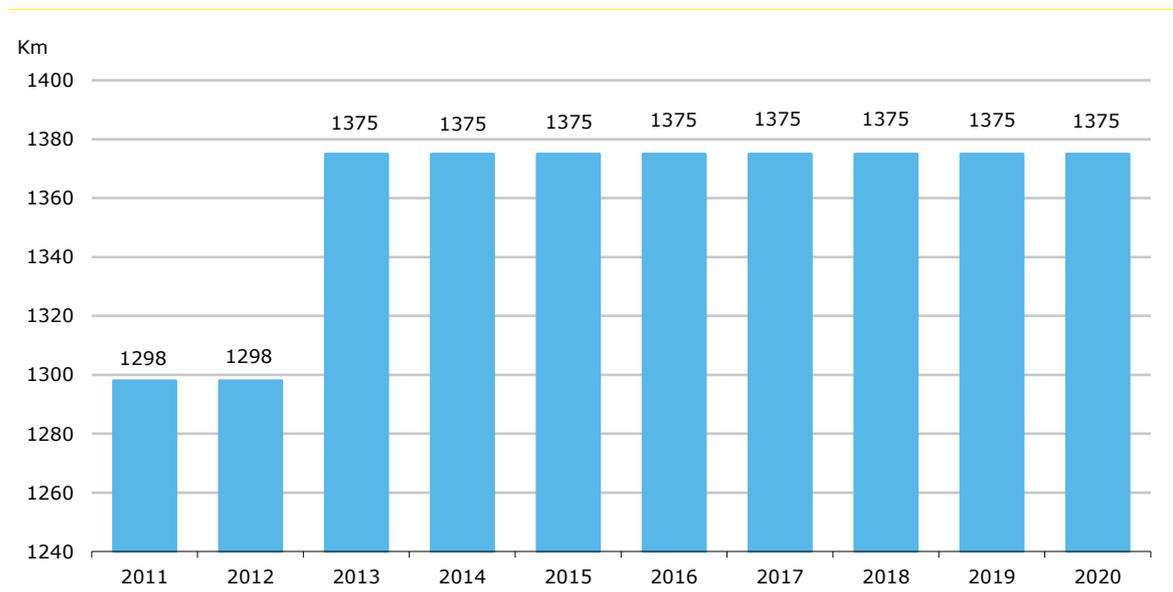
Características técnicas da RNTG

	Localidades	Diâmetro (mm)	Extensão (km)	GRMS	JCT	BV	ICJCT	CTS
<b>RNTG</b>	-	<b>150 a 800</b>	<b>1375</b>	<b>85</b>	<b>66</b>	<b>45</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
Lote 1	Setúbal – Leiria	700	174	24	16	11	3	
	Leiria – Gondomar	700	164					
Lote 2	Gondomar – Braga	500	50	32	27	6	2	
	Bidoeira – Carriço	700	19					
Lote 3	Campo Maior – Leiria	700	220	8	5	7		1
Lote 4	Braga – Valença	500	74	4	4	5		1
Lote 5	Monforte – Guarda	300	184	6	1	8		
Lote 6	Mealhada – Viseu	500	68	5	3	6		
Lote 7	Sines – Setúbal	800	87	6	8			
	Celorico – Guarda	300	29			1		
Lote 8	Mangualde – Celorico	700	48		2	2		
Ramais de alta pressão		150 a 700	258					

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da extensão total da rede de transporte de gasodutos de alta pressão, para o período compreendido entre 2011 e 2020. Verifica-se a partir de 2013 uma estabilização da extensão do Gasoduto, com 1375 km.

FIGURA 2-2

### Extensão do gasoduto (km)



QUADRO 2-2

### Características técnicas da RNTG

Pontos relevantes	Capacidade diária
<p>TGNL de Sines</p>	<p>Capacidade de regaseificação: 229 GWh/dia, equivalente a 800 000 m<sup>3</sup>(n)/h</p>
<p>AS do Carricho</p>	<p>Capacidade técnica de saída (injeção no AS): 24 GWh/dia, equivalentes a 83 000 m<sup>3</sup>(n)/h</p> <p>Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTG): 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m<sup>3</sup>(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho</p> <p>Capacidade técnica de entrada (extração do AS para a RNTG): 71 GWh/dia, equivalente a 250 000 m<sup>3</sup>(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho</p>
<p>Interligação de Campo Maior*</p>	<p>Capacidade de entrada: 134 GWh/dia, equivalente a 470 000 m<sup>3</sup>(n)/h</p> <p>Capacidade de saída: 55 GWh/d, equivalente a 193000 m<sup>3</sup>(n)/h (encontrando-se este valor dependente das condições de operação da rede de transporte portuguesa); e 35 GWh/d, em situações de procura elevada na rede de transporte.</p>
<p>Interligação de Valença do Minho*</p>	<p>Capacidade de entrada: 10 GWh/dia, equivalente a 35 000 m<sup>3</sup>(n)/h</p> <p>Capacidade de saída: 25 GWh/dia, equivalente a 88 000 m<sup>3</sup>(n)/h</p>
<p>Total dos pontos de entrega (GRMS e AP)</p>	<p>Capacidade de saída: 707 GWh/dia, equivalente a 2 475 000 m<sup>3</sup>(n)/h</p>

\*A capacidade agregada do VIP (Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de importação de 144 GWh/dia e de exportação de 80 GWh/dia, anunciado até setembro de 2025.

## 2.1.2. Terminal de gás natural liquefeito de Sines

O Terminal de GNL de Sines integra o conjunto das infraestruturas destinadas à receção e expedição de navios metaneiros, armazenamento e regaseificação de GNL para a rede de transporte, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna. Descrevem-se de seguida as atividades referidas anteriormente e quantifica-se a capacidade associada a cada uma delas:

- **Receção e descarga de navios metaneiros**

A instalação portuária inclui um cais de acostagem para navios, braços articulados de descarga e linhas de descarga, recirculação e retorno de vapor de GNL. A capacidade de descarga é de 10 000 m<sup>3</sup>/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre 40 000 e 216 000 m<sup>3</sup> de GNL.

- **Armazenamento de GNL**

Depois de descarregado, o GNL é armazenado em tanques onde é mantido a uma temperatura de -160°C e a uma pressão próxima da pressão atmosférica. A capacidade de armazenagem é de 2 569 GWh, correspondente a dois tanques de 120 000 m<sup>3</sup> de GNL e um tanque de 150 000 m<sup>3</sup> de GNL.

- **Regaseificação para a RNTG**

A regaseificação é um processo físico de vaporização de GNL que recorre à permuta térmica do gás com água do mar em vaporizadores atmosféricos. Para o desempenho deste processo a infraestrutura possui sete vaporizadores atmosféricos com uma capacidade unitária de 64 GWh/dia (equivalente a 225 000 m<sup>3</sup>(n)/h). A capacidade de emissão nominal é de 321 GWh/dia (equivalente a 1 125 000 m<sup>3</sup>(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m<sup>3</sup>(n)/h).

- **Baías de enchimento de GNL**

O TGNL de Sines permite o carregamento de camiões cisterna e contentores-cisterna criogénicos de GNL, possibilitando o abastecimento às unidades autónomas de regaseificação (UAG) situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão. Para esta atividade, o TGNL dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m<sup>3</sup>/h de GNL.

- **Carregamento de navios metaneiros**

A infraestrutura do TGNL possibilita também o carregamento total ou parcial de navios metaneiros, utilizando-se a mesma instalação portuária e o equipamento de descarga dos navios.

QUADRO 2-3

Capacidades do TGNL de Sines

Atividade	Capacidade
Receção e descarga de navios	Capacidade de descarga: 10 000 m <sup>3</sup> /h de GNL Capacidade de receção anual, 72 navios metaneiros por ano com volumes entre 40 000 e 216 000 m <sup>3</sup> de GNL
Armazenamento de GNL	Capacidade de armazenagem: 2 569 GWh (considerando um PCS médio)  Tanques: 2 x 120 000 m <sup>3</sup> e 1 x 150 000 m <sup>3</sup> , totalizando 390 000 m <sup>3</sup> de GNL
Regaseificação para a RNTG	Capacidade diária: 321 GWh/dia, equivalente a 1 125 000 m <sup>3</sup> (n)/h (5 x 225 000 m <sup>3</sup> (n)/h por vaporizador)  Capacidade horária: 1 350 000 m <sup>3</sup> (n)/h (6 x 225 000 m <sup>3</sup> (n)/h por vaporizador)
Baías de enchimento de GNL	Capacidade horária: 195 m <sup>3</sup> /h de GNL (3 baías)
Carregamento de navios metaneiros	1 500 m <sup>3</sup> /h de GNL

### 2.1.3. Armazenamento subterrâneo

Nas instalações de armazenamento subterrâneo (AS) do Carricho, o gás é armazenado em alta pressão em cavidades criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros. Atualmente encontram-se em operação seis cavidades da REN Armazenagem, que utilizam a mesma estação de gás de superfície, que permite a movimentação bidirecional de fluxo, ou seja, a injeção de gás da rede de transporte para as cavidades e a extração de gás das cavidades para a rede de transporte. Para a construção das cavidades salinas é utilizada uma estação de lixiviação, que associada a um sistema de captação de água e a um sistema de rejeição de salmoura no mar, permite a construção de duas cavidades em simultâneo.

No final de 2020, as instalações do complexo de armazenamento subterrâneo de gás do Carricho que integravam as concessões da REN Armazenagem, apresentavam as seguintes características:

- Total de seis cavidades em operação, com uma capacidade total de armazenamento de 3 839 GWh (322,6 Mm<sup>3</sup>);
- Capacidade de injeção de 24 GWh/dia (equivalente a 83 000 m<sup>3</sup>(n)/h) e de extração de 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m<sup>3</sup>(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho, e 71 GWh/dia, equivalente a 250 000 m<sup>3</sup>(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

QUADRO 2-4

Capacidades do AS Carriço

Cavidade	Armazenamento	Injeção	Extração
TGC-1S	325 GWh	Capacidade técnica de injeção no AS: 24 GWh/dia, equivalente a 83 000 m <sup>3</sup> (n)/h	Capacidade técnica de extração do AS: 129 GWh/dia, equivalente a 450 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço, e 71 GWh/dia, equivalente a 250 000 m <sup>3</sup> (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carriço
TGC-2	992 GWh		
RENC-3	607 GWh		
RENC-4	723 GWh		
RENC-5	527 GWh		
RENC-6	665 GWh		

## 2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA

### 2.2.1. Procura anual

#### Mercado Convencional

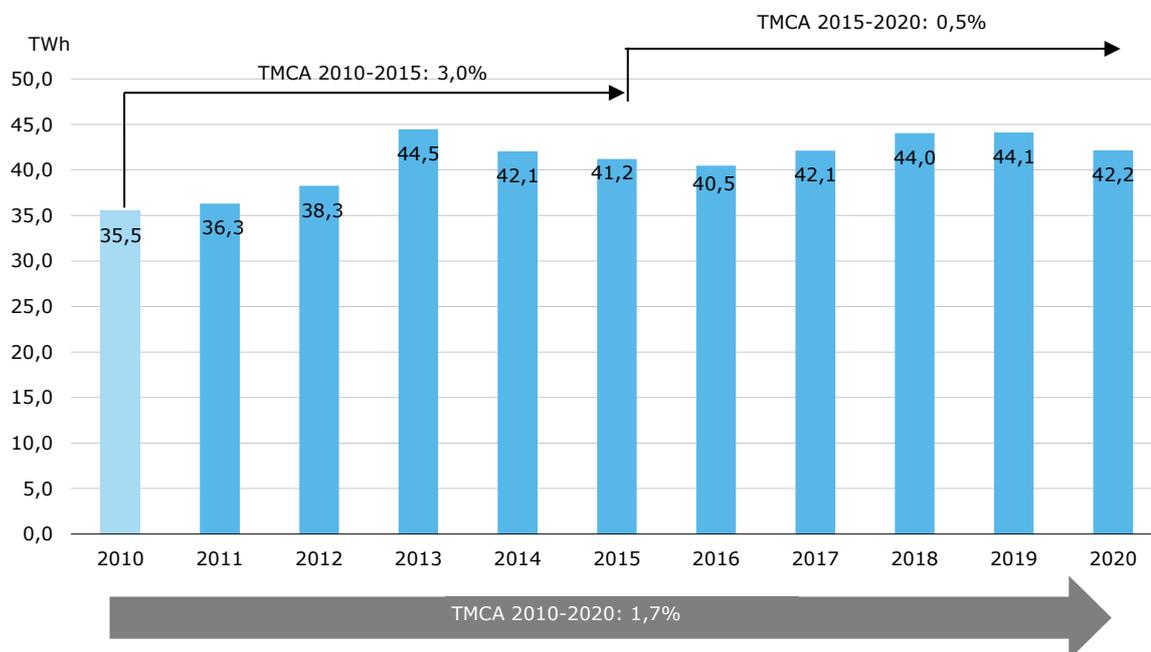
A procura de gás encontra-se desagregada pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

A procura de gás do mercado convencional apresentou taxas de crescimento elevadas até ao ano 2013, seguindo-se um período com uma tendência ligeiramente decrescente até ao ano 2016, e um novo aumento até 2019. O aumento significativo das taxas de crescimento verificadas entre os anos de 2010 e 2013 encontra-se justificado pela entrada de grandes clientes industriais e cogeradores no mercado convencional. Verifica-se uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de 3,0% entre os anos de 2010 e 2015, sendo que no período de 2015 a 2020 observa-se uma TMCA de 0,5%. Nos anos de 2014, 2015 e 2016 o mercado convencional registou reduções de consumo, de -5,4%, -2,1% e 1,8%, justificadas com a saída do mercado de alguns clientes de cogeração. Já nos anos de 2017, 2018 e 2019 o mercado convencional registou aumentos de consumo de 4,1%, 4,6% e 0,2%, respetivamente. Em 2020 verificou-se uma redução de consumo, de -4,5%, associada em grande medida ao impacto da pandemia COVID-19 na procura de alguns clientes de alta pressão.

A figura seguinte mostra a evolução de consumo do mercado convencional no período compreendido entre os anos de 2010 e 2020, onde são indicadas as taxas de crescimento médio anual para os períodos de 2010 a 2015, de 2015 a 2020 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2010 a 2020.

FIGURA 2-3

### Procura Histórica do Mercado Convencional



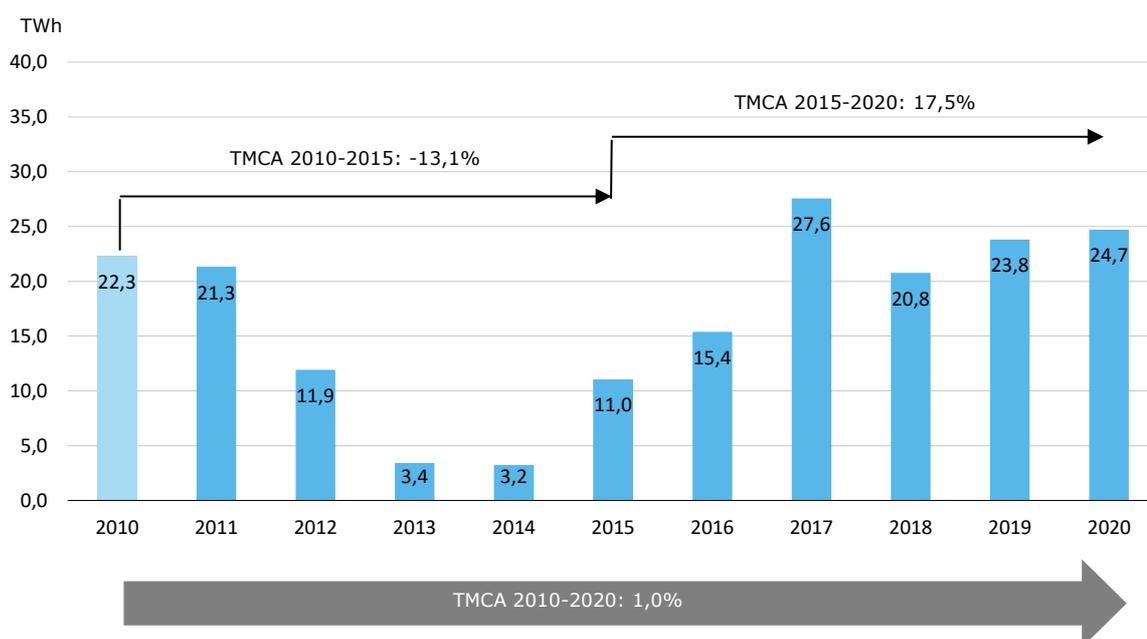
### Mercado Elétrico

O mercado elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás em quatro centrais térmicas de ciclo combinado: a CT da Tapada do Outeiro, a Termoelétrica do Ribatejo (TER), a CT de Lares e a CT do Pego.

O regime hidrológico observado em cada ano foi o principal responsável pelas variações de consumos verificadas neste mercado até ao ano 2010, registando-se consumos mais elevados nos anos mais secos e consumos reduzidos nos anos de hidraulicidade elevada. A redução significativa de procura de gás para produção elétrica verificada nos anos 2012, 2013 e 2014 justificou-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, o preço reduzido das licenças de emissão de dióxido de carbono, e o preço reduzido do carvão para produção elétrica quando comparada com a produção a partir de gás. A recuperação da procura de gás para produção elétrica ocorrida nos últimos anos, deveu-se essencialmente ao regime hidrológico verificado em 2015 e 2017 (hidraulicidade reduzida), a um aumento das necessidades de produção térmica na Península Ibérica devido à menor produção nuclear em França, no ano de 2016, e a uma maior competitividade do setor térmico português por comparação com o setor térmico espanhol nos anos de 2017 e 2018. Em 2019 e 2020 a procura de gás para produção de eletricidade apresentou um ligeiro aumento essencialmente devido à maior competitividade do gás face ao carvão.

O gráfico da figura seguinte mostra a evolução do mercado elétrico de 2010 a 2020, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2010 a 2015, de 2015 a 2020 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2010 a 2020.

FIGURA 2-4  
Procura Histórica do Mercado Elétrico

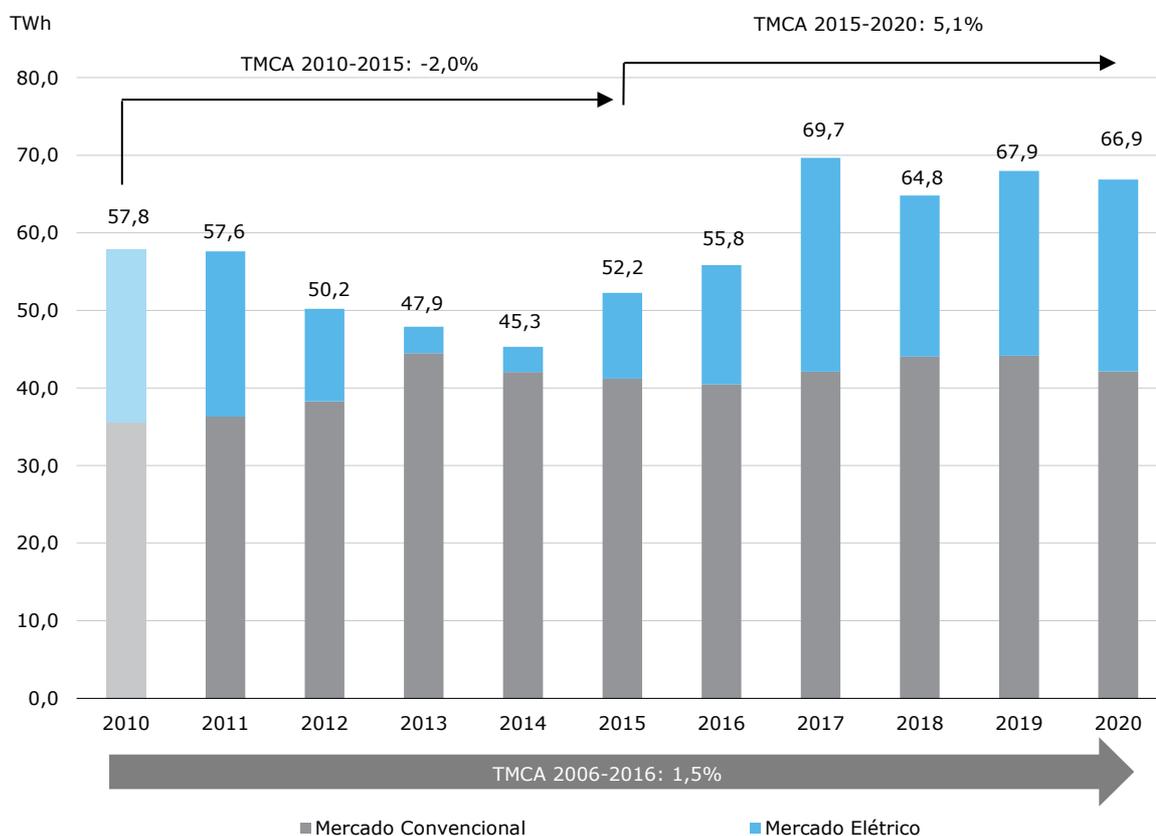


### Procura total de Gás (Mercado Convencional e Mercado Elétrico)

Para o período em análise, de 2010 a 2020, verificou-se uma taxa média de crescimento anual (TMCA) de 1,5%, registando-se, no entanto, uma grande diferença entre o período 2010-2015, que apresentou uma TMCA negativa de -2,0% e o período mais recente, de 2015 a 2020, com uma TMCA positiva de 5,1%.

FIGURA 2-5

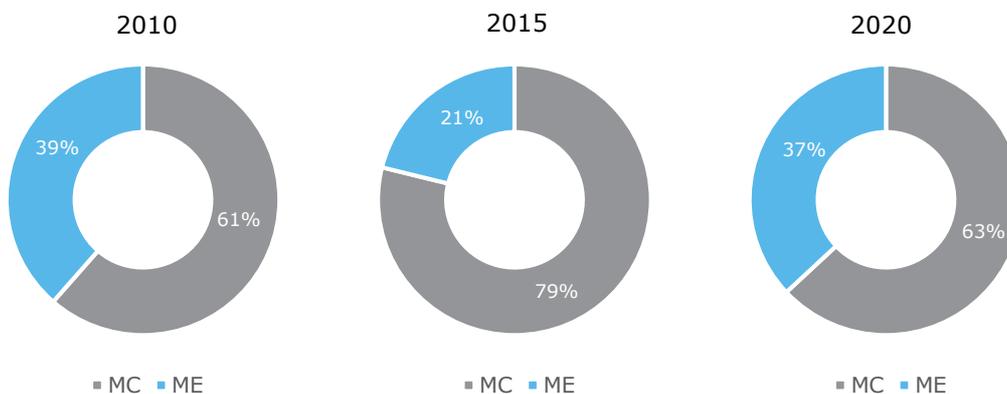
Procura Histórica do Mercado Total (convencional e elétrico)



Na figura seguinte apresenta-se a repartição da procura de gás entre mercado convencional (MC) e mercado elétrico (ME), em 2010, 2015 e 2020.

FIGURA 2-6

Repartição da procura de gás



Entre 2010 e 2015 verificou-se uma alteração no padrão de repartição da procura de gás, devido, essencialmente, à redução da procura verificada no mercado elétrico. No período entre 2015 e 2020 houve uma inversão deste comportamento, com o mercado elétrico a representar novamente uma parte considerável da procura total de gás em Portugal. O aumento da procura do mercado elétrico verificado nos últimos anos justifica-se com fatores distintos e independentes, tais como: o efeito da política fiscal em Espanha destinada a acelerar a eliminação do défice tarifário do setor elétrico, a reduzida hidraulicidade com impacto em Portugal e em Espanha, o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, forçando este país a tornar-se importador líquido de eletricidade a partir dos sistemas interligados, o preço das licenças de emissão de CO2 no mercado europeu, o fim da isenção do ISP para o carvão (em Portugal) e o custo do gás face ao carvão.

## 2.2.2. Pontas de consumo diário da RNTG

As pontas de consumo diário de gás apresentadas neste subcapítulo do documento correspondem ao consumo diário máximo que ocorre em cada ano.

Identificam-se as pontas de procura verificadas nos mercados convencional, elétrico e total na RNTG, no período compreendido entre 2011 e 2020.

No quadro seguinte apresenta-se a seguinte informação relativa às diferentes pontas de consumo:

- A evolução das pontas diárias de consumo para o mercado convencional e para o mercado elétrico;
- A ponta diária de consumo global agregada, isto é, a ponta diária de consumo global que ocorreu em cada ano;
- A taxa de crescimento da ponta diária de consumo global agregada face ao ano anterior;
- O fator de simultaneidade verificado nas pontas diárias de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico. Este fator é determinado pelo quociente entre a ponta diária de consumo global e o somatório das pontas diárias de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico.

QUADRO 2-5

### Pontas de consumo diário na RNTG

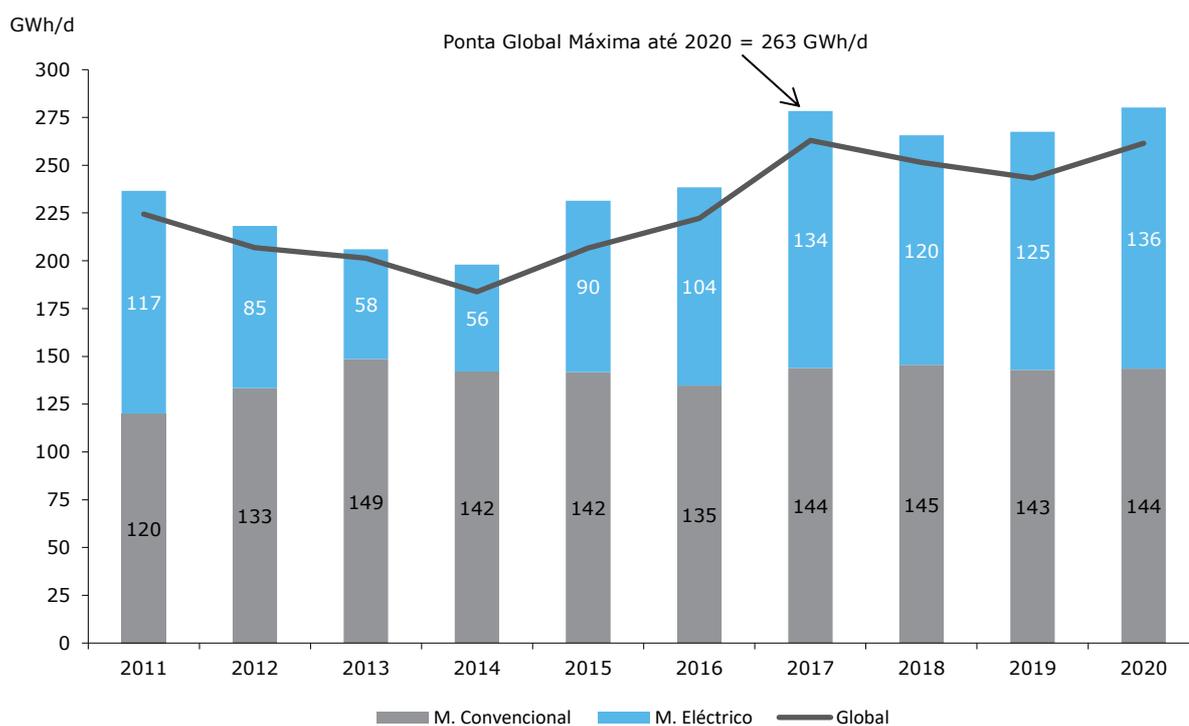
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mercado Convencional	120	133	149	142	142	135	144	145	143	144
Mercado Elétrico	117	85	58	56	90	104	134	120	125	136
Global	224	207	201	184	207	222	263	251	243	262
Variação (%)	0%	-8%	-3%	-9%	12%	8%	18%	-4%	-3%	8%
Factor de simultaneidade	0,95	0,95	0,98	0,93	0,89	0,93	0,94	0,95	0,91	0,93

GWh/d

Da análise do quadro anterior e da figura seguinte verifica-se que no período compreendido entre os anos 2011 e 2015 ocorre uma redução da ponta global, em consequência da redução da ponta do mercado elétrico, apesar do registo positivo da ponta do mercado convencional. No entanto, a partir de 2015 verifica-se um novo aumento da ponta diária de consumo global, em consequência do aumento da ponta do mercado elétrico no mesmo período e do aumento da ponta do mercado convencional a partir de 2017. Deve referir-se ainda que nos dez anos apresentados, o fator de simultaneidade foi superior ou igual a 0,95 em quatro anos.

De referir que apesar do ano 2021 ainda não se encontrar fechado, verificou-se um novo máximo da ponta global na RNTG, ocorrido no dia 5 de janeiro de 2021, quantificado em 295 GWh/d, o que representa um acréscimo de 12% face ao anterior máximo diário de 2017 (identificado no quadro supra, no valor de 263 GWh/d).

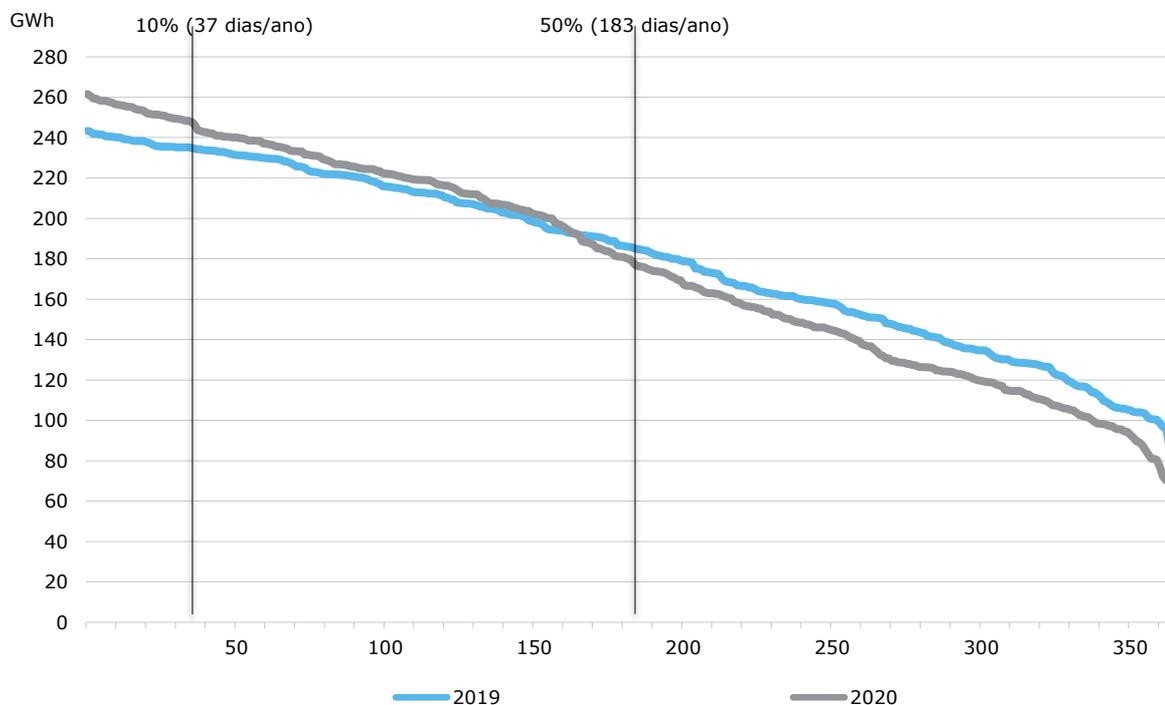
FIGURA 2-7  
Pontas de consumo diário na RNTG



A figura seguinte apresenta as curvas de distribuição de procura diária na RNTG nos anos de 2019 e 2020.

FIGURA 2-8

### Curva de distribuição de procura diária nos anos de 2019 e 2020



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição da procura diária da RNTG apresentam um padrão semelhante, nos anos de 2019 e 2020, embora, no ano de 2020, seja possível notar um aumento da amplitude nos consumos face ao ano de 2019.

No ano de 2019 a procura diária na RNTG foi superior a 235 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2020 a procura diária na RNTG foi superior a 246 GWh/dia em 10% dos dias.

No ano de 2019, a procura diária na RNTG foi superior a 186 GWh/dia em 50% dos dias, e no ano 2020, a procura diária na RNTG foi superior a 180 GWh/dia em 50% dos dias. É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da “carga” a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de aumento de capacidade das infraestruturas já existentes ou no desenvolvimento de novas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior consumo, a mediana desta série de valores (dia 125) apresentaria valores de 208 GWh/dia em 2019 e de 214 GWh/dia em 2020, significando que a procura diária na RNTG foi superior aos valores referidos, em 50% dos dias úteis dos anos apresentados.

### 2.2.3. Taxas de utilização

A RNTG dispõe de pontos de entrega, designados por GRMS - Estações de Regulação e de Medida, nas quais é efetuada a entrega de gás aos operadores das redes de distribuição (ORD) ou aos

consumidores de gás em alta pressão (AP). Anualmente monitoriza-se, em cada uma das estações de entrega (GRMS), se a capacidade disponível está ajustada à procura registada no dia de maior consumo.

No quadro seguinte apresenta-se a taxa de utilização (TU) da totalidade das estações de entrega (GRMS) verificada nos anos de 2017, 2018, 2019 e 2020, bem como a taxa de utilização dos pontos de entrega de gás aos operadores das redes de distribuição e aos consumidores de gás em alta pressão. As taxas de utilização indicadas na tabela seguinte resultam do quociente do somatório das pontas verificadas nas GRMS pela capacidade máxima dos respetivos pontos de entrega.

**QUADRO 2-6**

**Taxa de utilização das GRMS**

	2017	2018	2019	2020
TU do mercado AP <sup>8</sup>	62%	60%	59%	62%
TU do mercado ORD	34%	33%	36%	36%
TU Global	48%	47%	48%	50%

Verifica-se que a taxa de utilização do mercado AP nos últimos anos tem apresentando valores que oscilam entre os 59% e os 62%. A taxa de utilização do mercado ORD também apresenta poucas variações, verificando-se valores de 34% em 2017, 33% em 2018 e 36% nos anos de 2019 e 2020. A TU Global cifrou-se em 48% em 2017, 47% em 2018, 48% em 2019 e 50% em 2020.

A aparente reduzida taxa de utilização das GRMS, que, não obstante, tem vindo a aumentar ao longo dos anos, decorre essencialmente de dois fatores:

1. O critério de dimensionamento destas estações tem por base as previsões de consumo instantâneo e horário máximos e não o consumo diário máximo. Existe, portanto, um fator de carga inerente ao perfil de consumo intradiário que se reflete no valor da taxa de utilização das GRMS.
2. Um sobredimensionamento inicial destas estações de modo a que estejam preparadas para garantir a entrega de gás para os anos seguintes, evitando a necessidade prematura de intervenção para aumentos de capacidade (“upgrades”).

<sup>8</sup> Para a determinação das taxas de utilização não são consideradas as capacidades das estações de entrega (GRMS) sem consumos registados no ano, situação que pode ocorrer no caso de estações dedicadas a clientes em AP que deixem de consumir gás definitivamente.

## 2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de gás decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos em duas perspetivas distintas:

- **Capacidade de oferta**, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTG, de forma a garantir o abastecimento de gás nos dias de maior procura, tipicamente ocorridos no Inverno;
- **Capacidade de armazenamento**, para assegurar a constituição de reservas de gás necessárias para fazer face a eventuais situações críticas.

De forma a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com as seguintes infraestruturas de oferta de gás:

- **Pontos de interligação da RNTG**
  - Interligação de Campo Maior/Badajoz;
  - Interligação de Valença do Minho/Tuy;
  - Regaseificação no TGNL de Sines<sup>9</sup>;
  - Extração do AS do Carricho<sup>10</sup>.
- **Infraestruturas de armazenamento de gás**
  - Cavidades do AS do Carricho;
  - Tanques de GNL do Terminal de Sines;
  - Existências (*linepack*) da RNTG<sup>11</sup>.

### 2.3.1. Evolução do abastecimento

Neste subcapítulo efetua-se uma análise histórica da distribuição de entradas de gás por ponto de oferta da RNTG ocorrida nos últimos 10 anos e apresentam-se os valores de energia

<sup>9</sup> A capacidade diária de regaseificação do TGNL encontra-se limitada à capacidade de transporte do Lote 7 da RNTG.

<sup>10</sup> A extração do AS do Carricho deve ser considerada como um ponto de oferta com características próprias, na medida em que o gás extraído das cavidades do Carricho 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>11</sup> As existências na RNTG consistem no gás necessário à operação da infraestrutura e à folga proporcionada pelo diferencial de existências máxima e mínima da RNTG. Este último valor é reduzido e encontra-se associado ao perfil intra-diário e semanal que caracteriza a procura na rede. Assim, a existência na RNTG não deve ser considerada para efeitos de armazenamento de gás.

aproveitados para abastecimento do SNG nos anos de 2019 e 2020, desagregados por gás e GNL, e por origem de aprovisionamento.

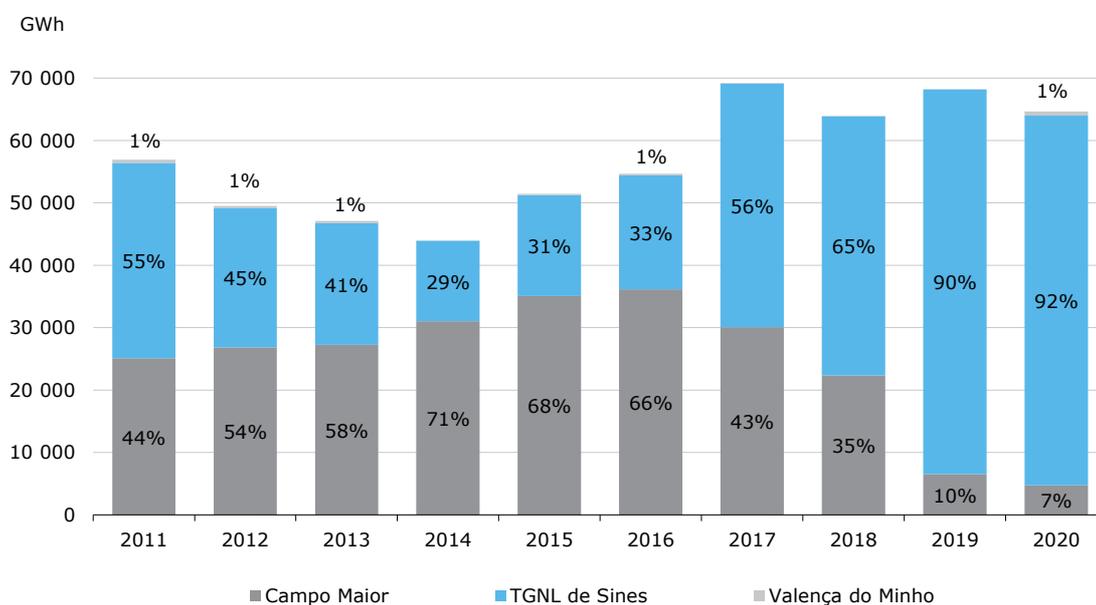
No período compreendido entre 2011 e 2014, a interligação de Campo Maior aumentou progressivamente o abastecimento ao SNG, registando um máximo relativo de 71% em 2014. Nos anos de 2015 e 2016 verificou-se uma estabilização da repartição de entradas por Sines e Campo Maior, com valores de 31% e 33% por Sines e de 68% e 66% por Campo Maior. Nos anos 2017, 2018, 2019 e 2020 verificou-se um aumento das entradas por Sines, registando-se valores de 56%, 65%, 90% e 92%, respetivamente, pelo ponto de regaseificação do Terminal e de 43%, 35%, 10% e 7%, respetivamente, por Campo Maior. Assim, como se pode verificar na figura seguinte, em 2020 o Terminal de Sines apresentou um máximo histórico relativo de 92% do total de entradas da RNTIAT.

O ponto de entrada de Valença do Minho registou apenas 1% do total de oferta no período compreendido entre os anos 2011 e 2013, e nos anos de 2016 e 2020.

Em termos absolutos, o valor mais elevado de entradas na RNTG por Campo Maior foi de 36,2 TWh, em 2016, por Sines de 61,6 TWh, em 2019, e por Valença do Minho de 0,7 TWh, em 2020.

FIGURA 2-9

### Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTG



Portugal é caracterizado por não possuir jazigos de gás natural explorados, ou seja, não existe produção de gás natural em território nacional.

Segundo dados de 2019, o maior importador de gás a atuar em Portugal detém cerca de 65%<sup>12</sup> da quantidade de entrada no SNG.

No quadro seguinte são apresentados os valores de energia aprovionados, nos anos de 2019 e 2020, desagregados por gás e GNL, e por origem de aprovisionamento. A análise desta tabela permite concluir que, apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo terminal de GNL de Sines, existem dois grandes países fornecedores de gás a Portugal, a Argélia (gás e GNL) e a Nigéria (GNL), que totalizaram, em conjunto, 41,6 TWh em 2019 (60,9% do total) e 41,9 TWh em 2020 (61,4% do total) do gás aprovionado.

Quadro 2-7

**Aprovisionamento do SNG - Importação de Gás e GNL em 2019 e 2020 (\*)**

		País de Origem	2019	2020
			GWh	GWh
Gás - Gasoduto	Argélia		4 211	5 226
	Espanha		1 261	2 016
	<b>Total</b>		<b>5 473</b>	<b>7 242</b>
GNL - Camião Cisterna	Espanha		24	0
	<b>Total</b>		<b>24</b>	<b>0</b>
GNL - Navio	Trindade e Tobago		1 347	908
	Argélia		836	970
	Catar		7 361	1 529
	EUA		14 604	12 525
	Nigéria		36 515	35 692
	Holanda		995	0
	Rússia		1 092	6 436
	Angola		0	1 008
	Noruega		0	907
	Guiné Equatorial		0	970
	<b>Total</b>		<b>62 775</b>	<b>60 945</b>
<b>Total Global</b>			<b>68 247</b>	<b>68 187</b>

(\*) Fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia (os dados de 2020 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

<sup>12</sup> Segundo informação disponível no 'Relatório anual sobre os mercados de eletricidade e de gás natural em 2019' da ERSE

Os valores de reexportação de gás e GNL são muito reduzidos, representando 1,7 TWh em 2019 e 1,8 TWh em 2020. Na tabela seguinte são apresentados os valores de energia reexportada por gasoduto e por navio nos dois anos considerados.

QUADRO 2-8

**Reexportação de Gás e GNL em 2019 e 2020 (\*)**

	País de Destino	2019	2020
		GWh	GWh
Gás - Gasoduto	Espanha	1 725	1 776
	<b>Total</b>	<b>1 725</b>	<b>1 776</b>
GNL - Navio	País não especificado	0	23
	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>23</b>
<b>Total Global</b>		<b>1 725</b>	<b>1 799</b>

(\*) Fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia (os dados de 2020 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

### 2.3.2. Capacidade de oferta da RNTG

Neste subcapítulo é efetuada uma análise à evolução histórica da capacidade de oferta nas interligações com a RNTG.

O histórico de capacidade de oferta nos pontos de interligação da RNTG no período compreendido entre os anos 2011 e 2020 apresenta a seguinte cronologia:

#### Em 2011

Com a venda da participação da Enagás nas Sociedades de Transporte Campo Maior - Leiria - Braga e Braga-Tuy à REN Gasodutos no final de 2010, o SNG passou a dispor da capacidade total existente no ponto de interligação de Campo Maior, no valor de 134,2 GWh/d, e com uma oferta adicional de 30,0 GWh/d na interligação de Valença do Minho.

A conclusão do upgrade ao sistema de regaseificação, permitiu ao Terminal de GNL de Sines um aumento da capacidade de regaseificação para a rede de 192,8 GWh/d para 321,3 GWh/d. No entanto, sem a estação de compressão do Carregado, a capacidade diária de regaseificação do

TGNL fica limitada à capacidade de transporte do Lote 7 (RNTG), devendo ser considerada a capacidade de 228,5 GWh/d.

### Ano 2013

Entrada em serviço do fecho dos Lotes 5 e 6, através do gasoduto Mangualde-Celorico-Guarda. Embora sem impacto ao nível do balanço de capacidade do SNG, a construção desta ligação na RNTG contribuiu para o aumento da segurança de abastecimento de ambos os lotes em questão e constitui uma redundância parcial ao abastecimento dos consumos no norte do País.

### Ano 2014

Apesar da capacidade técnica de importação entre Portugal e Espanha ser de 164,2 GWh/d (134,2 GWh/d + 30,0 GWh/d), a capacidade anunciada no Virtual Interconnection Point (VIP) entre os dois sistemas passou a apresentar um valor de 144,0 GWh/d até setembro de 2025, correspondente a 134,2 GWh/d em Campo Maior e 10,0 GWh/d em Valença do Minho. Para efeitos de cálculo neste PDIRG, optou-se por manter o atual valor acordado (144,0 GWh/d) até ao final do horizonte do plano.

No quadro e na figura seguintes mostra-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás no SNG, de 2011 a 2020. Para efeitos de determinação da capacidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

#### QUADRO 2-9

### Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

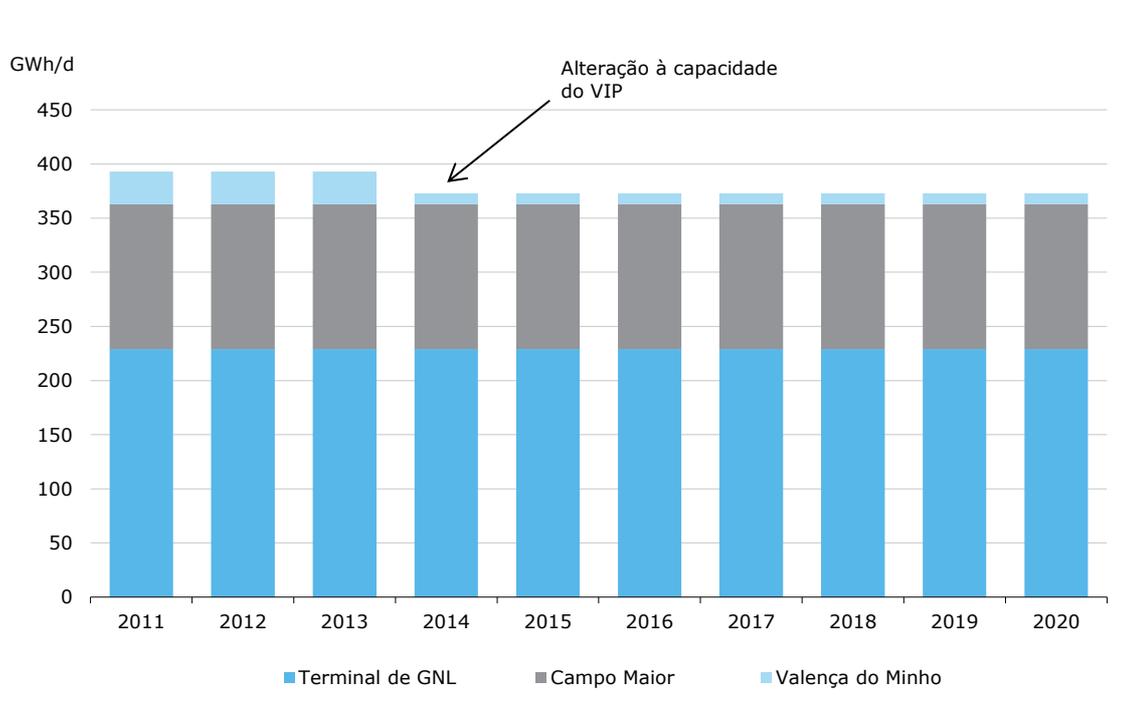
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho*	30	30	30	10	10	10	10	10	10	10
Total	393	393	393	373	373	373	373	373	373	373

GWh/dia

\* Capacidade calculada de acordo com a menor das capacidades determinadas pelos dois TSO interligados (*lesser rule*). Verificou-se uma redução de capacidade do TSO Espanhol a partir do ano 2014.

FIGURA 2-10

### Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT



### 2.3.3. Capacidade de armazenamento na RNTIAT

Neste subcapítulo é efetuada uma análise à evolução histórica da capacidade de armazenamento de gás na RNTIAT.

O histórico de capacidade de armazenamento no SNG no período compreendido entre os anos 2011 e 2020 apresenta a seguinte cronologia:

#### Em 2012

Entrada em serviço de um novo tanque (o terceiro) de GNL no Terminal de Sines, com a capacidade de 150 000 m<sup>3</sup>. Com este tanque adicional, a capacidade total de armazenamento de GNL do Terminal atinge atualmente o valor de 2 569 GWh.

#### Em 2013

Entrada em operação da quinta cavidade do Carricho (TGC-2<sup>13</sup>), com uma capacidade de 992 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 174 GWh.

<sup>13</sup> A transferência de propriedade da TGC-2 da Transgás Armazenagem para a REN Armazenagem efetivou-se no dia 17/04/2015.

Em 2014

Entrada em operação da sexta cavidade do Carrigo (RENC-6), com uma capacidade de 665 GWh. No final do ano a capacidade de armazenamento subterrâneo totalizava 3 839 GWh.

O quadro e a figura seguintes apresentam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período compreendido entre os anos 2011 a 2020. Para efeitos de determinação da disponibilidade das infraestruturas é considerado o ano seguinte à sua colocação em serviço.

QUADRO 2-10

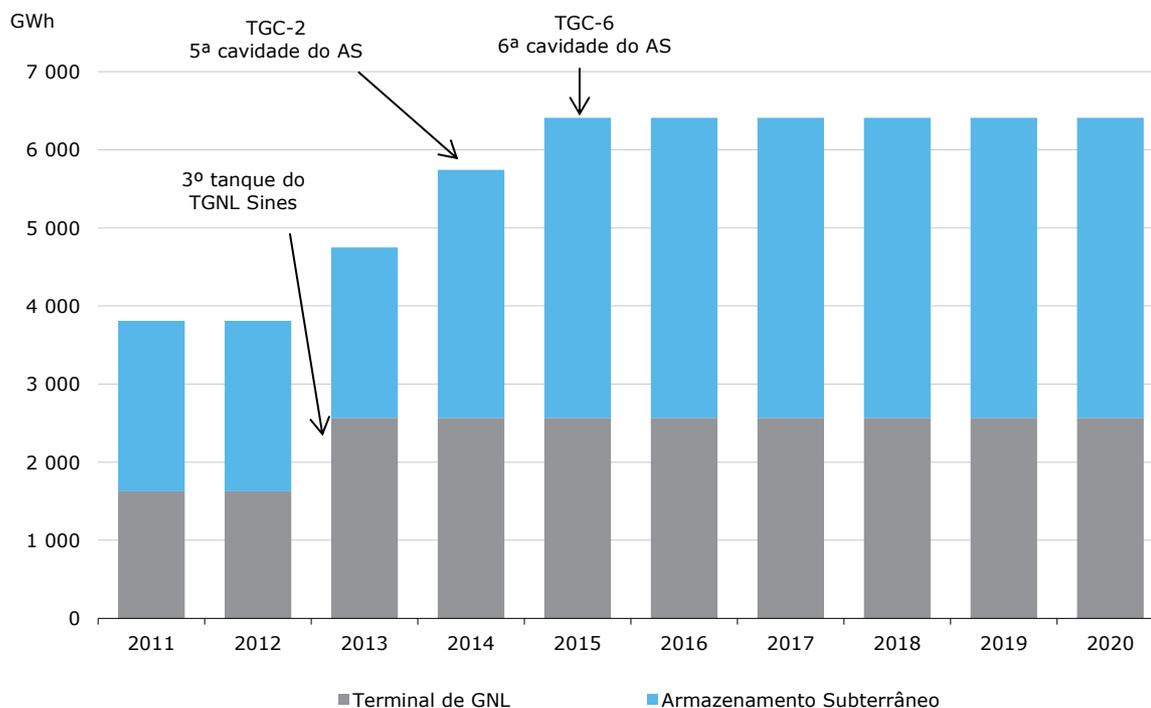
Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RNTIAT	3 808	3 808	4 751	5 743	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408
TGNL Sines	1 626	1 626	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
AS Carrigo	2 182	2 182	2 182	3 174	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839

GWh

FIGURA 2-11

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT



## 2.3.4. Taxas de utilização da RNTIAT

### Taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTG

No quadro seguinte apresentam-se as capacidades e as taxas de utilização dos pontos de oferta da RNTG, verificadas nos últimos quatro anos:

- **A taxa de utilização máxima** é determinada de acordo com o quociente do registo diário de maior oferta, pela capacidade máxima disponível;
- **A taxa de utilização média** resulta do quociente da utilização média diária anual em cada ponto de oferta, pela capacidade máxima disponível.

#### QUADRO 2-11

### Taxas de utilização média e máxima dos pontos de oferta da RNTG

		Capacidade máxima (GWh/d)	TU Média				TU Máxima			
			2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
Campo Maior*	Importação	134	61%	46%	13%	10%	106%	98%	63%	60%
	Exportação	55	0%	0%	3%	5%	0%	16%	71%	76%
Valença do Minho*	Importação	10	3%	0%	2%	19%	182%	70%	112%	223%
	Exportação	25	5%	2%	8%	0%	65%	53%	70%	0%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica	229	47%	50%	74%	71%	87%	92%	96%	98%
	Anunciada	200	55%	57%	84%	81%	103%	109%	109%	112%
AS Carriço	Extração**	71/129	7%	11%	6%	9%	102%	107%	67%	102%
	Injeção	24	28%	37%	43%	32%	117%	216%	204%	173%

\* O somatório dos valores de capacidade máxima considerados nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho correspondem aos valores anunciados no VIP Ibérico.

\*\* Considera-se 129 GWh/d de capacidade máxima de extração para as situações de volume operacional superior a 60% e 71 GWh/d de capacidade máxima de extração com um volume operacional inferior a 60%.

Para os anos apresentados, verifica-se que as taxas de utilização média dos dois principais pontos de entrada do SNG cifram-se entre 47% e 74% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 55% e 84% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines, e 10% a 61% em Campo Maior. As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre 87% e 98% da capacidade técnica do TGNL de Sines, entre 103% e 112% da capacidade anunciada do TGNL de Sines, e entre 60% e 106% na interligação de Campo Maior.

O ponto de oferta de Valença do Minho teve uma utilização média de importação de 3% em 2017, 0% em 2018, 2% em 2019 e 19% em 2020, verificando-se uma utilização máxima diária de 182% em 2017, 70% em 2018, 112% em 2019 e de 223% em 2020. A diferença entre a taxa de utilização média e máxima é justificada pelo facto da interligação de Valença do Minho ter uma solicitação comercial reduzida, optando o gestor do sistema por efetuar uma utilização física pontual da interligação.

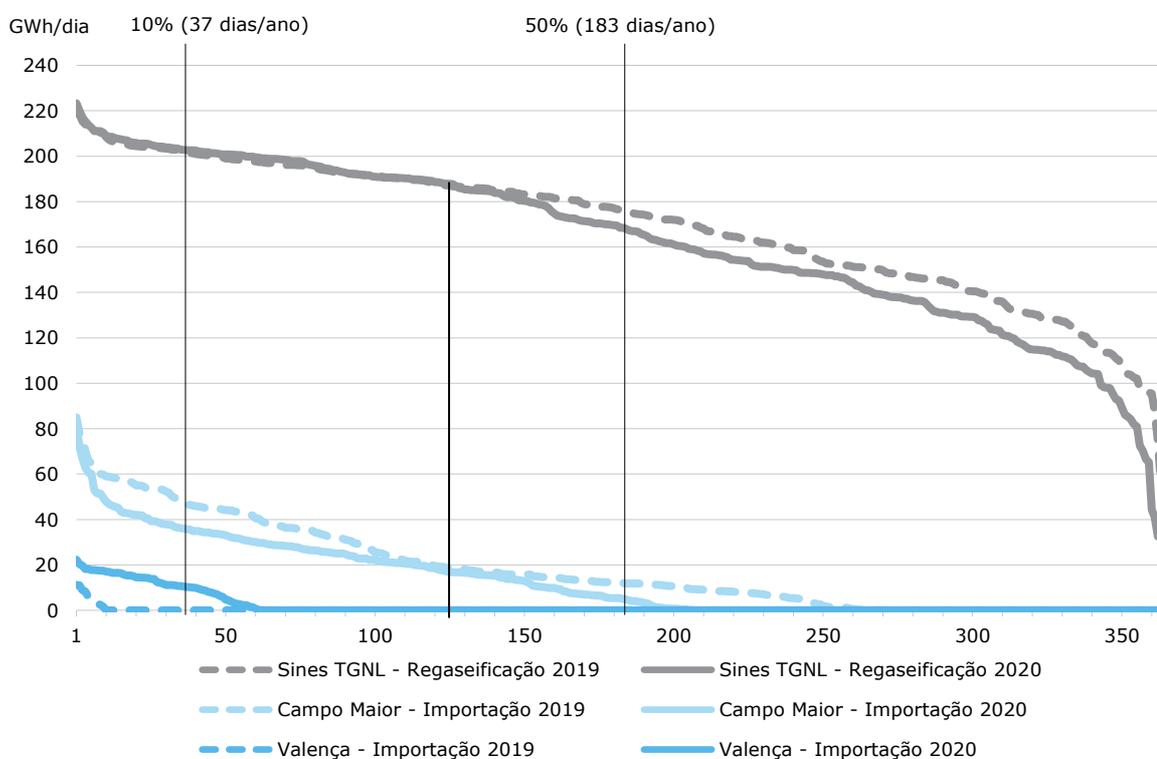
A interligação de Campo Maior apresenta taxas médias de exportação de gás (no sentido Portugal - Espanha) de 0% em 2017 e 2018, e de 3% em 2019 e 5% em 2020. A taxa de utilização máxima de exportação por Campo Maior apresenta valores de 0% em 2017, 16% em 2018, 71% em 2019 e 76% em 2020. Por outro lado, a interligação de Valença do Minho foi utilizada para exportar gás em 2017, 2018 e 2019, apresentando uma taxa média de utilização de 5%, 2% e 8%, respetivamente, e uma taxa máxima de 65%, 53% e 70%, respetivamente.

O AS do Carricho apresentou na capacidade de extração, uma utilização média de 7% em 2017, 11% em 2018, 6% em 2019 e 9% em 2020, e uma utilização máxima de 102% em 2017, 107% em 2018 e 67% em 2019 e 102% em 2020. A capacidade de injeção apresentou uma utilização média de 28% em 2017, 37% em 2018, 43% em 2019 e 32% em 2020, e uma utilização máxima de 117% em 2017, 216% em 2018, 204% em 2019 e 173% em 2020.

As figuras seguintes apresentam a distribuição diária de utilização da regaseificação do TGNL de Sines, das interligações de Campo Maior e Valença do Minho, e da extração do AS Carricho, nos anos de 2019 e 2020. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, estas figuras não apresentam a distribuição diária verificada nos anos de 2017 e 2018.

FIGURA 2-12

### Curva de distribuição diária da utilização da regaseificação do TGNL de Sines e das Interligações de Campo Maior e Valença do Minho



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de regaseificação do TGNL de Sines e da importação nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho apresentam um padrão semelhante nos anos de 2019 e 2020.

No ano de 2019, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 202 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 176 GWh/dia em 50% dos dias. No ano 2020, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 203 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 169 GWh/dia em 50% dos dias.

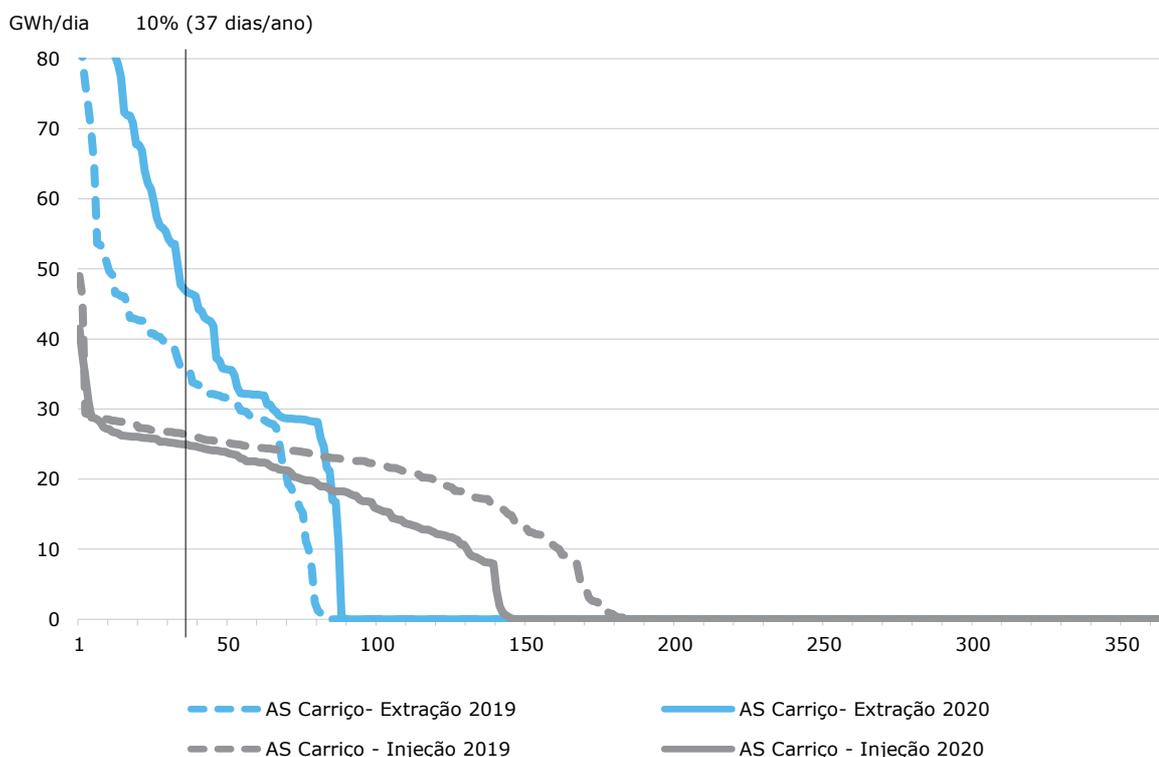
No ano de 2019, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 48 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 12 GWh/dia em 50% dos dias. No ano 2020, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 36 GWh/dia em 10% dos dias, e superior a 5 GWh/dia em 50% dos dias.

É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da oferta a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de infraestruturas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior oferta, a mediana desta série de valores (dia 125) apresenta valores de 187 GWh/dia em 2019 e de 188 GWh/dia em 2020 na regaseificação do TGNL de Sines, e de 19 GWh/dia em 2019 e de 17 GWh/dia em 2020 na importação de Campo Maior.

A capacidade de importação da interligação de Valença do Minho foi utilizada em 10 dias do ano de 2019, e em 61 dias no ano de 2020.

FIGURA 2-13

### Curva de distribuição diária da utilização da injeção e da extração do AS Carrigo



Da análise da figura anterior verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de extração e de injeção do AS do Carrigo apresentam um padrão semelhante nos anos de 2019 e 2020, embora a capacidade de injeção apresente valores superiores em 2019 e a capacidade de extração apresente valores superiores no ano 2020. No ano de 2019, a capacidade de extração utilizada no AS do Carrigo foi superior a 36 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2020, a capacidade utilizada na extração do AS do Carrigo foi superior a 47 GWh/dia em 10% dos dias.

No ano de 2019, a capacidade de injeção utilizada no AS do Carrigo foi superior a 26 GWh/dia em 10% dos dias, e no ano 2020, a capacidade utilizada na injeção do AS do Carrigo foi superior a 25 GWh/dia em 10% dos dias.

A capacidade de extração do AS do Carrigo foi utilizada em 82 dias do ano de 2019, e em 88 dias no ano de 2020. A capacidade de injeção do AS do Carrigo foi utilizada em 181 dias do ano de 2019, e em 144 dias no ano de 2020.

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, o quadro seguinte apresenta as taxas de utilização média e máxima, verificadas nos últimos dois anos.

### Taxas de utilização da capacidade de armazenamento da RNTIAT

Relativamente à caracterização da utilização das infraestruturas de armazenamento da RNTIAT, o quadro seguinte apresenta as taxas de utilização média e máxima, verificadas nos últimos dois anos:

- **A taxa de utilização média** corresponde ao quociente entre a existência média diária registada em cada ano e a capacidade máxima da infraestrutura nesse ano;
- **A taxa de utilização máxima** corresponde ao quociente entre o valor máximo da existência diária e a capacidade máxima da infraestrutura nesse ano.

#### QUADRO 2-12

### Taxas de utilização da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	Capacidade Máxima (GWh)	TU Média				TU Máxima			
		2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
TGNL de Sines	2 569	56%	59%	63%	63%	102%	107%	111%	110%
AS Carrigo	3 839	41%	50%	80%	87%	58%	64%	101%	102%

A taxa de utilização média do armazenamento de GNL no TGNL de Sines foi de 56% em 2017, 59% em 2018, e 63% em 2019 e 2020. A capacidade máxima dos tanques de GNL foi utilizada a 102% em 2017, 107% em 2018, 111% em 2019 e 110% em 2020.

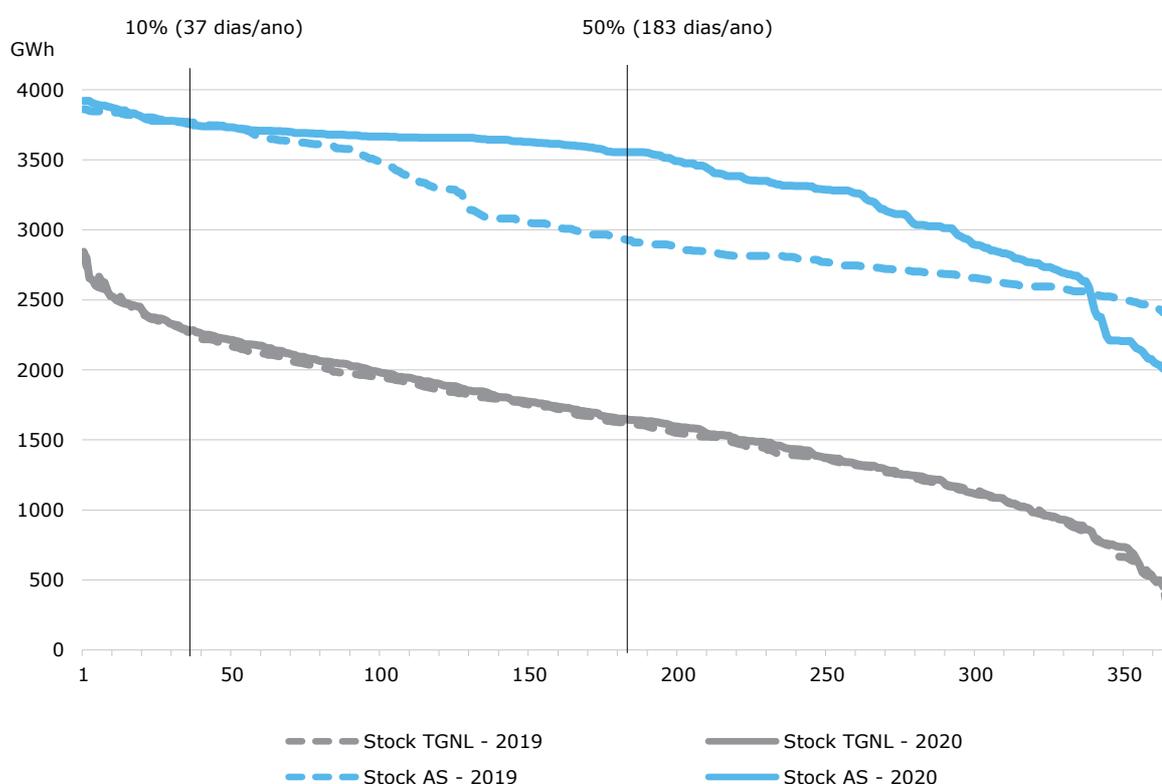
O Armazenamento Subterrâneo do Carrigo é usado, essencialmente, para a manutenção das Reservas de Segurança. Deste modo, esta infraestrutura apresenta uma menor amplitude entre as TU média e máxima. O AS do Carrigo registou uma taxa de utilização média de 41% em 2017,

50% em 2018, 80% em 2019 e 87% em 2020, e uma taxa de utilização máxima de 58% em 2017, 64% em 2018, 101% em 2019 e de 102% em 2020.

A figura seguinte apresenta a distribuição anual diária de utilização de capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carrigo, nos anos 2019 e 2020. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, esta figura não apresenta a distribuição diária verificada nos anos de 2017 e 2018.

FIGURA 2-14

### Curva de distribuição diária da utilização da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carrigo



Da análise da figura anterior verifica-se que o padrão das linhas de distribuição diária da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines apresenta-se semelhante nos anos de 2019 e 2020, embora a quantidade de gás em stock no AS do Carrigo apresente valores em média superiores em 2020. No ano de 2019, a capacidade utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 267 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 623 GWh em 50% dos dias. No ano 2020, a capacidade de armazenamento utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 283 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 651 GWh em 50% dos dias.

Verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de armazenamento do AS Carrigo apresentam uma taxa de utilização maior no ano de 2020 por comparação com o ano de 2019. No ano de 2019, a capacidade diária utilizada foi superior a 3 767 GWh em 10% dos dias, e superior a 2 932 GWh em 50% dos dias. No ano 2020, a capacidade diária de armazenamento utilizada do AS do Carrigo foi superior a 3 753 GWh em 10% dos dias, e superior a 3 555 GWh em 50% dos dias.

## Taxas de utilização do TGNL de Sines

Tendo em conta o número de *slots* que são anualmente anunciadas e o número de operações de carga, descarga ou arrefecimento que são efetivamente executadas, é possível fazer uma análise à taxa de utilização do cais do TGNL nos últimos 6 anos.

Nas figuras e no quadro seguintes apresentam-se os dados das operações de descarga, carga e arrefecimento referentes a cada um dos anos do período considerado, representando-se também a evolução da taxa de utilização do cais do TGNL ao longo do período analisado.

### QUADRO 2-13

#### Evolução do número de operações de navios e taxa de utilização do cais do TGNL no período 2015-2020

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Número de Operações	[A]	29	26	42	45	67	63
Números de Descargas	[Ai]	25	22	41	45	65	62
Números de Cargas/Arrefecimento	[Aii]	4	4	1	0	2	1
<b>Entrada Navios [GWh]</b>	<b>[B]</b>	<b>20784</b>	<b>21974</b>	<b>40265</b>	<b>43365</b>	<b>62731</b>	<b>61994</b>
Descarga média por navio [GWh]	[B/Ai]	831	999	982	964	965	1000
Número <i>Slots</i> do anúncio anual	[C]	59	59	59	59	59	62
<b>Taxa de Utilização</b>	<b>[A/C]</b>	<b>49%</b>	<b>44%</b>	<b>71%</b>	<b>76%</b>	<b>114%</b>	<b>102%</b>

FIGURA 2-15

Evolução do número de operações de navios no TGNL de Sines

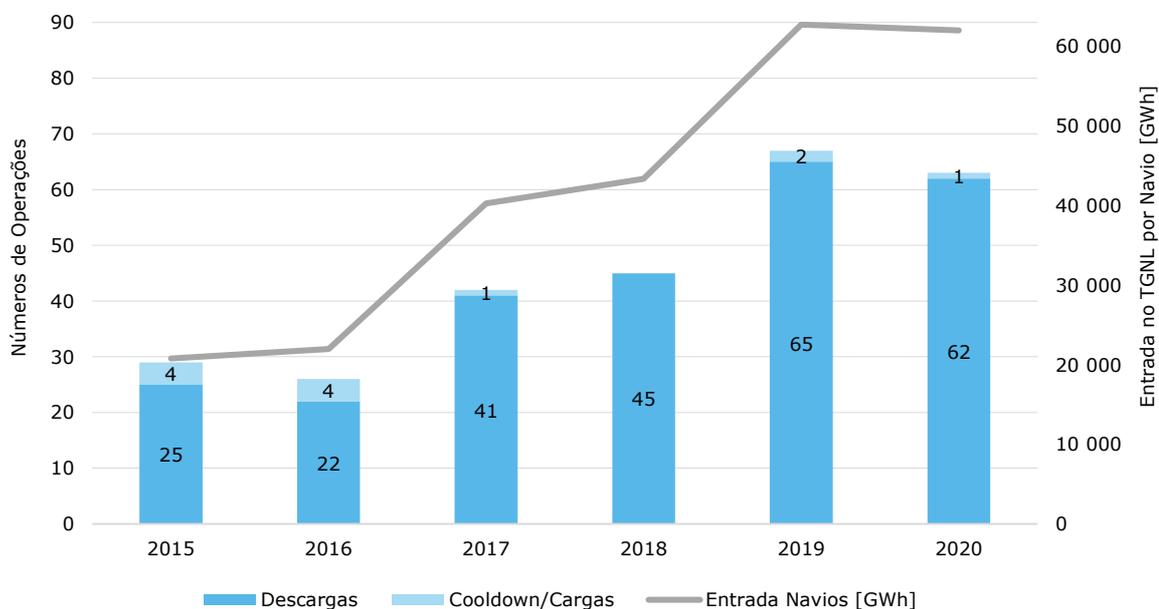
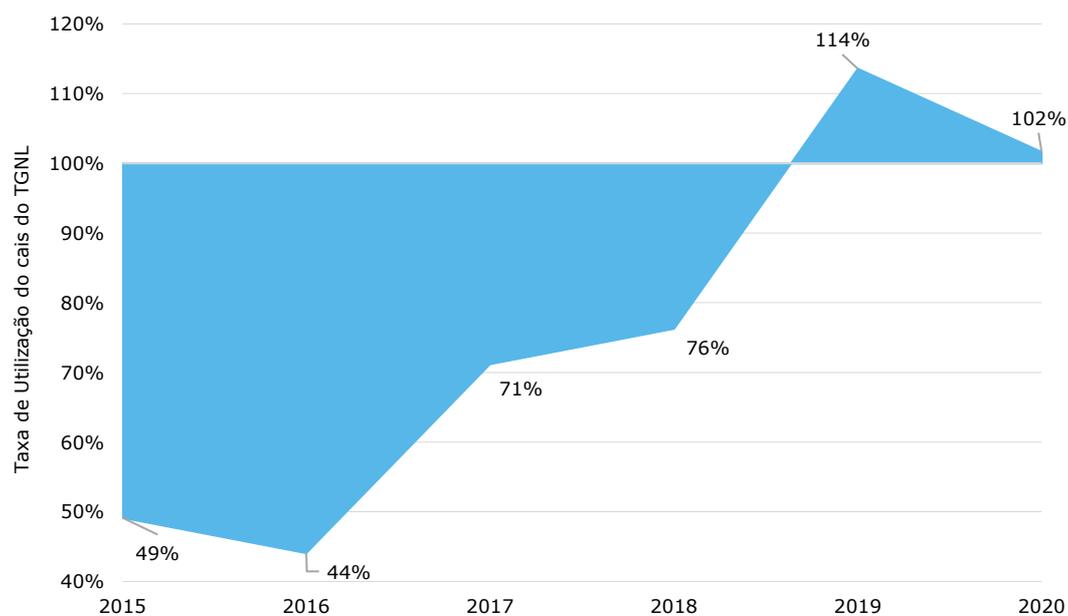


FIGURA 2-16

Evolução da taxa de utilização do cais do TGNL



Através da análise do quadro e das figuras anteriores, é possível verificar que no período compreendido entre 2015 e 2018 o cais do TGNL de Sines apresentou uma taxa de utilização

inferior a 100%. Quer isto dizer que nestes anos verificou-se a existência de margem para a concretização de mais operações, tendo em conta o número de slots que foram disponibilizadas no anúncio anual. Nos dois anos seguintes a situação inverteu-se, realizando-se mais operações do que aquelas que foram anunciadas no início do ano-gás, resultando uma taxa de utilização do cais do TGNL superior a 100%, quantificada em 114% no ano de 2019 e em 102% no ano de 2020.

Ao longo dos últimos seis anos, tem vindo a verificar-se um aumento considerável no número de operações efetuadas no cais do TGNL, passando de 29 operações em 2015 para 63 operações em 2020. Este número tem crescido a uma taxa média anual de 10,7%.

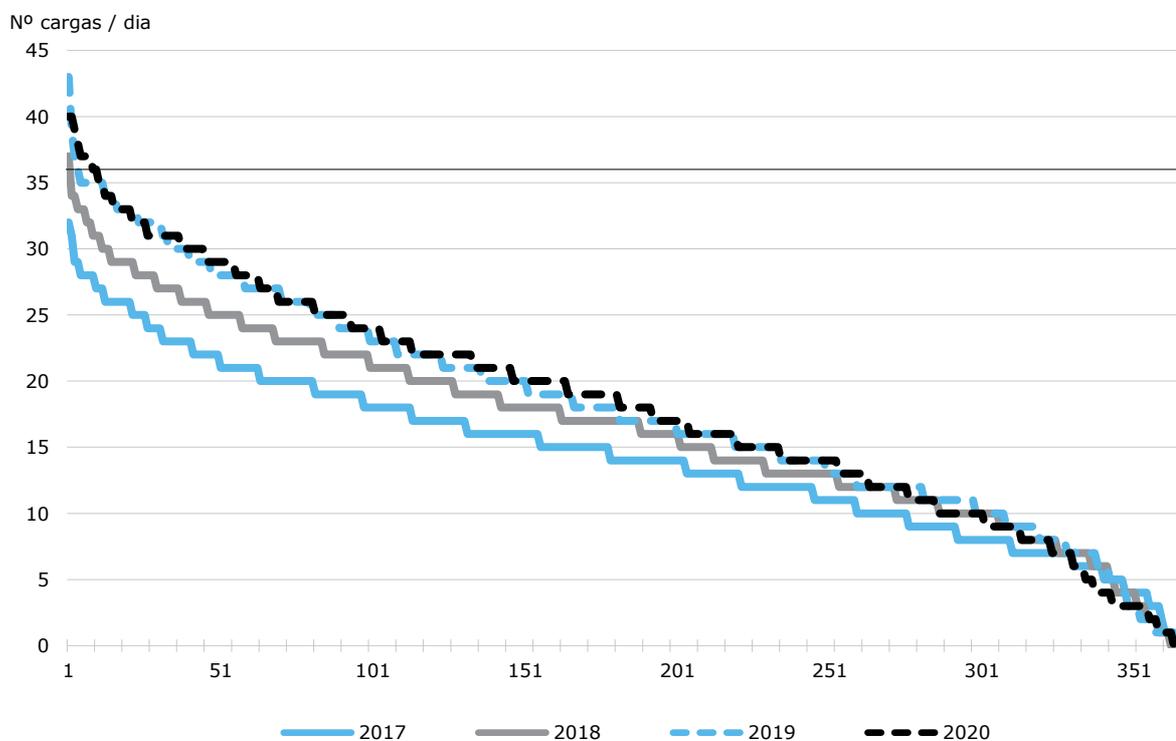
### Taxas de utilização das Baías de enchimento de Cisternas do TGNL de Sines

As três baías de enchimento de GNL do TGNL de Sines apresentam uma capacidade diária máxima de enchimento de 36 camiões cisterna (identificada no gráfico infra com uma linha horizontal).

A figura seguinte apresenta a distribuição diária (agregada) de utilização das três baías de enchimento de cisternas de GNL do TGNL de Sines, nos anos 2017, 2018, 2019 e 2020.

FIGURA 2-17

### Curva de distribuição diária da utilização da capacidade das baías do TGNL de Sines



Da análise da figura anterior verifica-se um crescimento de utilização das baías de enchimento do TGNL de Sines nos últimos anos, explicado através do aumento de procura de GNL para abastecimento das UAGs instaladas em Portugal Continental.

O gráfico supra evidencia que as linhas de distribuição diária de capacidade utilizada nas baías de enchimento ultrapassaram o limite de capacidade máxima da instalação nos anos de 2018, 2019 e 2020. Assim, verifica-se que as baías funcionaram acima da sua capacidade diária máxima em 8 dias do ano 2020, em 3 dias do ano 2019 e em 1 dia do ano 2018.

## 2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO

A REN na sua qualidade de operador da rede de transporte de gás no território do continente elabora anualmente um relatório com informação sobre a qualidade do serviço prestado, de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

### 2.4.1. Continuidade do serviço

O operador da RNTIAT é responsável por assegurar o contínuo fornecimento de gás desde os pontos de entrada, até aos pontos de saída da rede.

#### Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTG)

A continuidade do serviço de fornecimento da RNTG é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Número médio de interrupções por pontos de saída, equivalente ao quociente do número total de interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total dos pontos de saída, no fim do período considerado;
- Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída), correspondente ao quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, durante determinado período, pelo número total de pontos de saída existentes no fim do período considerado;
- Duração média de interrupção (minutos/interrupção), equivalente ao quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de saída, pelo número total de interrupções nos pontos de saída, no período considerado.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTG) para o período compreendido entre os anos 2016 e 2020.

QUADRO 2-14

#### Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Gasodutos (RNTG)

Indicador	2016	2017	2018	2019	2020
Número médio de interrupções por pontos de saída	0	0	0,002	0	0
Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída)	0	0	0,024	0	0
Duração média de interrupção (minutos/interrupção)	0	0	2,250	0	0

## Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines)

A continuidade do serviço de fornecimento da REN Atlântico é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Cumprimento do serviço comercial (nomeações);
- Injeção de gás para a rede (injetado/solicitado);
- Disponibilidade da instalação.

O quadro seguinte apresenta os indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines) relativamente ao período compreendido entre os anos 2016 e 2020.

QUADRO 2-15

### Indicadores gerais para a qualidade de serviço da REN Atlântico (TGNL de Sines)

Indicador	2016	2017	2018	2019	2020
Cumprimento do serviço comercial (nomeações):	100,00%	99,44%	99,63%	100,00%	100,00%
Injeção de gás para a rede (injetado/solicitado)	99,60%	100,00%	99,47%	99,79%	99,70%
Disponibilidade da instalação	99,97%	99,75%	99,47%	99,93%	99,97%

## 2.4.2. Características do gás

A entidade concessionária da RNTG efetua a caracterização do gás, realizando para o efeito monitorizações aos pontos de interligação da rede de transporte, em particular a interligação de Campo Maior e a regaseificação do TGNL de Sines.

Estas monitorizações consideram as características do gás e devem respeitar os limites estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, em particular para o Índice de Wobbe (IW) e para a Densidade relativa do gás, de acordo com os valores apresentados no quadro seguinte.

QUADRO 2-16

### Limites para o Índice de Wobbe e para a densidade relativa

I. Wobbe [kWh/m <sup>3</sup> (n)]		Densidade relativa	
máximo	mínimo	máximo	mínimo
16,017	13,381	0,700	0,555

O quadro seguinte apresenta os valores obtidos para a gama de variação dos valores médios diários de Índice de Wobbe (IW) e Densidade relativa (dr) nos pontos de monitorização da rede de transporte (Campo Maior e TGNL de Sines).

**QUADRO 2-17**

**Indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines e da interligação de Campo Maior**

Ano	Intervalos	Campo Maior		TGNL de Sines	
		I. Wobbe KWh/m3(n)	Densidade relativa	I. Wobbe KWh/m3(n)	Densidade relativa
2016	Mínimo	14,659	0,607	15,163	0,592
	Máximo	15,179	0,629	15,323	0,607
	Mediana	14,880	0,617	15,247	0,600
2017	Mínimo	14,403	0,600	15,060	0,587
	Máximo	15,342	0,620	15,443	0,620
	Mediana	14,958	0,660	15,284	0,603
2018	Mínimo	14,405	0,572	15,298	0,593
	Máximo	15,384	0,657	15,398	0,633
	Mediana	14,916	0,614	15,352	0,610
2019	Mínimo	14,587	0,584	15,044	0,576
	Máximo	15,371	0,635	15,423	0,618
	Mediana	15,211	0,602	15,297	0,603
2020	Mínimo	14,592	0,584	15,026	0,574
	Máximo	15,406	0,627	15,429	0,622
	Mediana	15,199	0,605	15,281	0,603

De acordo com os valores apresentados no quadro anterior, verifica-se o cumprimento total dos limites estabelecidos regulamentarmente para o índice de Wobbe e para a densidade relativa do gás.

### 2.4.3. Ações de verificação e de melhoria da qualidade de serviço

No âmbito da otimização das atividades de operação e manutenção conducentes à melhoria da qualidade de serviço, a REN identificou diversas oportunidades de melhoria, tendo no decurso de 2019 e 2020 desenvolvido projetos nas seguintes áreas:

- Atualizações na ferramenta de gestão de manutenção: (i) desenvolvimento de aplicações de mobilidade; (ii) desenvolvimento de autorizações de trabalhos e consignação de ativos; (iii) implementação do módulo de gestão das interferências de terceiros;
- Dotação de todas as equipas de operação de equipamentos de mobilidade;
- Digitalização de ativos utilizando códigos QR: postes de sinalização, transmissores, turbinas e computadores de caudal;
- Elaboração do plano de análise de fugas e de pontos de observação permanente resultante da inspeção aérea;
- Adaptação das RTU e do sistema SCADA para a nova tecnologia de comunicação por TCP/IP;
- Atualização da documentação de resposta à emergência operacional;
- Coordenação da operação dos pontos de interligação internacional, com destaque para a melhoria da capacidade de controlo remoto da CTS 7000 Campo Maior, nomeadamente para fluxos de exportação de GN para a rede espanhola;
- Remodelação do sistema de aquecimento da GRMS 1269 (Central Termoelétrica do Ribatejo);
- Evolução dos procedimentos de monitorização da RNTG: (i) conclusão da implementação do sistema de controlo remoto da odorização do gás para melhoria da precisão da definição da concentração de Tetrahydrotiofeno (THT) nos pontos de saída com recurso a simulação dinâmica, tendo sido completada a ativação em todas as estações da RNTG; (ii) desenvolvimento da plataforma de gestão de dados operacionais, nomeadamente para melhoria dos processos de validação de dados de medição, em linha com o disposto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor do Gás; (iii) substituição de computadores de caudal dos sistemas de medição;
- Disponibilização da informação relativa ao processo de liquidação do acesso às infraestruturas de forma automática através do portal @IGN;
- Realização de inquérito de satisfação de clientes no contexto da melhoria contínua dos serviços prestados;
- Implementação de um regime de realização de reuniões periódicas com os Agentes de Mercado para acompanhamento da sua atividade e transmissão de informação relevante;
- Realização de “workshops” para “stakeholders” aquando da implementação de novos processos;
- Realização de formação para novos comercializadores, com especial incidência nas regras de negócio e plataformas utilizadas;

- Desenvolvimento e otimização dos módulos do sistema Acesso de Terceiros à Rede (ATR) destacando-se os seguintes desenvolvimentos: (i) introdução de melhorias de eficiência do processo de intercâmbio e troca de dados do sistema ATR e Sistema de Gestão e Informação Operacional (SIGO); (ii) alteração do processo de gestão de cisternas, para ser possível a execução da mudança do comercializador associado à respetiva cisterna; (iii) receção e processamento dos dados de contagens e qualidade do gás provenientes do sistema SIGO, contendo a classificação do tipo de estimativa realizado sobre o valor, bem como a disponibilização dos respetivos relatórios de supervisão e controlo; (iv) automatização do processo de disponibilização das capacidades contratadas, por agente, na respetiva área privada; (v) verificação de correspondência dos valores de intercâmbio entre agentes, notificando os respetivos agentes de mercado; (vi) sistema de monitorização dos processos informáticos, com a disponibilização de alarmística, quer para os clientes internos, quer para os clientes externos; (vii) atualização de software com o objetivo de aumentar a resiliência e seguranças do sistema ATR;
- Conclusão do projeto de gestão de alarmística no Centro de Despacho com implementação de melhorias nos processos de gestão de alarmes no sistema SCADA;
- Desenvolvimento do projeto de upgrade do Sistema de Informação da Gestão de Operação (SIGO);
- Otimização dos processos de gestão dos serviços de Tecnologia de Informação com vista ao acompanhamento da atividade e à disponibilização de indicadores necessários à execução de uma gestão eficiente dos serviços de suporte à Gestão do Sistema;
- Realização de um simulacro de "business continuity", que incidiu na utilização das infraestruturas e instalações do Centro de Despacho de Emergência e respetivas ferramentas;
- Elaboração dos estudos e entrega da documentação referente aos projetos base e aos projetos de execução para quatro configurações tipo dos recintos que integram toda a RNTG, no âmbito do Estudo e Projeto de Sistema Integrado de Segurança nas estações da RNTG, como contributo para a integridade das infraestruturas e segurança de pessoas e bens;
- Implementação na aplicação Pipeline Integrity Management System (PIMS) de modelos que permitem a análise de forma diferenciada do desempenho do sistema de Proteção Catódica em diferentes níveis;
- Realização de programas de Inspeção em Linha (ILI), de forma a identificar e analisar eventuais defeitos existentes;
- Realização de diversos estudos, no âmbito das atividades de benchmarking, efetuados em conjunto com outros operadores europeus de sistemas de transporte de gás, tendo em vista a comparação dos desempenhos e identificação das melhores práticas utilizadas, nomeadamente nos domínios da gestão de integridade de gasodutos e na digitalização e cibersegurança;
- Geração de planos de manutenção resultantes das análises RCMII no AS do Carriço;

- Adequação e/ou remodelação de equipamentos e sistemas da estação de superfície do AS do Carriço;
- Desenvolvimentos de autorização de trabalhos/consignação de ativos, utilizando a aplicação MAXIMO;
- Desenvolvimento e implementação da formação Indução de Segurança em ambiente e-learning;
- Implementação do módulo de gestão das interferências de terceiros na aplicação MAXIMO;
- Adaptação das RTU's para a tecnologia de comunicação por TCP/IP;
- Adequação e/ou remodelação de equipamentos e sistemas em diversas estações do gasoduto;
- Atualização tecnológica do sistema de controlo (substituição de controladores) do TGNL de Sines;
- Prolongamento da vida útil das bombas criogénicas (alta e baixa pressão) do TGNL de Sines;
- Preparação de um manual prático sobre o acesso às infraestruturas de gás para disponibilização aos agentes de mercado, com o objetivo de ajudar na compreensão do SNG e consequentemente contribuir para esclarecer dúvidas e reduzir o número de pedidos de informação recebidos;
- Elaboração do Plano de Ação relativo aos pedidos de informação e reclamações apurados, identificando para cada uma das ações de melhoria indicadas, as áreas responsáveis, os prazos de execução, os recursos necessários e as formas de controlo, com vista à redução do número de pedidos de informação e reclamações recebidos na Gestão do Sistema;
- Operacionalização do mercado secundário de produtos de capacidade na RNTIAT na plataforma do OMIP;
- Adaptação das regras de negócio na plataforma ATR na sequência de alterações regulamentares com impacto na liquidação da utilização das infraestruturas (capacidade interruptível, capacidade complementar e capacidade para constituição de reservas de segurança);
- Continuação da automatização na plataforma ATR dos processos de negócio: gestão de pedidos de informação e reclamações e validação de garantias;
- Início do processo de reformulação do Portal @IGN para agentes de mercado e operadores, a partir do levantamento de requisitos funcionais, no âmbito do Projeto Atena;
- Realização de inquérito de satisfação de clientes para identificação de possíveis ações de melhoria, e realização da Reunião Anual com os Agentes de Mercado (via MS Teams);

- Realização de reuniões periódicas com os Agentes de Mercado para acompanhamento da sua atividade e de workshops para os stakeholders aquando da implementação de novos processos;
- Realização de uma formação interna para novos comercializadores, com especial incidência nas regras de negócio e plataformas utilizadas.
- No âmbito da utilização de metodologias de gestão dos ativos que constituem a infraestrutura da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG), e conducentes à melhoria da qualidade de serviço, a REN identificou diversas oportunidades de melhoria, tendo no decurso de 2020 desenvolvido estudos e projetos nas seguintes áreas:
  - Estudo para implementação da metodologia do OGMP 2.0 para quantificação e redução das emissões de metano nas infraestruturas de gás;
  - Projeto Digitalização dos Ativos com a implementação de Dashboards e Mapas no Sistema de Informação Geográfica;
  - Implementação na aplicação SIG-Sistema de Informação Geográfica, com integração com o PIMS e Maximo, de dashboards para Monitorização de Pontos de Observação Periódica, Monitorização de Risco de Gasodutos e Mapas para Análise Quantitativa de Risco (QRA);
  - Realização de diversos estudos, no âmbito da participação em atividades com organizações nacionais e europeias de Gás, bem como, de *benchmarking* efetuadas em conjunto com outros operadores europeus de sistemas de transporte de gás natural, tendo em vista a comparação dos desempenhos e identificação das melhores práticas utilizadas, nomeadamente nos domínios da gestão de integridade de gasodutos e na digitalização e security, de forma, a procurar identificar as estratégias e medidas implementadas nestas áreas.



3

# PRESSUPOSTOS

REN

## 3.1. ENQUADRAMENTO

O final do mês de março dos anos ímpares, marca a data que a legislação determina como correspondendo ao prazo dentro do qual o ORT deve entregar junto da DGEG e da ERSE a sua proposta de Plano para os dez anos seguintes. Neste enquadramento, e atendendo à dimensão do seu conteúdo e à necessidade de tempo para a realização dos estudos e análises que lhe estão associados, a preparação da proposta de PDIRG inicia-se com vários meses de antecedência relativamente ao momento da sua entrega, isto é, no caso da presente proposta de PDIRG 2022-2031, o seu início teve lugar ainda durante o ano de 2020.

Sendo certo que existem elementos que podem ser acomodados numa fase mais avançada da elaboração do documento, outros há que, envolvendo estudos e simulações com maior exigência de tempo, necessitam de estar definidos com maior antecedência.

Assim, no que diz respeito à constituição da RNTIAT no momento de partida, a presente proposta de PDIRG tem como um dos seus pressupostos, estarem já realizados e em exploração todos os investimentos que, ao momento da identificação e definição dos pressupostos base para a elaboração da proposta de Plano, era previsto ficarem concluídos até 31 de dezembro de 2021.

## 3.2. APRESENTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS (PROJETOS BASE E PROJETOS COMPLEMENTARES)

Na presente proposta de PDIRG 2022-2031 os projetos estão organizados segundo dois grupos de projetos: o dos Projetos Base e o dos Projetos Complementares.

### 3.2.1. Projetos Base

O grupo dos Projetos Base (apresentados no capítulo 4) incorpora aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o indicador de estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Fazem também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento a compromissos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a 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).

Nos Projetos Base estão incluídos: (i) os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações; (ii) os projetos de gestão integrada de vegetação; (iii) os 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 nas interligações); (iv) projetos para cumprimento dos compromissos já 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; (v) projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do sistema, nomeadamente nas vertentes Operação do Sistema, Operação de Mercado e Rede de Telecomunicações de Segurança.

Complementarmente, 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 SNGN, quantificadas em 1% a 5% em volume até 2025 e de 10% a 15% em volume até 2030.

### 3.2.2. Projetos Complementares

O grupo dos Projetos Complementares (ver capítulo 5) incorpora os 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 destes projetos está, deste modo, entendida nesta proposta de PDIRG como condicionada 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.

Ou seja, pela própria natureza do conceito de Projeto Complementar, a eventual decisão sobre a realização destes projetos é da competência do Concedente e, neste contexto, ela tanto pode ser tomada no âmbito da presente proposta de PDIRG, como no âmbito de futuras edições do Plano, devendo a REN Gasodutos atuar de acordo com as orientações recebidas.

Deste modo, para os Projetos Complementares em geral não deve ser considerado um ano específico para a sua entrada em exploração, uma vez que essa data não depende exclusivamente do ORT.

Não obstante, importa aqui referir que para alguns destes projetos, após uma tomada de decisão quanto à sua realização, serão necessários alguns anos desde o licenciamento até ao respetivo comissionamento.

## 3.3. NEUTRALIDADE CARBÓNICA E NOVO CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR SOBRE GASES RENOVÁVEIS, INCLUINDO O HIDROGÉNIO

Este subcapítulo pretende enquadrar o novo contexto legislativo e regulamentar, bem como as perspetivas de evolução do sector do gás em Portugal em alinhamento com as orientações de política energética associadas à neutralidade carbónica, incluindo a incorporação de gases renováveis na RNTIAT. Deste modo, apresentam-se os temas associados ao 'Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050'<sup>14</sup>, ao 'Plano Nacional de Energia e Clima 2030'<sup>15</sup>, à 'Estratégia Nacional para o Hidrogénio'<sup>16</sup> e ao 'Decreto-Lei n.º 62/2020'<sup>17</sup>: organização e regime jurídico do Sistema Nacional de Gás, com incorporação de gases renováveis'. Alguns dos textos apresentados neste subcapítulo foram transcritos a partir dos documentos oficiais identificados infra em *footnotes*.

### Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050)

A neutralidade carbónica implica que o balanço entre as emissões e as remoções de carbono da atmosfera por via de sumidouros (ex: floresta) seja nulo. O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) aponta este objetivo para 2050 dando resposta aos compromissos assumidos no Acordo de Paris e posicionando Portugal como país charneira no combate às alterações climáticas. A elaboração do RNC 2050 envolveu a participação alargada dos vários atores para definir a trajetória para a descarbonização da economia portuguesa, considerando os contributos dos setores da energia, dos transportes, dos resíduos, da agricultura e das florestas e do uso do solo. Uma fatia importante deste objetivo é conseguida via redução de emissões, em particular no setor energético, destacando-se aqui o papel da eletrificação.

A implementação do RNC 2050 assenta fundamentalmente em:

1. Redução do consumo final de energia e aumento da intensidade energética, via promoção da eficiência energética;
2. Eletrificação crescente da economia tirando vantagem da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis;
3. Continuação da aposta no crescimento das fontes de energia renovável para produção de energia elétrica;

<sup>14</sup> Roteiro disponível em <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050->

<sup>15</sup> Plano disponível em <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/comunicado?i=plano-nacional-energia-e-clima-2030-aprovado-em-conselho-de-ministros>

<sup>16</sup> Estratégia (RCM n.º63/2020) disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/140346286/details/maximized>

<sup>17</sup> Decreto-Lei n.º 62/2020 disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/141377978/details/maximized>

4. Redução significativa do consumo de produtos petrolíferos, nomeadamente ao nível da mobilidade.

### **Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC2030)**

Em 2016, na Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas, Portugal assumiu o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050. Este compromisso foi materializado no dia 1 de julho de 2019 com a publicação do Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050).

Complementarmente, o Regulamento (UE) 2018/1999, de 11 de dezembro de 2018, estipula que todos os Estados-Membros elaborem e apresentem à Comissão Europeia um Plano Nacional integrado de Energia e Clima para o período 2021-2030 (PNEC 2030). Este Plano define as políticas públicas, metas, objetivos e medidas de implementação em matéria de redução de emissões de GEE, incorporação de energia renováveis, eficiência energética, segurança de abastecimento, mercado interno e investigação, inovação e competitividade.

Concluídos os processos de consulta pública e de aprovação da União Europeia, a Resolução de Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho de 2020, procede à publicação do PNEC 2030. Este documento incorpora o primeiro ciclo de políticas integradas de energia e clima de âmbito nacional para o período 2021-2030, com vista a alcançar a neutralidade carbónica em 2050.

As metas são ambiciosas<sup>18</sup> e assentam na eletrificação, na incorporação das FER, na eficiência energética e na redução da intensidade carbónica, sublinhando a importância do desenvolvimento de uma estratégia complementar para a produção de gases renováveis, com destaque para o hidrogénio e para o biometano.

### **Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2)**

O objetivo do governo Português de alcançar a neutralidade carbónica em 2050 exige uma ação concertada entre políticas de energia, clima, indústria e transportes, conforme reconhecido no PNEC 2030.

Neste âmbito, o hidrogénio verde assume um papel central enquanto opção eficiente para promover, aprofundar e facilitar a transição energética e, em simultâneo, constitui uma oportunidade de desenvolvimento económico, industrial, científico e tecnológico no quadro europeu.

A EN-H2 (aprovada pela Resolução de Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto), constitui um elemento de incentivo e estabilidade para o setor energético, promovendo a introdução gradual do hidrogénio verde enquanto pilar sustentável e integrado numa estratégia mais abrangente de transição para uma economia descarbonizada.

Para este efeito, a EN-H2 estabelece um conjunto de iniciativas e metas de incorporação do hidrogénio em diversos setores, com destaque para aqueles em que é reconhecida a não viabilidade técnica da eletrificação.

<sup>18</sup> Destacam-se algumas das metas estabelecidas no PNEC 2030: redução de emissões de GEE no intervalo de -45% a -55%; incorporação de FER de 47%; e aumento da eficiência Energética em 35%.

Das iniciativas contempladas no documento, destacam-se as seguintes:

- Implementar mecanismos de apoio à produção de hidrogénio verde e ao investimento em projetos neste vetor energético;
- Criar o quadro regulamentar necessário para a cadeia de valor do hidrogénio;
- Fixar metas de incorporação de hidrogénio nos vários setores da economia, para assegurar o lado da procura;
- Estabelecer metas de injeção de hidrogénio nas infraestruturas de gás.

A figura seguinte apresenta os objetivos principais da EN-H2 para 2030.

FIGURA 3-1

### Objetivos principais da EN-H2



Fonte: EN-H2

Relativamente à injeção de hidrogénio nas redes de gás, a EN-H2 identifica metas com intervalos compreendidos entre 1% a 5% (em volume) para o ano 2025 e 10% a 15% (em volume) para o ano de 2030.

### Decreto-Lei n.º 62/2020: organização e regime jurídico do Sistema Nacional de Gás, com incorporação de gases renováveis

A aposta em fontes de energia limpa assumida no PNEC 2030 potencia a oportunidade de capacitar o SNG para acomodar a incorporação de gases de origem renovável e gases de baixo teor em carbono.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN-H2, renomeando o SNGN como Sistema Nacional de Gás (SNG) e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respectivo regime jurídico. A publicação, para além de incorporar a figura do produtor de gases renováveis e a implementação de sistemas inteligentes na Rede Pública de Gás (RPG), promove a progressiva integração do SNG e do SEN.

Como principais alterações nas responsabilidades por segmento da cadeia de valor, destacam-se as seguintes:

### **Transporte/Distribuição**

- Gestão da interligação de instalações de produção de outros gases e projeto/construção das instalações de monitorização e controlo;
- Garantir a acomodação de outros gases na infraestrutura, assegurando a qualidade de operação do SNG e os seus limites técnicos;
- Assegurar que o gás a transportar na RPG cumpre as características e especificações técnicas.

### **Armazenamento**

- Assegurar a capacitação das infraestruturas e instalações concessionadas para exploração com outros gases.

### **Planeamento/Segurança de Abastecimento**

- O Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento de Gás (RMSA-G) deve incorporar a produção de outros gases;
- A elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT - Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (PDIRG) deve considerar a incorporação de outros gases;
- O exercício de planeamento deve considerar uma gestão integrada de recursos energéticos e identificar as condições necessárias à segurança do abastecimento futura dos consumos de gás.

### **Comercializadores**

- O estabelecimento de quotas mínimas de incorporação de outros gases no aprovisionamento de gás.

### **Produção**

- A produção de outros gases destina-se à injeção total ou parcial na RPG, ao autoconsumo, individual ou coletivo e à exportação;
- O membro do Governo responsável pela área da energia pode fixar, por portaria, regimes específicos de aquisição de outros gases, ouvida a ERSE e o operador da Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG).

Assim, tendo em conta o enquadramento referido anteriormente nas quatro peças regulamentares/legislativas atrás apresentadas, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, que estabelece a organização e o funcionamento do SNG considerando a incorporação de gases renováveis, conjugado com a EN-H2, que identifica um conjunto de metas e objetivos nacionais para a injeção de hidrogénio nas redes de gás, o operador da RNTG deve desenvolver um conjunto de iniciativas com vista a garantir a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste novo contexto.

Deste modo, (no capítulo 4 - Projetos Base) faz-se uma identificação dos ativos associados à infraestrutura da rede de transporte e de armazenamento do Carriço que carecem de intervenção e/ou substituição para adaptação destas infraestruturas às novas misturas gasosas.

Não obstante, deve ser referido que ao momento de elaboração deste Plano falta ainda construir neste edifício algumas peças de natureza legal, regulamentar e mesmo ao nível da definição de requisitos técnicos, não sendo por isso possível na presente edição do Plano prestar informação detalhada quanto a potenciais futuros pontos de ligação à RNTG para injeção de gases renováveis (incluindo o hidrogénio).

## 3.4. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

No presente subcapítulo são apresentadas as estimativas de evolução da procura de gás em Portugal nas vertentes de procura anual e de pontas diárias de consumo, para o período de 2022 a 2031<sup>19</sup>.

Os cenários de evolução da procura de gás são desagregados pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos sectores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade em regime ordinário.

### Mercado Convencional

Para o Mercado Convencional são considerados três cenários de evolução dos consumos de gás: o Cenário Central, associado a um cenário de crescimento económico moderado; o Cenário Superior, associado a uma trajetória de mais elevado crescimento económico; o Cenário Inferior, associado a um cenário de crescimento económico mais pessimista. A inclusão do cenário associado a uma conjuntura mais desfavorável, Cenário Inferior ou de "sustentabilidade", foi sugerido pela ERSE no seu parecer ao PDIRGN 2016-2025, tendo sido uma opção da REN a sua inclusão nas subsequentes propostas de PDIRGN/PDIRG.

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o sector do gás no contexto da proposta do "Relatório Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG - Período 2021-2040" (RMSA-G 2020), os cenários de evolução de consumos de gás do mercado convencional considerados neste exercício são os utilizados nas análises da proposta de RMSA-G 2020. Os pressupostos a considerar nos três cenários de evolução da procura foram previamente acordados com a DGEG.

Na definição dos cenários de procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás (UAG) de rede, existindo atualmente 49 UAG ativas e estando prevista a construção de 39 novas UAG no âmbito dos Planos de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição mais recentes (PDIRD-G 2021-2025). De referir igualmente a existência de 55 UAG privadas atualmente em serviço, e ainda de 22 postos de enchimento de gás veicular em operação<sup>20</sup>.

As estimativas de consumo dos operadores das redes de distribuição, tendo por base as propostas de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Redes de Distribuição (PDIRD) apresentadas pelos operadores, apontam para uma taxa de crescimento média anual do mercado de 1,3% no período de 2021 a 2025. Esta estimativa enquadra-se na previsão do consumo de gás para o Mercado Convencional do PDIRG.

<sup>19</sup> O ano de 2021 é apresentado para constituir uma referência para o cálculo das taxas médias de crescimento anual (TMCA), e para fazer a transição entre o período histórico apresentado no capítulo 2 e o período de análise do PDIRG, que tem início no ano de 2022.

<sup>20</sup> 12 em regime público (3 GNC+1GNL+8GNL+GNC) e 10 em regime privado (9GNC+1GNL), encontrando-se em licenciamento mais 8 postos de GNV.

## Mercado Elétrico

No caso do Mercado Elétrico (ME), são considerados três cenários que correspondem aos consumos de gás resultantes das análises prospetivas efetuadas no âmbito do RMSA-E 2020 e que se encontram alicerçadas nas Trajetórias Continuidade e Ambição, de acordo com os seguintes pressupostos:

- O Cenário Central Ambição do ME, designado neste PDIRG por Cenário Central - corresponde à envolvente central da procura de eletricidade e considera a Trajetória Ambição do RMSA-E 2020, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029;
- O Cenário Superior Ambição do ME, designado neste PDIRG por Cenário Superior - corresponde à envolvente superior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Ambição do RMSA-E 2020, que também assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029;
- O Cenário Inferior Continuidade do ME, designado neste PDIRG por Cenário Inferior - corresponde à envolvente inferior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Continuidade do RMSA-E 2020, que, tal como os dois anteriores, assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029.

Para os períodos 2023-2024, 2028-2029 e para o ano 2026 os valores do ME resultam de interpolações lineares (baseadas nos resultados das simulações efetuadas para os anos de 2022, 2025, 2027 e 2030), em virtude de se tratar de estádios não analisados no RMSA-E 2020. Para o ano de 2031, consideraram-se os consumos do estádio relativo ao ano de 2030.

### 3.4.1. Procura anual

De acordo com as características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas e independentes para o mercado convencional e para o mercado elétrico.

#### Procura de Gás em Portugal Continental

Determinou-se a procura anual para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico em Portugal Continental, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. Os cenários de previsão de consumo do mercado convencional e do mercado elétrico são apresentados no quadro e nas figuras seguintes.

QUADRO 3-1

**Previsão da Procura de Gás em Portugal Continental para o período 2021 a 2031**

Cenário Central	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mercado Convencional	43,0	43,5	44,0	44,4	44,8	45,3	45,8	46,3	46,7	47,2	47,5
Mercado Eletricidade	22,9	19,3	15,4	11,4	7,4	6,0	4,7	4,4	4,1	3,9	3,9
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>65,9</b>	<b>62,9</b>	<b>59,3</b>	<b>55,8</b>	<b>52,2</b>	<b>51,3</b>	<b>50,5</b>	<b>50,7</b>	<b>50,9</b>	<b>51,1</b>	<b>51,4</b>

Cenário Superior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mercado Convencional	43,2	43,8	44,3	44,8	45,3	45,9	46,5	47,0	47,6	48,1	48,6
Mercado Eletricidade	23,2	19,9	15,9	12,0	8,1	6,7	5,3	5,1	4,9	4,8	4,8
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>66,4</b>	<b>63,6</b>	<b>60,2</b>	<b>56,8</b>	<b>53,4</b>	<b>52,6</b>	<b>51,7</b>	<b>52,1</b>	<b>52,5</b>	<b>52,9</b>	<b>53,3</b>

Cenário Inferior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Mercado Convencional	42,4	42,7	42,9	43,1	43,4	43,7	44,0	44,4	44,7	45,0	45,2
Mercado Eletricidade	23,0	20,4	16,7	13,0	9,4	8,4	7,5	7,8	8,1	8,4	8,4
<b>Consumo Total de Gás</b>	<b>65,3</b>	<b>63,0</b>	<b>59,6</b>	<b>56,2</b>	<b>52,7</b>	<b>52,1</b>	<b>51,5</b>	<b>52,2</b>	<b>52,8</b>	<b>53,4</b>	<b>53,6</b>

TWh

No quadro anterior e nas figuras seguintes apresenta-se o detalhe da evolução da procura de gás em Portugal Continental para os Cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquénios 2021-2026 e 2026-2031. A taxa média de crescimento anual (TMCA) do mercado total de gás para o período 2021-2026 é de -4,9% para o Cenário Central, de -4,6% para o Cenário Superior, e de -4,4% para o Cenário Inferior. A TMCA do mercado total de gás para o período 2026-2031 é de 0,0% para o Cenário Central, de 0,3% para o Cenário Superior e de 0,6% para o Cenário Inferior.

A redução da previsão de procura agregada que em todos os cenários se verifica entre 2021 e os anos seguintes a partir de 2022, resulta de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o mercado elétrico a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média. Esta correção, realizada a partir de simulações de mercado, justifica-se pelo facto de se estimar que em 2022 e nos anos seguintes se atingirá a trajetória média expectável, depois de no período compreendido entre 2017 e 2020 se terem registado valores de procura excepcional por parte das CCGT's devido a um conjunto de circunstâncias particulares. Destaca-se nesse contexto, o efeito da política fiscal em Espanha destinada a acelerar a eliminação do défice tarifário do setor elétrico, conjugada com períodos de reduzida hidraulicidade com impacto em toda a Península Ibérica, ou o efeito da paragem prolongada de centrais nucleares em França para inspeções de segurança, e também o aumento da competitividade do gás face ao carvão para produção de energia elétrica.

Comparativamente com o cenário Inferior, os Cenários Superior e Central do Mercado Elétrico pressupõem um crescimento acentuado da componente de produção elétrica renovável, o que justifica, em particular no período 2026-2031, uma taxa de crescimento da procura de gás ligeiramente superior no cenário Inferior, em comparação com o Cenário Central e Cenário Superior. Deste modo, verifica-se também o cruzamento dos valores das estimativas de evolução da procura dos Cenários Central e Inferior a partir do ano 2022 e dos Cenários Superior e Inferior a

partir de 2029, resultando num consumo cada vez maior do cenário Inferior, quando comparado com a procura estimada para o Cenário Central e Superior. As figuras seguintes apresentam a evolução prevista das pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos de 2021 e 2031.

FIGURA 3-2

### Previsão de Procura de Gás do Cenário Central

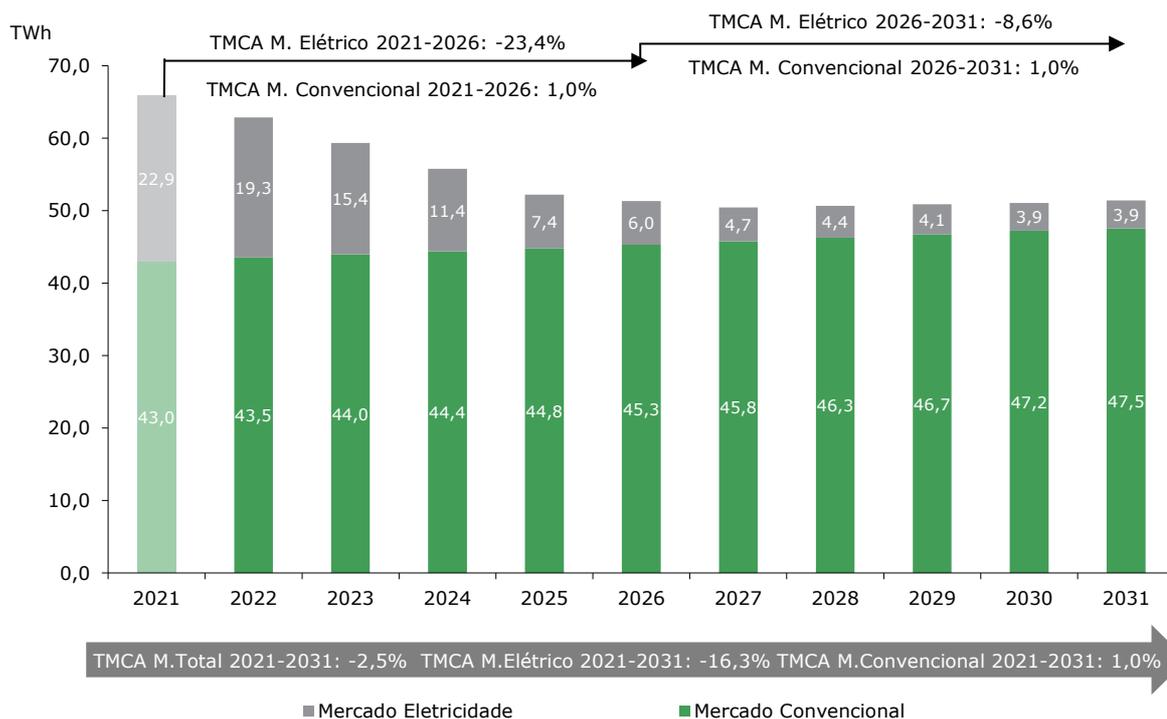


FIGURA 3-3

Previsão de Procura de Gás do Cenário Superior

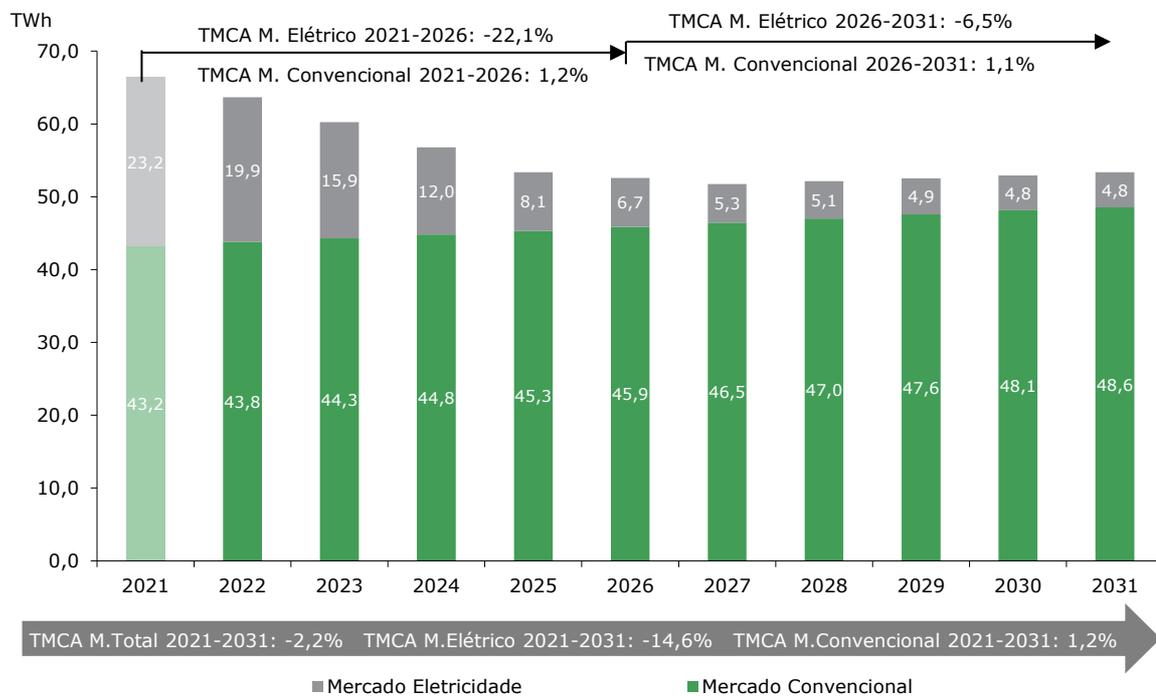
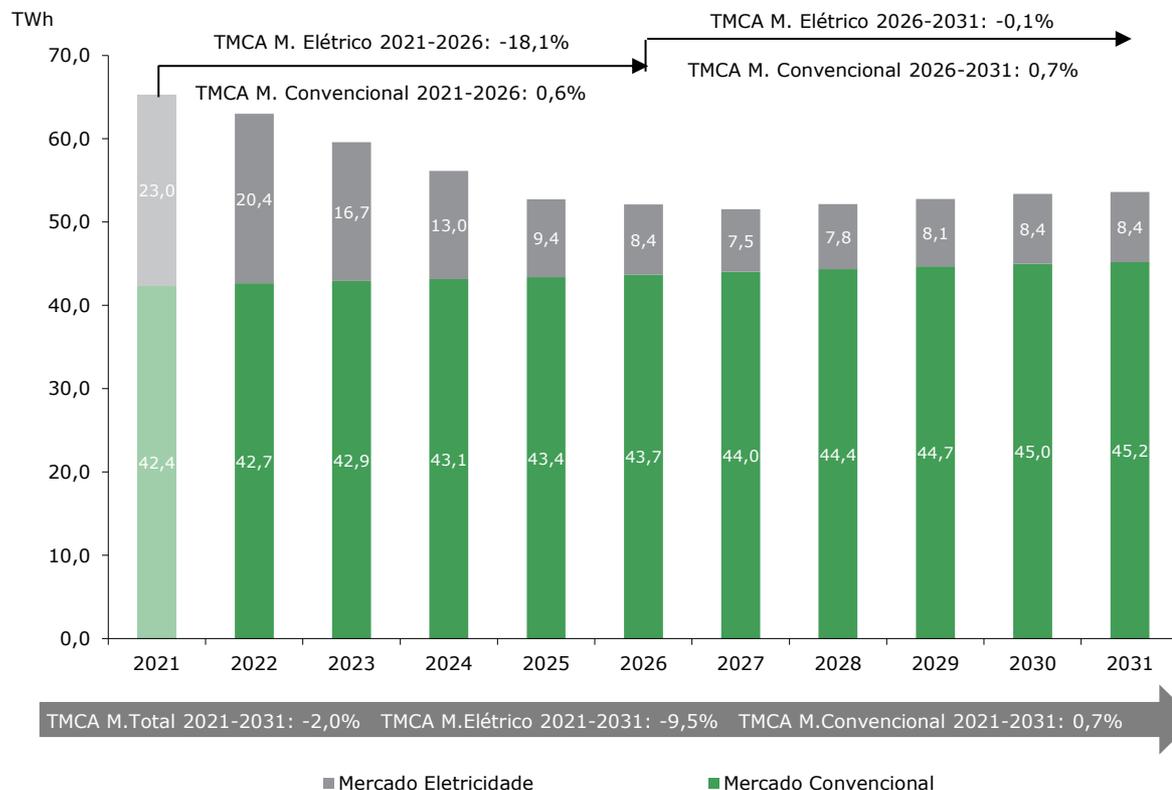


FIGURA 3-4

### Previsão de Procura de Gás do Cenário Inferior



### Procura de gás abastecido por UAGs de GNL

Tendo em conta a perspectiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAGs no território nacional, com particular relevo em Portugal Continental, apresenta-se nos gráficos seguintes o detalhe da evolução da procura de gás abastecido pelas UAGs em Portugal Continental e Ilha da Madeira para os Cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquênios 2021-2026 e 2026-2031.

A taxa média de crescimento anual (TMCA) da procura total de gás abastecido por UAGs para o período 2021-2026 é de 10,7% para o Cenário Central, de 10,9% para o Cenário Superior, e de 7,6% para o Cenário Inferior. A TMCA da procura de gás abastecido por UAGs para o período 2026-2031 é de 6,5% para o Cenário Central, de 6,5% para o Cenário Superior e de 5,4% para o Cenário Inferior.

FIGURA 3-5

Previsão de Procura de Gás abastecido por UAGs (Cenário Central)

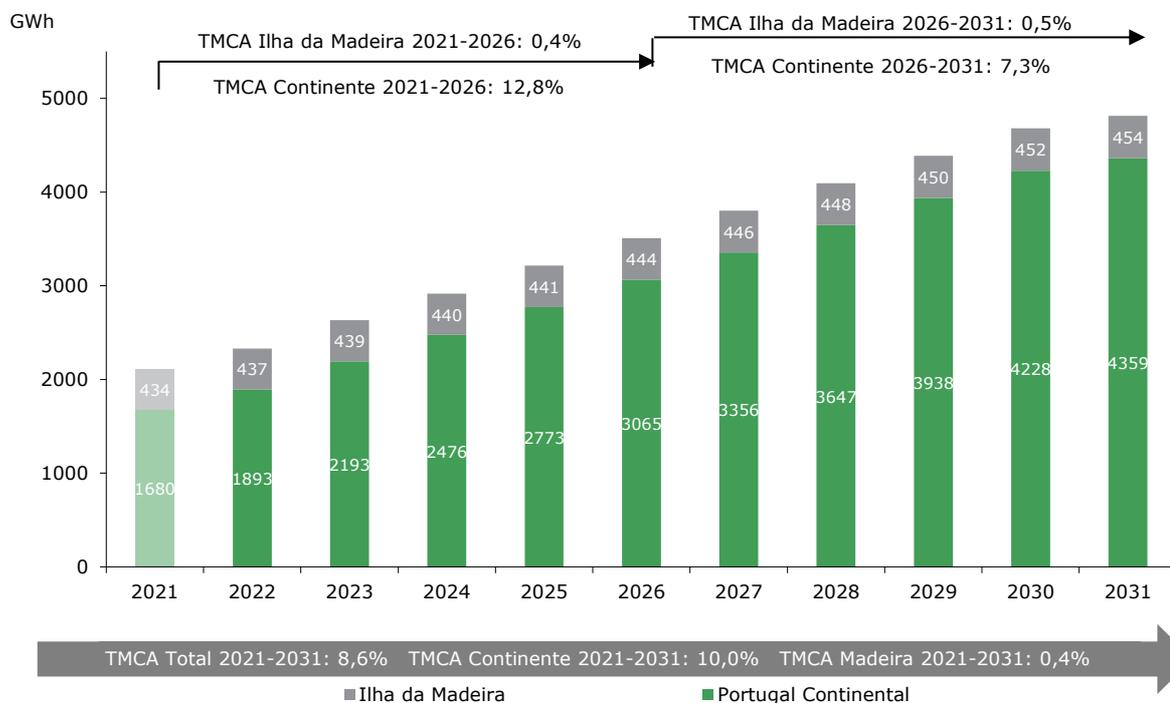


FIGURA 3-6

Previsão de Procura de Gás abastecido por UAGs (Cenário Superior)

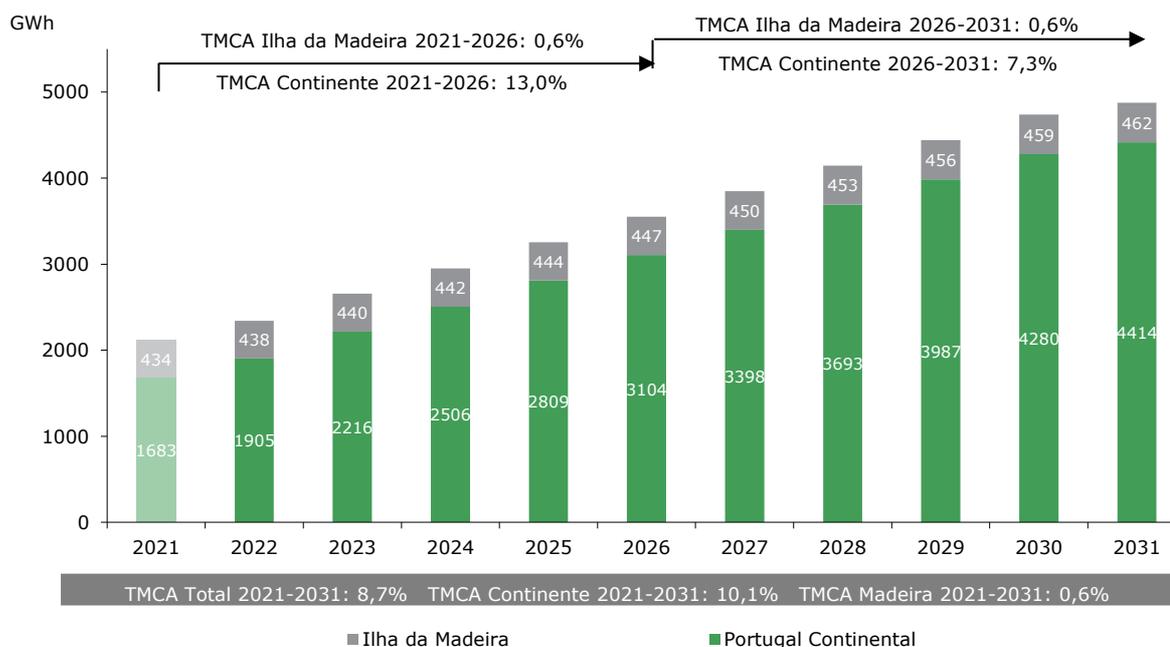
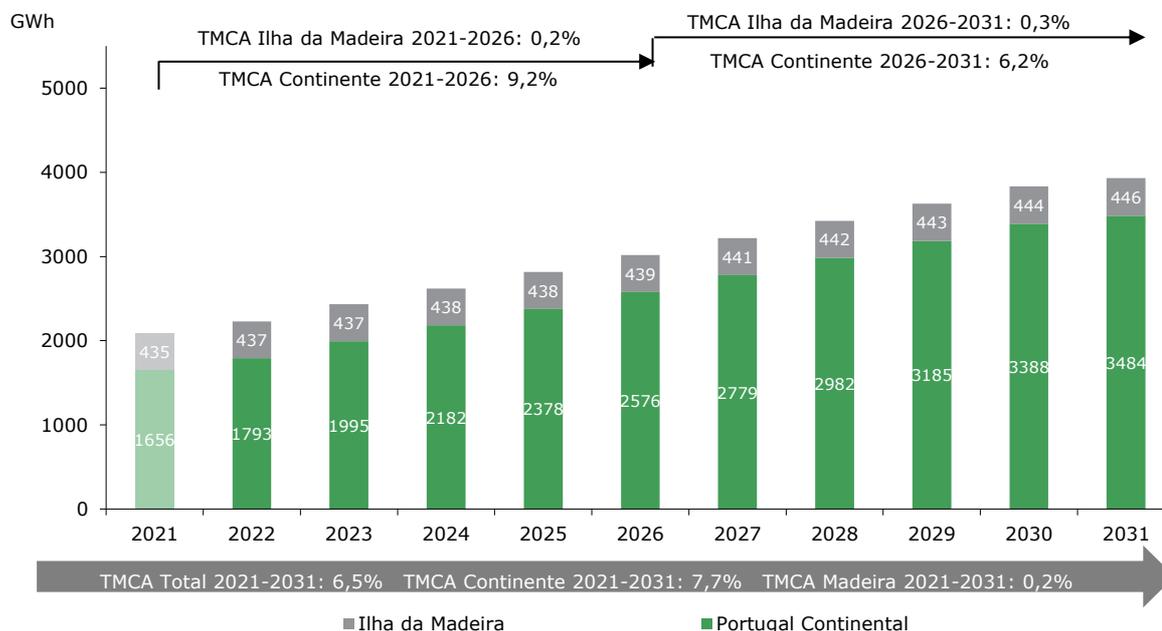


FIGURA 3-7

### Previsão de Procura de Gás abastecido por UAGs (Cenário Inferior)



### 3.4.2. Pontas de consumo diário

A estimativa de procura anual por si só é insuficiente para a determinação das necessidades de capacidade adicional das infraestruturas, designadamente as que dependem fundamentalmente das pontas de consumo diário associadas aos cenários mais exigentes, como é o caso das redes de transporte de gás.

Por esse motivo, determinaram-se as pontas prováveis e as pontas extremas de consumo diário para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior.

As pontas de consumo diário de gás apresentadas neste subcapítulo do documento correspondem à estimativa de consumo diário máximo que ocorre em cada ano.

Atendendo às características próprias de cada um dos mercados, foram aplicadas metodologias de previsão distintas para o mercado convencional e para o mercado elétrico.

Determinaram-se as pontas diárias prováveis e extremas de consumo para o Mercado Convencional e para o Mercado Elétrico, tendo por base três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados: o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior.

No quadro e nos gráficos seguintes são apresentados os seguintes valores:

- A evolução da ponta provável e da ponta extrema de consumo para o mercado convencional e para o mercado elétrico em cada um dos cenários;
- A ponta de consumo global, que resulta do somatório da ponta do mercado convencional e da ponta do mercado elétrico (fator de simultaneidade igual a 1) em cada um dos cenários (Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior);

Os dados apresentados correspondem, para cada um dos cenários referidos, à condição de ponta provável e de ponta extrema na RNTG.

QUADRO 3-2

Previsão das Pontas de consumo diário para o período 2021-2031

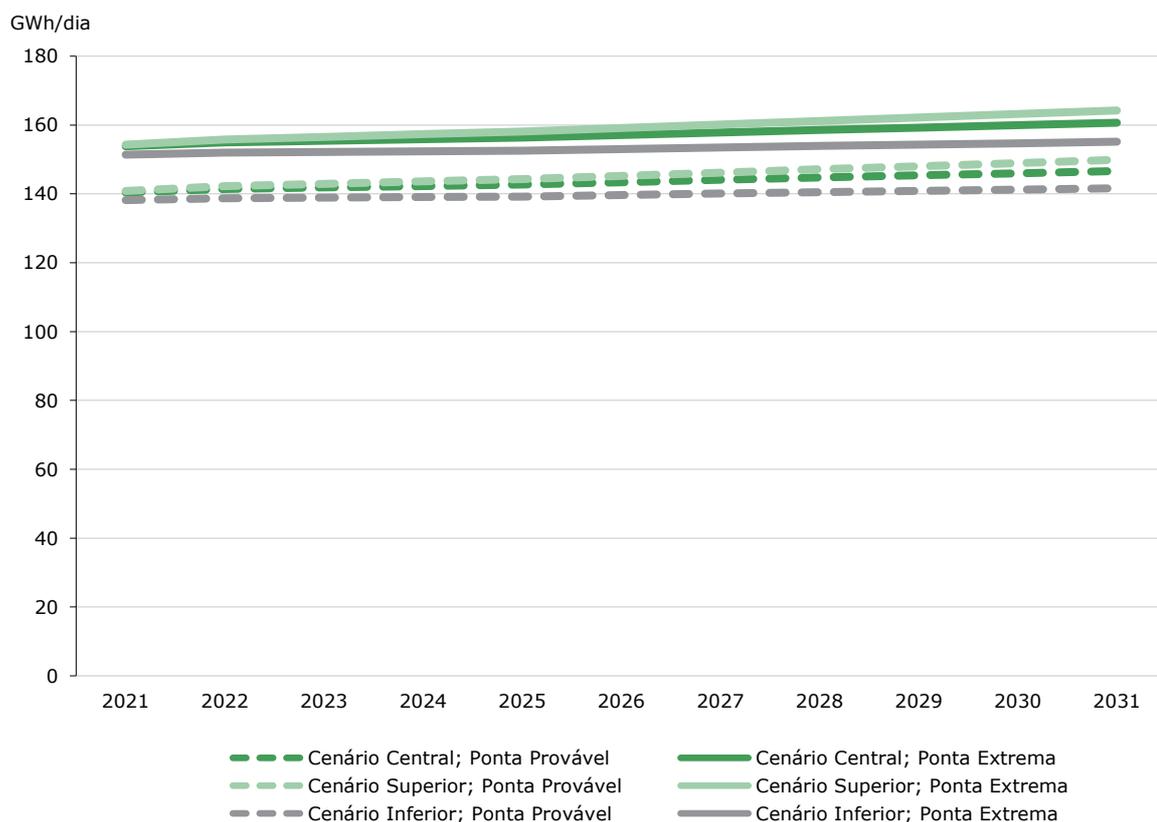
MERCADO CONVENCIONAL											
Cenário Central	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	140	141	142	142	143	143	144	145	145	146	147
Ponta extrema	154	155	155	156	156	157	158	159	159	160	161
Cenário Superior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	141	142	143	144	144	145	146	147	148	149	150
Ponta extrema	154	156	157	157	158	159	160	161	162	163	164
Cenário Inferior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	138	139	139	139	139	140	140	140	141	141	142
Ponta extrema	151	152	152	152	153	153	153	154	154	155	155
MERCADO ELÉTRICO											
Cenário Central	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	120	117	106	96	86	83	80	79	78	77	77
Ponta extrema	129	128	121	115	109	106	104	105	107	108	108
Cenário Superior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	120	118	108	98	88	87	86	84	83	81	81
Ponta extrema	132	128	121	115	109	109	109	109	109	109	109
Cenário Inferior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	120	118	110	102	94	94	95	95	94	94	94
Ponta extrema	132	128	121	115	109	109	109	109	109	109	109
MERCADO TOTAL											
Cenário Central	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	260	258	248	238	228	226	224	224	223	223	224
Ponta extrema	283	283	277	271	265	264	262	264	266	268	268
Cenário Superior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	261	260	251	242	233	232	232	231	231	230	231
Ponta extrema	286	284	278	272	267	268	269	270	271	272	273
Cenário Inferior	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta provável	258	256	249	241	233	234	235	235	235	235	236
Ponta extrema	283	280	274	267	261	262	262	263	263	263	264

GWh/dia

A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Convencional, previstas para o período compreendido entre os anos 2021 e 2031.

FIGURA 3-8

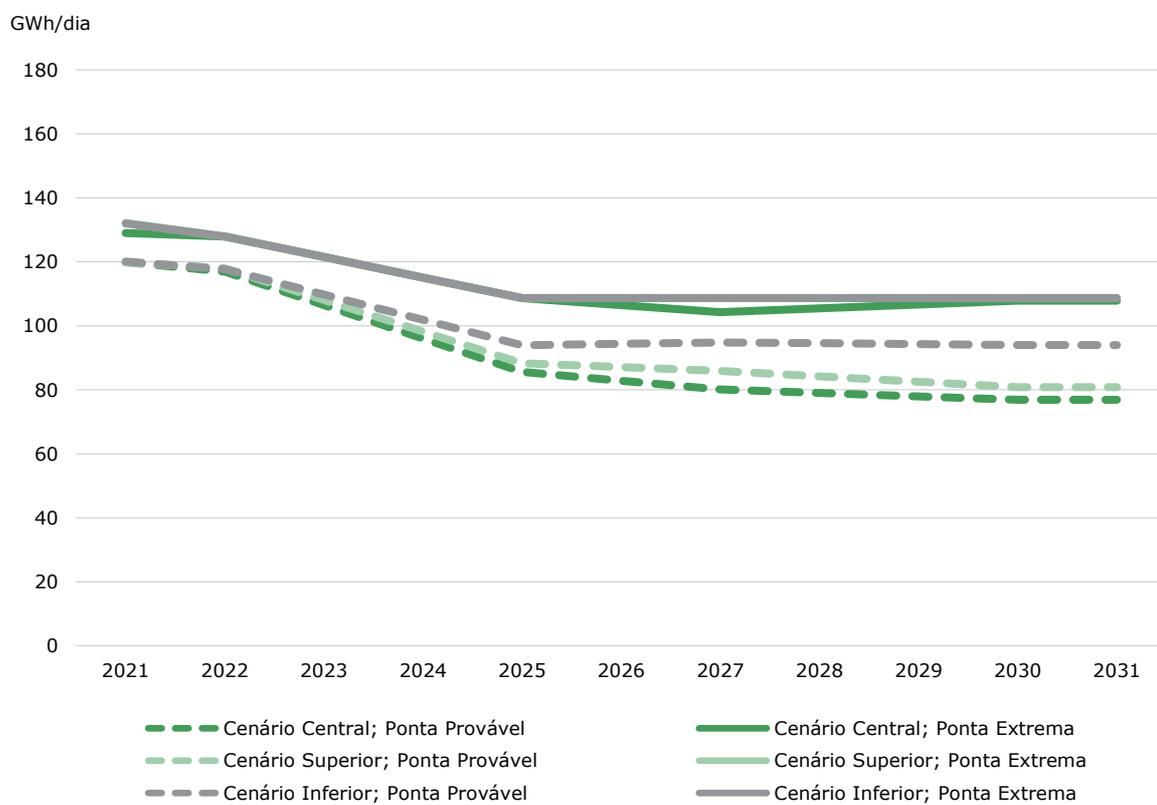
**Pontas de consumo do Mercado Convencional para o período 2021-2031**



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Elétrico, previstas para o período compreendido entre os anos 2021 e 2031.

FIGURA 3-9

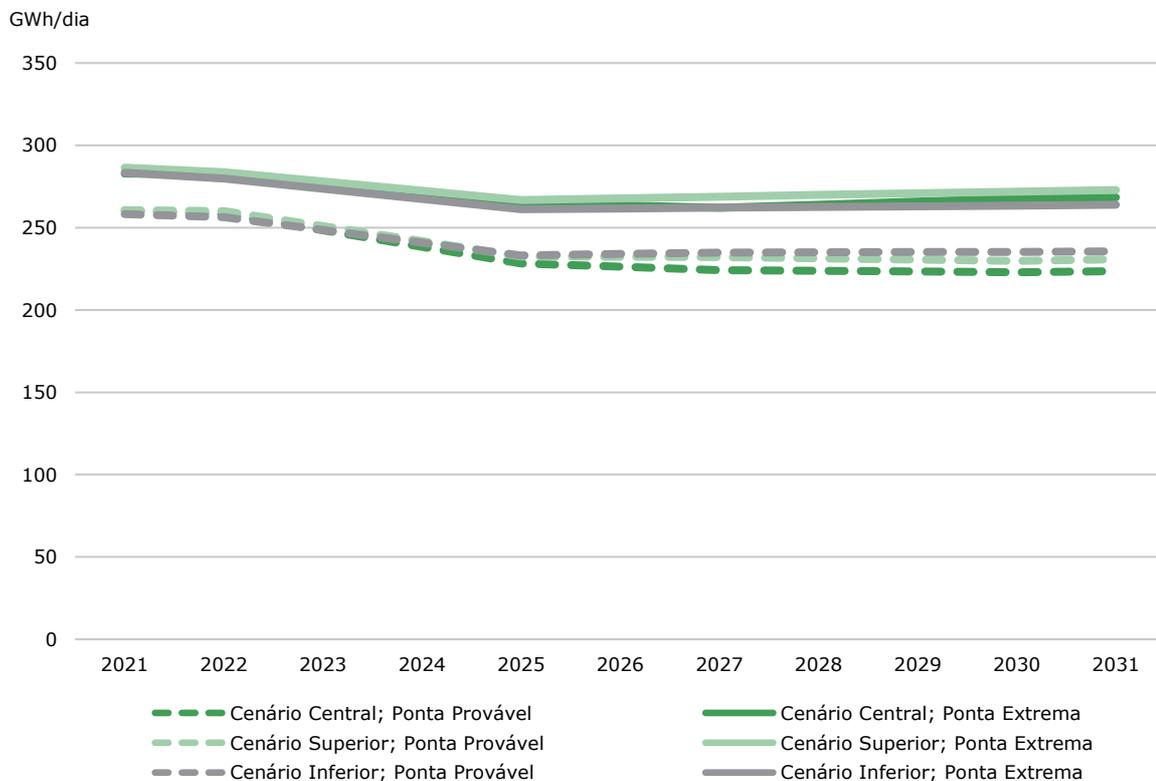
### Pontas de consumo do Mercado Elétrico para o período 2021-2031



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Total, para o período compreendido entre os anos 2021 e 2031.

FIGURA 3-10

**Pontas de consumo do Mercado Total para o período 2021-2031**



De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, em termos médios verificar-se-á uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura e que, em média (TMCA), se cifrará num decréscimo de -1,5% para o cenário de ponta provável e de -0,5% para a ponta extrema do Cenário Central, para o período 2021-2031.

O Cenário Superior apresenta reduções médias (TMCA) de -1,2% para a situação de ponta provável e de -0,5% para a situação ponta extrema.

O Cenário Inferior apresenta reduções médias (TMCA) de -0,9% para a situação de ponta provável e de -0,7% para a situação ponta extrema.

## 3.5. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados de abastecimento de gás decorrentes da suficiência de capacidade das infraestruturas para fazer face aos consumos previstos na perspetiva da capacidade de oferta, associada ao fluxo de gás nos pontos de interligação com a RNTG, e na perspetiva da capacidade de armazenamento, para assegurar a constituição de reservas de gás.

De modo a satisfazer as necessidades de procura e armazenamento de gás, a RNTIAT conta atualmente com os pontos de interligação da RNTG e com as infraestruturas de armazenamento de gás.

No presente subcapítulo apresenta-se a análise à evolução da oferta na RNTIAT.

### 3.5.1. Projetos Base e Projetos Complementares

#### 3.5.1.1. Capacidade de oferta da RNTG

Os Projetos Base e os Projetos Complementares propostos no presente plano não têm qualquer impacto substancial na capacidade de oferta da RNTIAT. Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e de exportação dos pontos de entrada da RNTG para o período compreendido entre os anos 2021 e 2031 que, por se manterem constantes, não se efetuou qualquer representação gráfica.

QUADRO 3-3

#### Evolução da Capacidade de importação diária da RNTIAT

	2021	2022	2023	2025	2027	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Total</b>	<b>373</b>										

GWh/dia

QUADRO 3-4

### Evolução da Capacidade de exportação diária da RNTIAT

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Campo Maior	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60

GWh/dia

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 35 GWh/dia para todo o período em análise.

### 3.5.1.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT

O quadro seguinte apresenta a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT. Não se prevê qualquer incremento de capacidade de armazenamento da RNTIAT associada aos Projetos Base e aos Projetos Complementares do PDIRG, razão pela qual não se efetuou qualquer representação gráfica.

QUADRO 3-5

### Evolução da Capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS Carriço	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

## 3.6. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO

O plano de desenvolvimento e investimento das infraestruturas que compõem a RNTIAT resulta da aplicação de princípios e de critérios de planeamento, através dos quais se evidencia a importância e a contribuição de cada uma das infraestruturas para o cumprimento de determinados objetivos.

O planeamento da RNTIAT deve assegurar a existência de capacidade nas infraestruturas que a integram, garantindo o equilíbrio entre a oferta e a procura de gás com níveis adequados de segurança, de fiabilidade e de qualidade de serviço, de acordo com as exigências técnicas e regulamentares, devendo também ser observados critérios de racionalidade económica, assim como as orientações de política energética. No que diz respeito às interligações internacionais, deve ser feito em estreita cooperação com os operadores de rede respetivos.

No subcapítulo 1.2 Contexto Legislativo e Regulamentar são várias as referências às obrigações das concessionárias REN Gasodutos, REN Armazenagem e REN Atlântico em matéria de segurança do abastecimento. Da referida legislação, assume particular importância o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, designadamente os Artigos com referências à Segurança do abastecimento, o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2017, de aplicação obrigatória em todos os Estados-Membros e o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

A segurança do abastecimento de gás ao SNG é garantida através da oferta de capacidade nos pontos de entrada do sistema, da diversificação das fontes de aprovisionamento, da existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança e da otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado e conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Os incentivos à liberalização do mercado e o conseqüente aumento das trocas comerciais em Portugal, na Península Ibérica e na Europa têm como objetivo o aumento da segurança do abastecimento e da concorrência no sector do gás. A integração dos mercados da Península Ibérica e da Europa e o aumento da flexibilidade dos sistemas assumem um papel chave e determinante para se alcançarem os objetivos de política energética nacional e europeia.

Nesta edição do Plano, os Projetos Base propostos e os Projetos Complementares avaliados não têm qualquer impacto significativo na capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. No entanto, dada a natureza distinta que caracteriza os Projetos Base e os Projetos Complementares, a análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua aos Projetos Base é diferente da análise multicritério / atributos custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento, que se avaliam nos Projetos Complementares.

### 3.6.1. Análise multicritério / Custo-benefício aplicável aos projetos de remodelação e modernização dos ativos (Projetos Base)

#### ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO E GESTÃO DE ATIVOS

O tema da Gestão de Ativos tem sido um dos pontos mais desafiantes para as empresas detentoras de ativos físicos, no geral, e para as *utilities*, em particular. Uma das questões atuais é a maximização da fiabilidade que se consegue alcançar com um número limitado de recursos. Tendo em consideração as boas práticas internacionais para Asset Management (nomeadamente a PAS55 e a ISO55000), a política de manutenção da REN visa otimizar o custo de ciclo de vida dos Ativos.

O ciclo de vida completo de um ativo da RNTIAT pode ser expresso pela seguinte cadeia de valor: planeamento, projeto, aquisição, construção, comissionamento, operação, manutenção, descomissionamento e abate. Trata-se, portanto, de uma visão holística do ciclo de vida do ativo, ou sistemas de Ativos, tal como preconizado na Publicly Available Specification 55 (PAS 55) e na ISO 55000.

FIGURA 3-11

#### Visão holística do ciclo de vida do ativo (PAS 55)



O ponto de partida para uma política de Gestão de Ativos consiste, por conseguinte, em caracterizar a população de equipamentos da RNTG.

## CARACTERIZAÇÃO DE ATIVOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

No final de 2020 a infraestrutura da RNTG era composta por 1 375 km de gasodutos principais e ramais de ligação, diversos tipos de estações, um Centro de Despacho (DC) e um Centro Técnico Administrativo localizado em Bucelas, um Centro de Despacho de Emergência (EDC) localizado em Pombal, assim como sistemas SCADA e de telecomunicações.

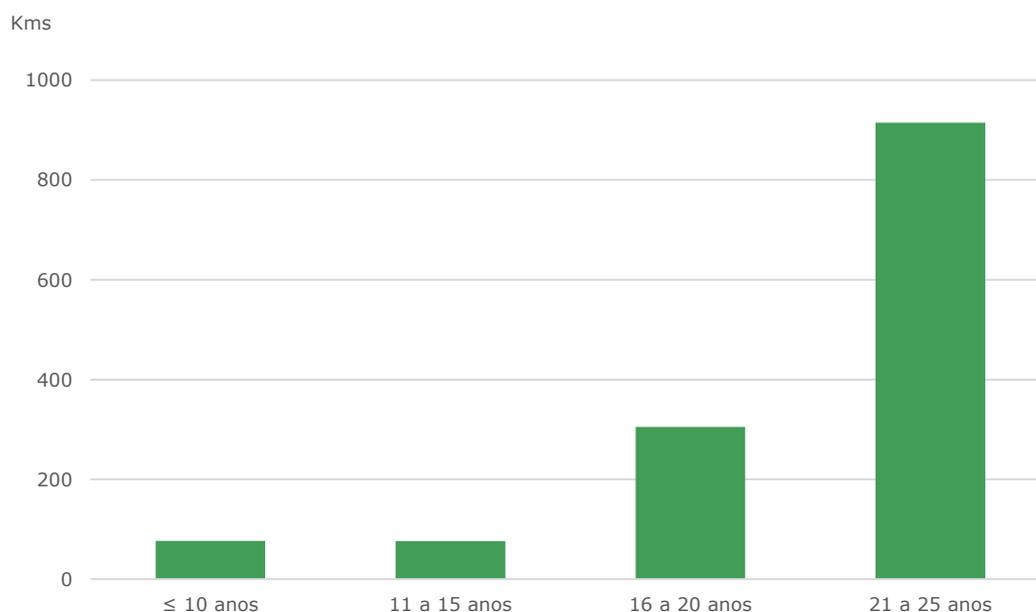
A RNTG é constituída por um gasoduto principal entre Sines, onde está localizado o terminal de GNL, e Valença do Minho, com um traçado desenvolvido ao longo do litoral do país, onde se encontram a maioria dos consumidores, e por um gasoduto, entre Campo Maior e a Bidoeira (perto de Pombal) de ligação ao Gasoduto Magrebe-Europa via rede espanhola. Existe também um anel de ligação entre Monforte e Cantanhede.

As diferentes linhas, que constituem a RNTG, encontram-se divididas por lotes, compreendendo gasodutos principais e ramificações associadas, designadas por ramais de ligação. Para maior detalhe deverá ser consultada a descrição constante no capítulo 2. 'Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás'.

Tal como referido, um dos critérios tradicionais para o planeamento de remodelação de Ativos consiste na idade dos mesmos. A maior parte da infraestrutura foi colocada em serviço durante o ano de 1997. No final do ano de 2020, a idade média dos gasodutos era de 21 anos e cerca de 50% da infraestrutura de transporte apresentava mais de 22 anos de operação contínua.

FIGURA 3-12

### Idade do Gasoduto no final do ano de 2020



A idade média das estações é sensivelmente a mesma que a do gasoduto. Contudo, estas contêm equipamentos cujo período de vida útil é consideravelmente menor tais como caldeiras e permutadores de calor, equipamentos de regulação e medida ou sistemas de controlo e instrumentação.

#### QUADRO 3-6

### Estimativa de Vida Útil dos Ativos das Estações

Família de Ativo (estações)	Vida Útil Esperada (média)
Sistemas de Controlo e Instrumentação	10 anos
Sistemas de Regulação	40 anos
Sistemas de Aquecimento e Controlo de Temperatura	15 anos
Sistemas de Odorização	25 anos
Sistemas de Contagem de Gás	15 anos
Sistemas de Baterias e UPS	15 anos

### ATIVOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

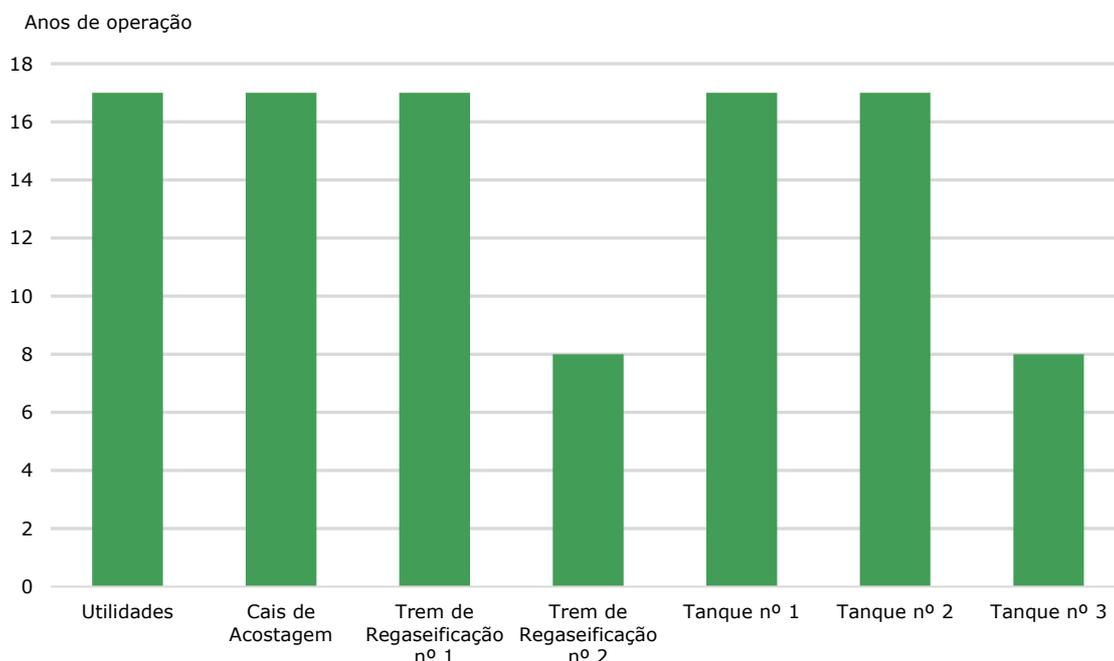
O Terminal de GNL comporta instalações portuárias com capacidade de receção e descarga de navios metaneiros, tanques de armazenamento e uma área de processamento e vaporização de GNL para subsequente entrega do gás à RNTG. Dispõe igualmente de condições para o enchimento de camiões-cisternas com GNL de forma a abastecer as UAGs localizadas no território nacional. Para além da descrição técnica efetuada no capítulo 2. Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás, o terminal possui ainda outros equipamentos como as bombas de baixa pressão, bombas de alta pressão, compressores de vapor, unidades de recondensação e de vaporização. Possui também sistemas SCADA e de telecomunicações.

A operação comercial do Terminal de GNL iniciou-se em 2004 tendo este sofrido obras de expansão com início em 2009 e término em 2012.

A grande maioria dos equipamentos terá no final do ano de 2020 uma idade de cerca de 17 anos, nos quais se incluem equipamentos rotativos com elevado desgaste. As condições de operação do terminal de GNL em regime de carga variável com longos períodos em carga mínima alternados com períodos de emissão máxima provocam ciclos térmicos nos equipamentos que levam a fenómenos de fadiga aos quais acresce a elevada corrosividade atmosférica derivada da circunstância de o Terminal de GNL estar inserido numa zona marítima e industrial.

FIGURA 3-13

### Anos de Operação dos principais conjuntos de Infraestruturas no Terminal de GNL no final do ano de 2020



### ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

O Armazenamento Subterrâneo de Gás localiza-se no Carricho, concelho de Pombal e é constituído por um conjunto de 6 cavidades onde o gás é armazenado sob pressão, em fase gasosa. As cavidades estão ligadas por gasodutos a uma estação de gás que faz o tratamento do gás nos dois modos de operação: extração de gás das cavidades para a RNTG e injeção de gás da RNTG para as cavidades.

Esta infraestrutura possui também instalações de lixiviação que são utilizadas para a construção de novas cavidades. Essas instalações são constituídas por infraestruturas de captação de água e rejeição de salmoura, operadas por uma estação de lixiviação. Os equipamentos do Armazenamento Subterrâneo estão expostos a uma atmosfera extremamente agressiva (ambiente salino).

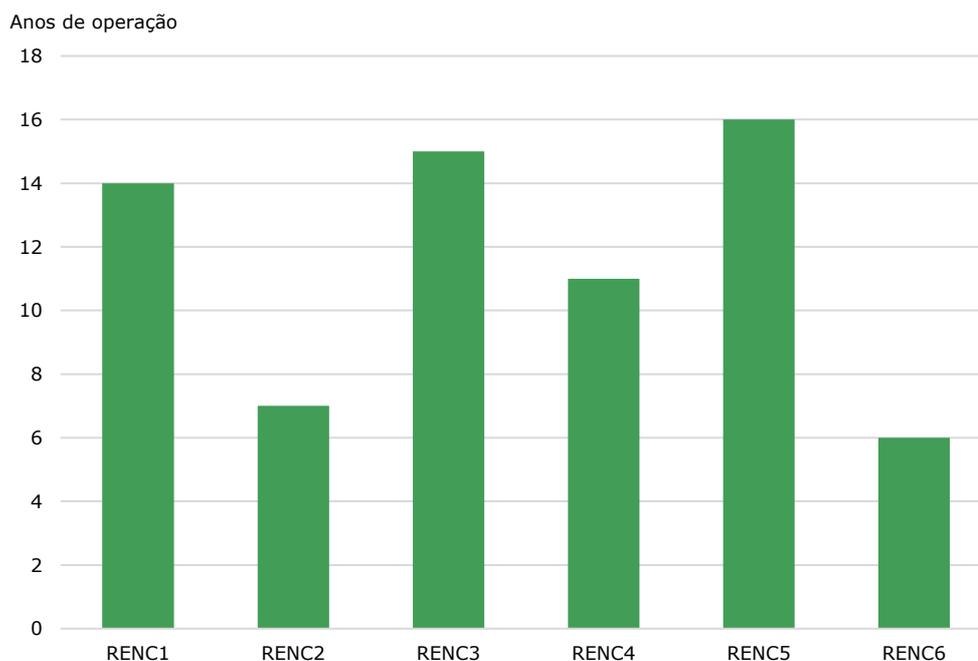
À semelhança das infraestruturas da RNTG e do Terminal de GNL de Sines, o AS do Carricho possui igualmente sistemas SCADA e de telecomunicações.

As instalações entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há cerca de 16 anos, com a entrada em exploração da estação de gás e da cavidade RENC-5. Desde então, mais cinco cavidades entraram em operação, a última das quais, a RENC-6, em dezembro

de 2014. Assim, no final de 2020 a infraestrutura de armazenamento subterrâneo era constituída por 6 Cavidades.

FIGURA 3-14

### Anos de Operação dos principais conjuntos de Infraestruturas no AS do Carrigo no final do ano de 2020



### CAMPOS DE ATUAÇÃO - PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL, ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR E GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Os projetos são agrupados e analisados em 3 blocos agregadores, independentemente da infraestrutura a que dizem respeito:

#### MELHORIA OPERACIONAL

São os projetos cuja implementação proporciona vantagens operacionais seja ao nível de mitigação do aumento de custos e/ou de segurança ou que derivam da necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

#### ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulação do sector.

## GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Intervenções necessárias nos Ativos em fim de vida útil de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Embora com algumas exceções de carácter técnico, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos Ativos em detrimento da sua substituição. A materialização da estratégia referida requer a adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE), cuja metodologia de cálculo se encontra detalhada no Anexo 3.

### 3.6.2. Análise dos indicadores de desempenho sistémico da RNTIAT

Na sua génese e para garantir o cumprimento dos objetivos propostos, a atividade de planeamento deve estar enquadrada por indutores estratégicos que por um lado orientam e dão significado às propostas de investimento, mas que atuam também como forças motrizes do desenvolvimento do Sistema Nacional de Gás (SNG). Para garantir a qualidade do planeamento efetuado e a melhoria contínua das opções tomadas, os indutores de desenvolvimento constituem, em si mesmo, critérios à luz dos quais os projetos propostos podem ser avaliados.

Nesta edição do plano, os Projetos Base propostos e os Projetos Complementares apresentados não têm impacto substancial na variação da capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem da capacidade de oferta, nem da capacidade de armazenamento. Assim, esta análise (efetuada no capítulo 7) tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho sistémico da RNTIAT para o período do Plano. Apesar de não se registarem alterações substanciais nos valores de capacidade das infraestruturas, há indicadores que apresentam uma variação que deve ser monitorizada no longo prazo.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos, procede-se à determinação de um conjunto de atributos, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas.

A organização dos indutores de desenvolvimento, assim como a dos respetivos atributos, procura alinhar a base metodológica do PDIRG com o regulamento relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, Regulamento nº 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013.

Deste modo, a sistematização e enquadramento dos indutores e atributos utilizados no planeamento, apresenta a seguinte subdivisão:

- Integração do mercado e interoperabilidade;
- Aumento da concorrência;
- Segurança do abastecimento;
- Sustentabilidade;

- Critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas;
- Modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional

A **integração do mercado e interoperabilidade** devem ser avaliadas pela integração dos mercados de Portugal e Espanha, pela convergência de preços, pela flexibilidade do sistema e pelo grau de reversibilidade das interligações entre os dois países (fluxo bidirecional).

O **aumento da concorrência** deve ser medido com base na dependência dos fornecedores, na diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento.

A **segurança do abastecimento** de gás deve ser avaliada pela flexibilidade do sistema para fazer face a situações de perturbação do aprovisionamento, pela dependência dos fornecedores, pela diversificação das fontes e das rotas alternativas de aprovisionamento, bem como pelo cumprimento das normas relativas às infraestruturas (critério N-1), nos termos do artigo 5º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938. A existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança é igualmente um indicador relevante para aferir a segurança do abastecimento do SNG, devendo, como mínimo, assegurar o armazenamento das quantidades de gás previstas nas normas de aprovisionamento, artigo 6º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938.

A **sustentabilidade** deve ser medida pela contribuição para a redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER).

No quadro seguinte são apresentados o conjunto de atributos que têm por objetivo avaliar os quatro primeiros princípios e indutores de desenvolvimento referidos nos parágrafos anteriores.

QUADRO 3-7

**Atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento**

Atributos	Indutores Avaliados			
	Integração do mercado	Aumento da concorrência	Segurança do abastecimento	Sustentabilidade
Reserva de capacidade	X		X	
Capacidade bidirecional	X		X	
IHH da capacidade	X	X	X	
IHH do aprovisionamento	X	X	X	
Dependência dos fornecedores		X	X	
Critério N-1			X	
Capacidade de armazenamento	X	X	X	
Diminuição de emissões (GEE)				X
<i>Backup às FER</i>				X

Notas:

IHH - Índice de Herfindahl Hirschman

Critério N-1 - Normas relativas às infraestruturas (critério N-1), nos termos do artigo 5º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938

GEE - Gases com efeito de estufa

FER - Fontes de energia renovável

No Anexo 3 procede-se à descrição de cada um dos atributos, à explicação do seu significado e de como devem ser interpretados.

Os **critérios técnicos de dimensionamento das infraestruturas** que compõem a RNTIAT decorrem da existência de limites operacionais das infraestruturas que salvaguardem a respetiva operação com os níveis de segurança e de qualidade de serviço considerados adequados pelas melhores práticas da indústria e pelo normativo e legislação aplicável.

O indutor de **modernização, qualidade de serviço e eficiência operacional** agrega os atributos que visam garantir a qualidade de serviço, os que decorrem da necessidade de troca, publicação e disponibilização de informação, e os que têm por objetivo a otimização e o adequado funcionamento dos sistemas e equipamentos que compõem a RNTIAT.



4

## PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO

REN 

## 4.1. ENQUADRAMENTO

Os Projetos Base incorporam aqueles projetos que o ORT terá necessariamente de realizar para que possa continuar a assegurar a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos. São projetos cuja decisão depende quase em exclusivo da iniciativa do ORT, tendo em conta a avaliação que realiza sobre o indicador de estado dos ativos em serviço e a segurança de operação da rede.

Fazem também parte dos Projetos Base aqueles projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulamentação em vigor, bem como a compromissos com os ORD relativamente a novos pontos de ligação com a RNDG, ou de ampliação de pontos de entrega de gás já existentes.

Nos Projetos Base estão incluídos:

- (i) Os projetos de remodelação e modernização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- (ii) Os projetos de gestão integrada de vegetação;
- (iii) Os 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);
- (iv) Os 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;
- (v) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG).

Portugal é um dos países europeus com maior potencial de vulnerabilidade aos impactes das alterações climáticas sendo o sul da Europa apontado como uma das áreas potencialmente mais afetadas pelas alterações do clima.

O setor do gás é vulnerável às mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo a REN a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas que integram a RNTIAT. O presente plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima.

Complementarmente, 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 DL n.º62/2020 e na RCM n.º63/2020, que estipula percentagens de introdução de hidrogénio nas redes de gás do SNGN quantificadas em 1% a 5% em volume até

2025 e de 10% a 15% em volume até 2030. Estes projetos encontram-se distribuídos ao longo dos dois quinquênios em análise no presente Plano.

Os projetos já aprovados (constantes do PDIRGN 2018-2027) e ainda não concretizados, seguem o seu curso de realização, mas não são em si mesmo, porque já aprovados, uma proposta para aprovação no presente Plano.

Os montantes de investimento associados aos projetos aprovados no âmbito de Planos anteriores podem ser consultados no Anexo 2.

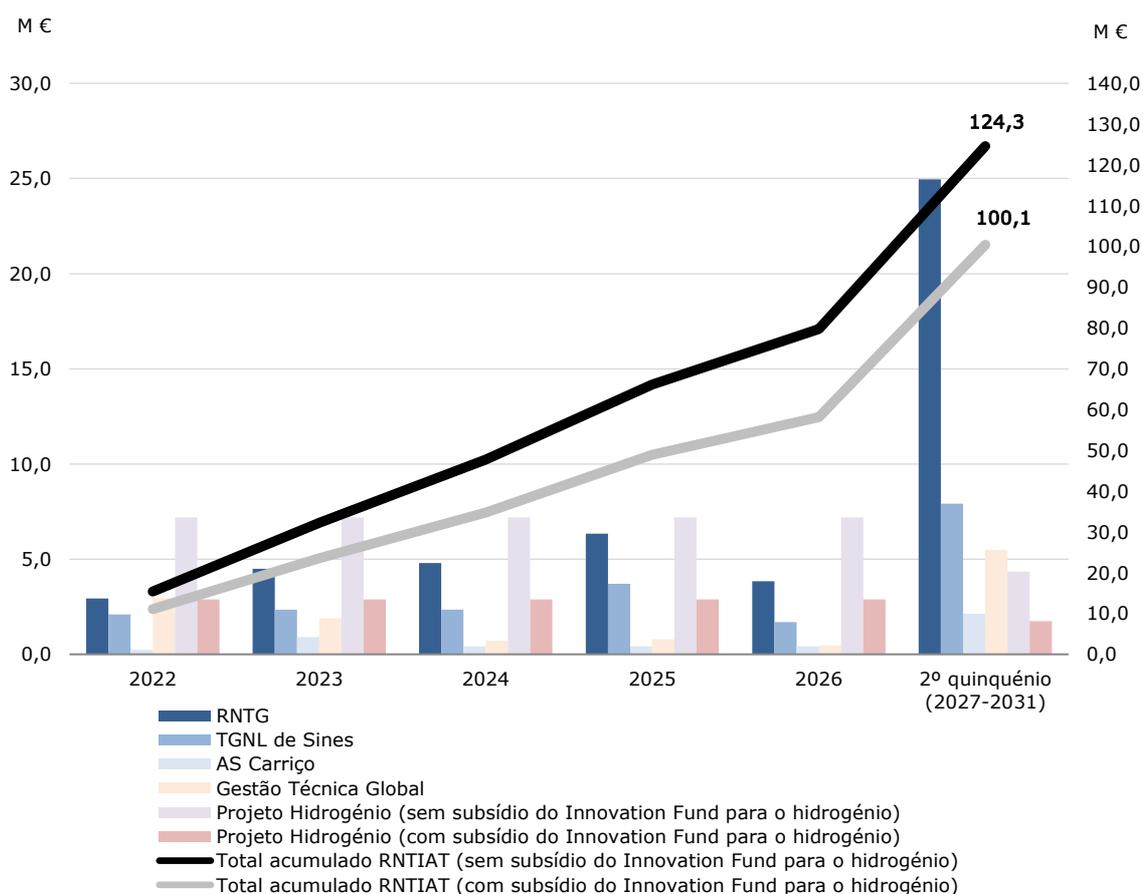
## 4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO

### 4.2.1. Investimento Associado aos Projetos Base

Os Projetos Base apresentados ao longo deste capítulo são constituídos pelos projetos de remodelação e modernização e de gestão integrada de vegetação da RNTG, pelos projetos de remodelação e modernização do Terminal de GNL e do AS Carricho, pelos projetos da Gestão Técnica Global do Sistema e também, complementarmente, pelos projetos associados à preparação das infraestruturas para o transporte de hidrogénio, apresentados no âmbito do PDIRG 2022-2031.

FIGURA 4-1

#### Montantes de Investimento associado aos Projetos Base (CDE) \*



\* A escala da ordenada à esquerda aplica-se aos investimentos da RNTG, TGNL de Sines, Gestão Técnica Global e Projetos de Hidrogénio. A escala da ordenada à direita aplica-se ao investimento Total acumulado da RNTIAT (com e sem subsídio do *Innovation Fund*).

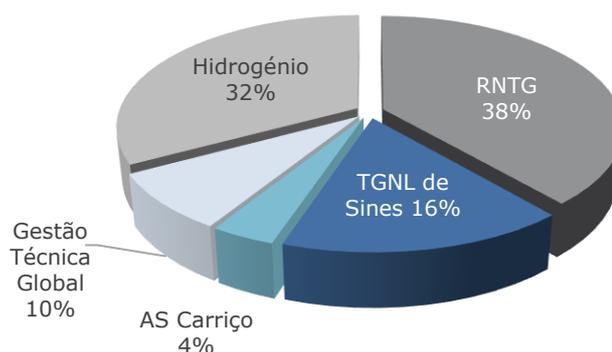
Os projetos de remodelação e modernização da RNTIAT incluem os campos de atuação: Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil, abordados em detalhe nos subcapítulos seguintes. Neste PDIRG, os projetos relativos à Gestão Técnica Global (GTG), incluem investimentos previstos no âmbito das ferramentas de suporte às atividades do Gestor do Sistema da REN Gasodutos (GS), na Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS) e nas instalações do Despacho Principal de Bucelas (DPB). Os projetos associados à preparação das infraestruturas para o transporte de misturas de gás com hidrogénio são apresentados num subcapítulo autónomo.

Na tabela e no gráfico seguintes apresenta-se a repartição dos investimentos do PDIRG 2022-2031 pelas infraestruturas da RNTIAT, incluindo também os montantes relacionados com a GTG e com a introdução de misturas com hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, com e sem atribuição de fundos do programa *Innovation Fund* da Comissão Europeia.

### Repartição dos investimentos do PDIRG 2022-31

PDIRG Período 2022 - 2031	
Investimento (M€)	
RNTG	47,353
AS Carriço	4,525
TGNL de Sines	20,117
Gestão Técnica Global	11,985
Adaptação ao hidrogénio sem subsídio*	40,325
Adaptação ao hidrogénio com subsídio*	16,130
<b>TOTAL sem subsídio* para o hidrogénio</b>	<b>124,305</b>
<b>TOTAL com subsídio* para o hidrogénio</b>	<b>100,110</b>

\*fundos do *Innovation Fund* da CE



Por simplificação o gráfico supra apresenta a repartição dos investimentos sem a inclusão de possível subsídio do *Innovation Fund* para adaptação das infraestruturas a misturas de hidrogénio.

Assim, o valor total a CDE de novo investimento proposto neste plano em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no TGNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo, na Gestão Técnica Global e na adaptação para a introdução de misturas de hidrogénio (sem subsídio de fundos europeus), sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presença de PDIRG, é de 124,3 M€.

Para o conjunto de projetos na Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL de Sines, no Armazenamento Subterrâneo do Carriço e na Gestão Técnica Global aqui apresentados, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, devem ter decisão final de investimento (DFI) os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2022, 2023 e 2024, bem assim como 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. O valor total de investimento nestes projetos que requer Decisão Final de Investimento (DFI) é assim de cerca de 29,8 M€.

A este valor acresce o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carricho à introdução de misturas com hidrogénio que, também pelas suas características, necessita de DFI para a globalidade do projeto. A REN candidatou este projeto de adaptação da infraestrutura ao hidrogénio, designado por “H2RENGRID - Enabler for decarbonisation”, aos fundos (a fundo perdido) disponíveis no programa Innovation Fund da Comissão Europeia (CE). Este projeto pretende preparar as infraestruturas da RNTG e AS do Carricho, 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 é de 41,0 M€, que equivale à verba total prevista até 2033. No caso de se considerar a aprovação de um subsídio de 60% do Innovation Fund da CE, o valor de investimento será de 16,4 M€.

Assim, o valor total que requer DFI é de 70,8 M€ ou, no caso de aprovação do subsídio do Innovation Fund da CE para o hidrogénio, de 46,2 M€.

No quadro seguinte são indicados os montantes de investimento dos Projetos Base apresentados no PDIRG 2022-2031.

QUADRO 4-1

Montantes associados aos Projetos Base do plano de investimento da RNTIAT – PDIRG 2022-2031 \*

Projetos Base	Investimento Parcelar		Cronograma do Investimento					
	PDIRG 2022-2031	1º quinquénio (2022-2026)	2022	2023	2024	2025	2026	2º quinquénio (2027-2031)
<b>Total RNTIAT</b>	124,305	79,470						44,835
<b>Total RNTIAT (subsidiado pelo Innovation Fund da CE)</b>	100,110	57,882						42,228
<b>RNTG</b>	47,353	22,395	2,935	4,485	4,795	6,340	3,840	24,958
Remodelação e Modernização	43,870	20,545	2,495	4,055	4,335	6,080	3,580	23,325
Gestão integrada de vegetação	3,483	1,850	0,440	0,430	0,460	0,260	0,260	1,633
<b>TERMINAL DE GNL</b>	20,117	12,200	2,100	2,350	2,350	3,700	1,700	7,917
Remodelação e Modernização	20,117	12,200	2,100	2,350	2,350	3,700	1,700	7,917
<b>AS CARRIÇO</b>	4,525	2,400	0,225	0,900	0,425	0,425	0,425	2,125
Remodelação e Modernização	4,525	2,400	0,225	0,900	0,425	0,425	0,425	2,125
<b>GESTÃO TÉCNICA GLOBAL</b>	11,985	6,495	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	5,490
GS, RTS	11,985	6,495	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	5,490
<b>PROJETOS HIDROGÉNIO</b>	40,325	35,980	**	**	**	**	**	4,345
RNTG	15,050	12,050	**	**	**	**	**	3,000
AS Carriço	25,275	23,930	**	**	**	**	**	1,345

Considerando a Taxa Máxima de Subsídio de 60% (programa Innovation Fund da CE):

<b>PROJETOS HIDROGÉNIO (subsidiado pelo Innovation Fund da CE)</b>	16,130	14,392	**	**	**	**	**	1,738
RNTG	6,020	4,820	**	**	**	**	**	1,200
AS Carriço	10,110	9,572	**	**	**	**	**	0,538

Unidade: M€

\* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2027-2031) da tabela correspondem ao investimento acumulado nos 5 anos (de 2027 a 2031). O investimento anual dos projetos de Remodelação e Modernização e de Gestão integrada de vegetação para o segundo quinquénio (2027-2031) foi estimado de acordo com a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio (2022-2026). No caso concreto dos investimentos de Remodelação e Modernização do TGNL de Sines, a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio foi aplicada sem ter em conta o investimento na 4ª Baía de enchimento (cujo investimento está previsto para os anos 2024 e 2025).

\*\* A calendarização específica e determinação de precedências de algumas das atividades relacionadas com o projeto de adaptação da RNTIAT à introdução de misturas de hidrogénio está dependente dos resultados de estudos e análises a efetuar. Assim, não é apresentada a calendarização anual detalhada dos investimentos previstos dado que, à data de execução do Plano, esta não é considerada como definitiva.

## 4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

### 4.3.1. Enquadramento e Agregação de Projetos

O exercício de PDIRG no que respeita aos projetos de remodelação e modernização de ativos corresponde a um planeamento técnico baseado no conhecimento da infraestrutura e na previsão da evolução do estado e desempenho de cada um dos ativos que a compõem ao longo do período em referência.

Para facilidade de interpretação, o conjunto de projetos aqui apresentados, de acordo com o seu impacto nas infraestruturas e valor do investimento associado, não é apresentado individualmente, mas de uma forma agregada para cada uma das infraestruturas da RNTIAT.

Estes projetos, alinhados com a política de Gestão de Ativos, têm como principais objetivos o bom funcionamento e otimização dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, o controlo e minimização do incremento dos custos de operação e a exploração segura das infraestruturas bem como os decorrentes da necessidade de remodelação e conservação de sistemas e equipamentos em fim de vida útil ou obsoletos tecnologicamente.

Complementarmente deverá ser consultada a informação relativa a cada projeto específico, designada 'ficha de projeto', no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização. Os justificativos e análise detalhada para cada projeto ou grupo de projetos devem ser consultados no capítulo 6.

Os princípios e critérios que fundamentam a apresentação destes projetos são os descritos no capítulo 3 deste documento.

Tal como no Plano de Investimento anterior, a agregação foi efetuada para cada uma das infraestruturas da RNTIAT, de acordo com os seguintes conjuntos de projetos:

#### PROJETOS DE 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.

## PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Os projetos apresentados no âmbito da adequação regulamentar são 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 recondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, tal como descrito nos capítulos seguintes e sem alternativa à sua execução.

## PROJETOS DE GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

As necessidades de investimento em remodelação de ativos são coligidas através de uma análise ao estado dos equipamentos instalados na RNTIAT, ponderado pelo nível de risco associado. Consequentemente, foi implementada uma estratégia de planeamento da remodelação de ativos baseada no estado, no sentido de gerir o fim-de-vida dos elementos da RNTIAT e não tendo em conta apenas na sua idade económica.

Desta abordagem, resulta necessariamente uma “onda” de substituição de ativos (designada “replacement wave”), cujo planeamento terá necessariamente de ter em consideração, antevendo futuros volumes de investimento e evitando picos de investimento que poderiam onerar excessivamente o sistema

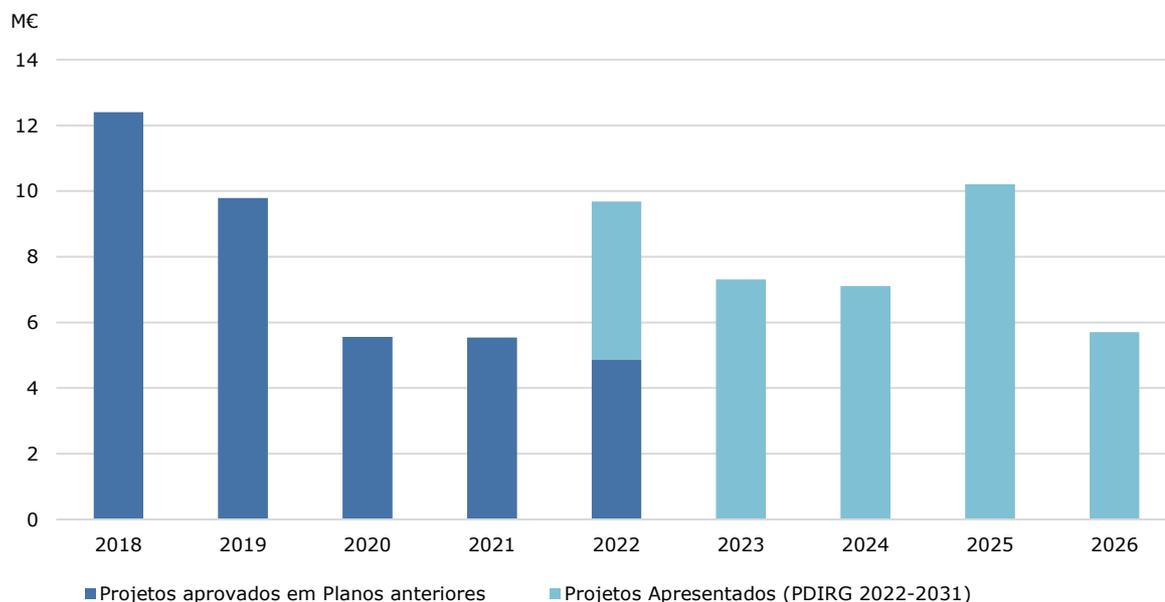
Assim, para prolongar a vida útil de determinados ativos, terão de ser desenvolvidas ações de reabilitação e renovação dos mesmos, de forma a assegurar um nível de desempenho satisfatório. Paralelamente é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico, identificar a obsolescência e manter o respetivo *know-how*.

### 4.3.2. Investimento em novos projetos de Remodelação e Modernização de Ativos para o período 2022-2026

A Estratégia de Gestão de Ativos procura alinhar o plano de remodelação e modernização de ativos com o objetivo estratégico do ativo. O volume de investimento é, tanto quanto técnica e operacionalmente possível, homogeneizado evitando assim picos de investimento e mantendo entre 2018 e 2026 um valor médio de investimento em projetos de remodelação e modernização de Ativos, de cerca de 8,15 M€ por ano conforme ilustrado na figura seguinte.

FIGURA 4 -2

### Investimento em projetos de Remodelação e Modernização no período 2018-2026

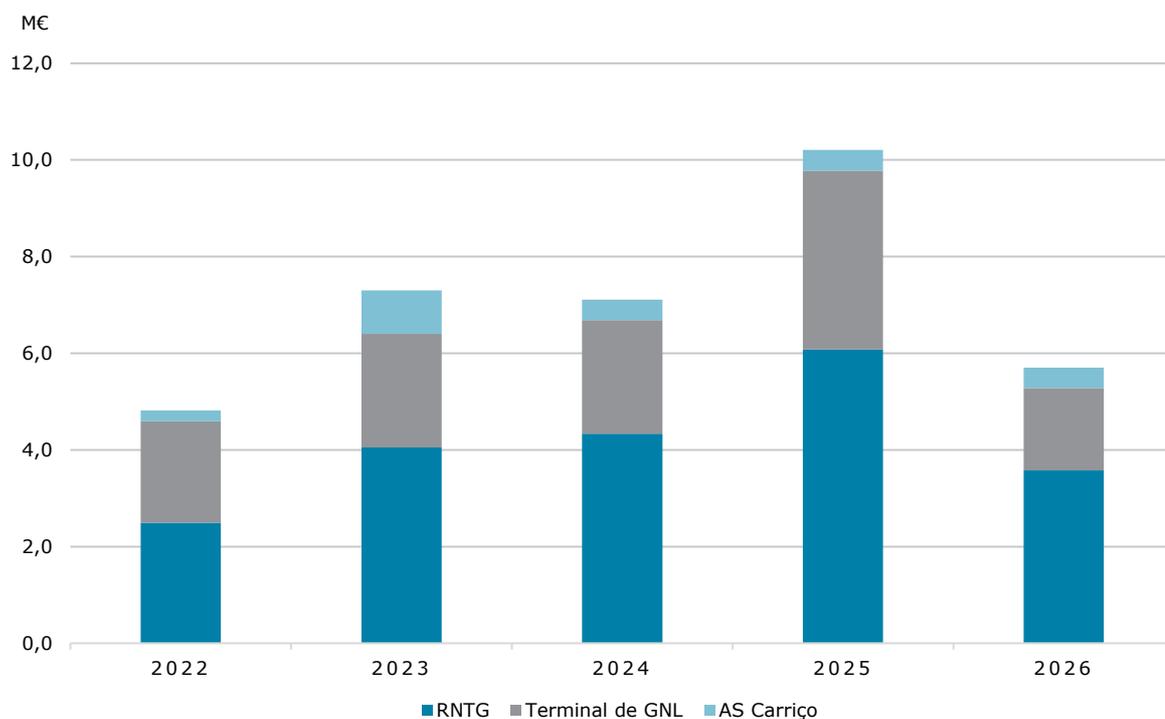


Para além dos investimentos resultantes da continuação dos programas de substituição ou reabilitação de equipamento em final da sua vida útil, importa também referir alguns dos investimentos agora apresentados pela primeira vez, tais como o reforço da capacidade de monitorização remota da rede de estações, 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.

No quadro seguinte, apresenta-se um resumo dos montantes associados a novos investimentos em projetos de remodelação e modernização da RNTIAT, para o período de 2022 a 2026

FIGURA 4 -3

Principais blocos de investimentos previstos em remodelação e modernização da RNTIAT para o primeiro quinquénio do PDIRG 2022-2031 (período 2022-2026)



QUADRO 4 -2

**Resumo dos montantes associados aos novos projetos de modernização e remodelação da RNTIAT para o primeiro quinquénio do PDIRG 2022-2031 (valores a CDE para o período 2022-2026)**

	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
<b>RNTG</b>						
Melhoria Operacional	2,235	1,375	0,900	1,800	1,300	7,610
Adequação Regulamentar	0,080	0,905	0,880	0,705	0,705	3,275
Fim de Vida Útil	0,180	1,775	2,555	3,575	1,575	9,660
<b>TOTAL RNTG</b>	<b>2,495</b>	<b>4,055</b>	<b>4,335</b>	<b>6,080</b>	<b>3,580</b>	<b>20,545</b>
<b>TERMINAL DE GNL</b>						
Melhoria Operacional	0,300	0,300	0,300	1,100	1,100	3,100
Adequação Regulamentar	0,000	0,000	1,000	2,000	0,000	3,000
Fim de Vida Útil	1,800	2,050	1,050	0,600	0,600	6,100
<b>TOTAL TERMINAL DE GNL</b>	<b>2,100</b>	<b>2,350</b>	<b>2,350</b>	<b>3,700</b>	<b>1,700</b>	<b>12,200</b>
<b>AS CARRIÇO</b>						
Melhoria Operacional	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,500
Adequação Regulamentar	0,050	0,375	0,000	0,000	0,000	0,425
Fim de Vida Útil	0,075	0,425	0,325	0,325	0,325	1,475
<b>TOTAL AS CARRIÇO</b>	<b>0,225</b>	<b>0,900</b>	<b>0,425</b>	<b>0,425</b>	<b>0,425</b>	<b>2,400</b>
<b>TOTAL (PDIRG 2022-2031)</b>	<b>4,820</b>	<b>7,305</b>	<b>7,110</b>	<b>10,205</b>	<b>5,705</b>	<b>35,145</b>

Unidades: M€

Assim, o valor total a CDE de investimento proposto neste plano para o primeiro quinquénio, em projetos de remodelação e modernização nas infraestruturas da Rede Nacional de Transporte de Gás, no Terminal de GNL de Sines e no Armazenamento Subterrâneo do Carriço, sobre o qual deverá recair a apreciação em sede da presente proposta de PDIRG, é de 35,145 M€.

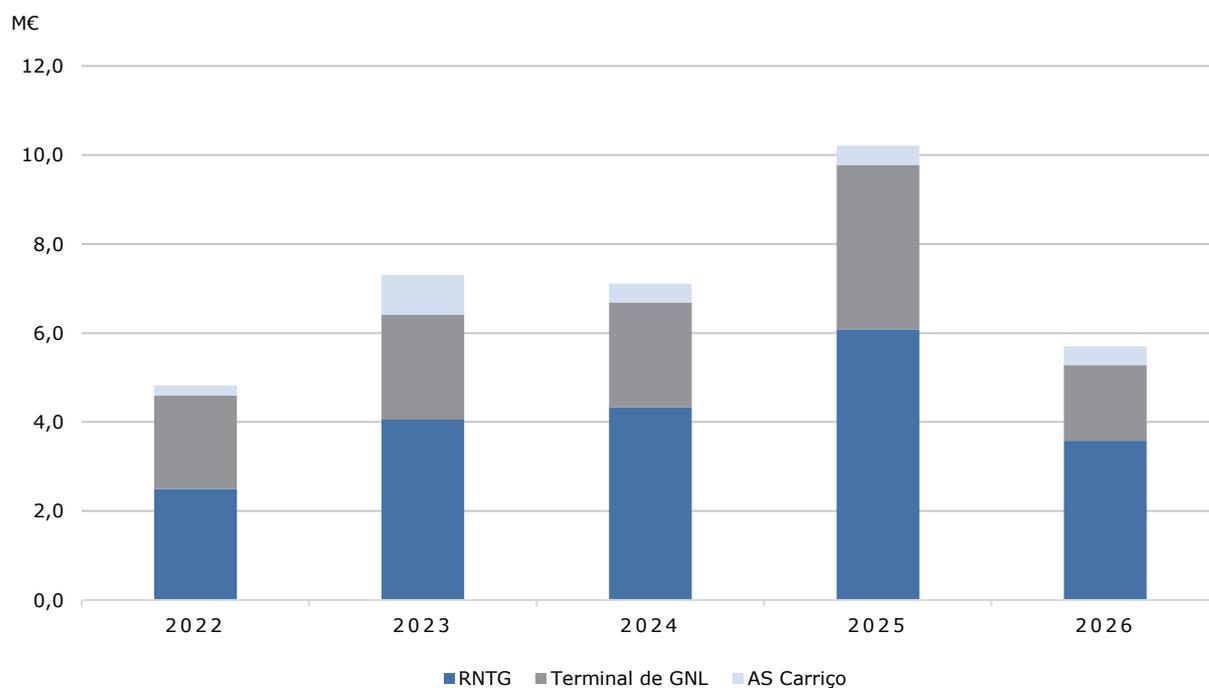
Para o conjunto dos novos projetos de modernização e remodelação aqui apresentados, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, deveram ter decisão para investimento os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2022, 2023 e 2024 e os projetos de construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem do Terminal de GNL de Sines que, pelas suas características, necessitam ter já decisão para investimento nesta proposta de PDIRG. O valor total de investimento em projetos de modernização e remodelação da RNTIAT que requerem Decisão Final de Investimento (DFI) é de cerca de 23,24 M€.

A maior parcela de investimento é absorvida pela RNTG, sendo que os baixos valores apresentados em projetos de modernização e remodelação para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço tem que ver com o facto de comparativamente ser uma instalação de menor dimensão e parte dos projetos previstos terem sido incorporados no projeto de upgrade da capacidade de compressão.

A figura seguinte ilustra a repartição do investimento em projetos de modernização e remodelação pelas diversas infraestruturas.

FIGURA 4 -4

Repartição dos investimentos apresentados de modernização e remodelação na RNTIAT para o primeiro quinquénio do PDIRG 2022-2031 (período 2022-2026)



## 4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

### 4.4.1. Síntese dos projetos apresentados

O projeto de monitorização das estações corresponde à extensão do atual projeto piloto (projeto 'security' - já aprovado e em execução) a todas as estações críticas do gasoduto. A complexidade técnica e logística da operação da RNTG gera contínuas oportunidades de melhoria, das quais de destaca a criação de facilidades para receção e lançamento de ILI na linha 10001.

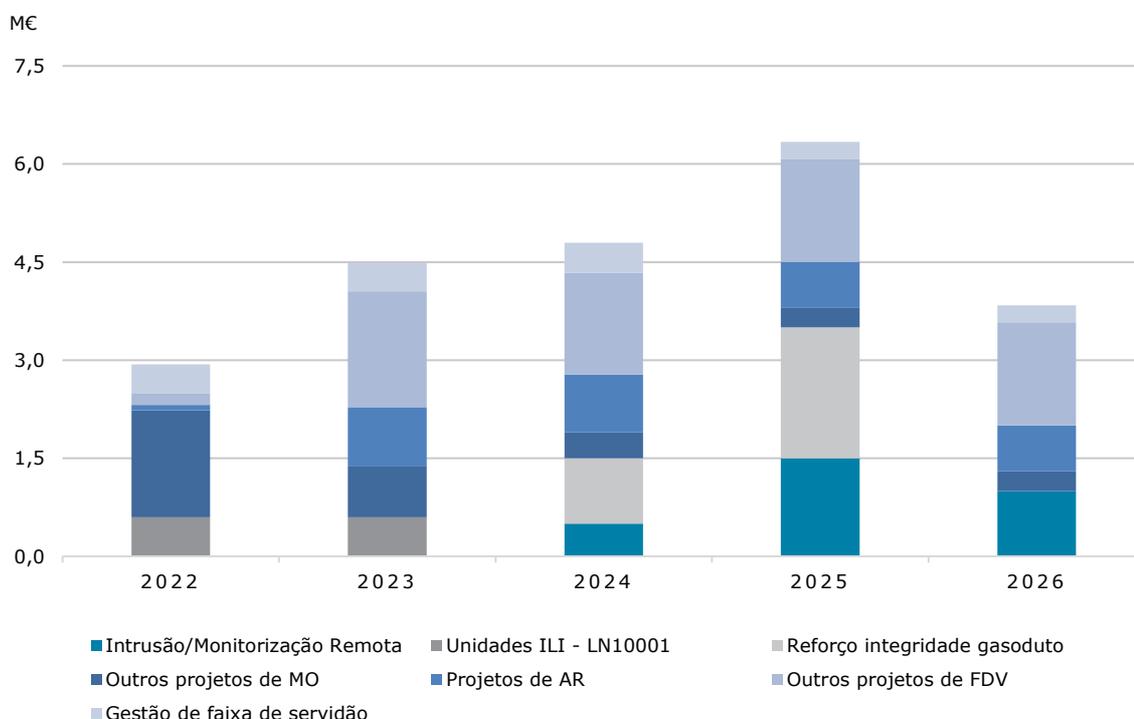
O nível de investimento em projetos de Adequação Regulamentar está em linha com anos anteriores. Estes projetos são essencialmente provenientes do Programa de Gestão de Integridade, que é aplicado pela REN desde o início da exploração da RNTG, e pelas atividades de aferição de equipamentos de leitura e medida.

A verba prevista para reforços de integridade diz respeito a alterações e aumento de proteção em zonas específicas do gasoduto que estão a ser identificadas no âmbito de uma análise de detalhe atualmente em curso. O restante investimento resulta do programa de avaliação e gestão de ativos em fim de vida útil.

Os principais blocos de investimento na RNTG são os que se ilustram na figura seguinte:

FIGURA 4 -5

### Blocos de investimento na RNTG para o primeiro quinquénio do PDIRG 2022-2031 (período 2022-2026)



A totalidade do investimento para o primeiro quinquénio apresentado para a Rede Nacional de Transporte de Gás corresponde a uma verba de 22,395 M€ (valores a CDE).

#### 4.4.2. Projetos de Melhoria Operacional na RNTG

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para a Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2022 a 2026, incluem as seguintes atividades (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Extensão do projeto 'security' e reforço da monitorização remota nas estações críticas da RNTG;
- Criação de unidades recetoras e lançadoras de dispositivos inteligentes (ILI-'In-Line Inspection') nas linhas LN10001 (Monforte-Guarda) e L02515 (Leirosa-Soporcel);
- Digitalização e Otimização do Sistema de Gestão de integridade;
- Monitorização e sensorização de Ativos;
- Instalação de filtros separadores na GRMS2519;
- Instalação de sistemas de deteção sísmica em gasodutos;

- Controlo de acessos;
- Aquisição de equipamento de emergência e substituição de equipamentos de medição no laboratório móvel;
- Projetos de mitigação e adaptação às alterações climáticas.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Melhoria Operacional na Rede Nacional de Transporte de Gás, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -3

**Projetos de Melhoria Operacional na RNTG – Necessidade de DFI**

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Security	Intrusão - Monitorização remota nas estações	2024	0,500	3,000
Upgrade Monitorização	Unidades recetoras/lançadoras ILI-LN10001	2022	1,700	1,700
	Unidades recetoras/lançadoras ILI-LN02515			
Transformação digital	Digitalização / Monitorização / Sensorização	2022	1,260	1,660
	Monitorização e sensorização de ativos			
	WEB Client nos VS IVS-HMI			
Outros projetos, equipamentos e ferramentas	Filtros separadores	2022	0,750	0,750
	Controlo de acessos			
	Proteção correntes induzidas			
	Laboratório móvel			
	Equipamento de emergência			
Alt. climáticas	Mitigação e adaptação às alterações climáticas	2022	0,300	0,500

Unidade: M€

### 4.4.3. Projetos de Adequação Regulamentar na RNTG

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para a Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2022 a 2026, incluem as seguintes atividades (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Programa de Gestão de Integridade:
  - Inspeção em linha - método de inspeção interna da tubagem com capacidade de deteção de corrosão externa e interna e de outros defeitos de material ou construção (continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);
  - Estudo do estado do revestimento - método de inspeção direta com capacidade de deteção de possível corrosão e do estado do revestimento externo da tubagem

(continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);

- Caracterização de indicações no terreno – Avaliação e reparação de eventuais defeitos (continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);
- Avaliação das classes de localização e deteção e localização de fugas.
- Recondicionamento de unidades de medida (calibração).

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -4

#### Projetos de Adequação Regulamentar na RNTG – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Gestão de integridade	Inspeção em linha	2022	1,315	2,425
	Estudo do estado do revestimento			
	Caracterização e reparação			
	Avaliação de classes de localização			
	Deteção e localização de fugas			
	Equipamento de emergência			
Equipamentos de medição e leitura	Unidades de medida (calibração)	2023	0,550	0,850

Unidade: M€

#### 4.4.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos na RNTG

Os projetos constantes do programa de Gestão de Fim de Vida Útil, previsto para a Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2022 a 2026, incluem os seguintes sistemas e/ou equipamentos (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Equipamentos auxiliares, periféricos, elétricos e de comando - upgrade e reposição equipamentos e sistemas;
- Reforço de integridade do gasoduto adequando o nível de proteção do gasoduto ao resultado dos estudos de alteração de classes de localização bem como a execução de intervenções em carga para substituir troços de tubo que não possam ser substituídos de outro modo;
- Instalações de superfície - Tratamento anticorrosivo;
- ICJCT de Pombal e Palmela – Readequação/Trabalhos de civil;

- UPS e baterias - Substituição por fim de vida útil;
- PTs e transformadores de potência – substituição baseada no estado;
- Sistema SCADA - Substituição de componentes - CPUs com um período de funcionamento superior a 15 anos nas RTUs - unidades de interface remotas;
- Sistema de odorização – Substituição de componentes;
- Sistemas de medição - Substituição de turbinas.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de gestão de fim de vida útil de ativos no Terminal de GNL de Sines, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -5

**Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil na RNTG – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Conservação e adequação	Equipamentos e sistemas auxiliares	2023	1,480	3,180
	Sistema de odorização			
	Caudalímetros			
Gasoduto	Reforço integridade gasoduto	2024	1,000	3,000
Alimentação ininterrupta	UPS e baterias	2023	0,900	1,900
Sistemas de potência	Beneficiação PTs	2022	0,775	0,775
	Substituição transformadores			
Proteção anti-corrosiva	Tratamento anti-corrosivo	2023	0,200	0,450
Sistemas de controlo	Substituição de CPUs de RTUs >15 anos	2023	0,155	0,355

Unidade: M€

#### 4.4.5. Projetos de Gestão integrada de vegetação na RNTG

Os projetos de Gestão integrada de vegetação, que se enquadram no âmbito do aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas, têm como âmbito a gestão das faixas de proteção dos gasodutos e dividem-se em duas atividades principais:

- Estabilização das Faixas de Proteção – projeto que pretende dar continuidade aos investimentos efetuados pela REN na gestão de combustível nas faixas da RNTG. O investimento apresentado corresponde a um ciclo de intervenção de 3 anos por infraestruturas;
- Aumento da Resiliência a Espécies Invasoras - Projeto que tem como objetivo o lançamento de um programa para eliminação da proliferação de espécies invasoras ao longo da faixa de proteção da RNTG.

O investimento contínuo e especial atenção dedicada à estabilização das faixas de proteção permite que a gestão das redes e a respetiva qualidade de serviço, beneficie da baixa carga combustível existente. O projeto de aumento da resiliência a espécies invasoras permitirá mitigar os efeitos negativos causados por estas.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Gestão integrada de vegetação na Rede Nacional de Transporte de Gás, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

**QUADRO 4 -6**

**Projetos de Gestão Integrada de Vegetação na RNTG – Necessidade de DFI**

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Gestão integrada de vegetação	Estabilização das faixas de proteção	2022	1,330	1,850
	Aumento da resiliência a espécies invasoras			

Unidade: M€

## 4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

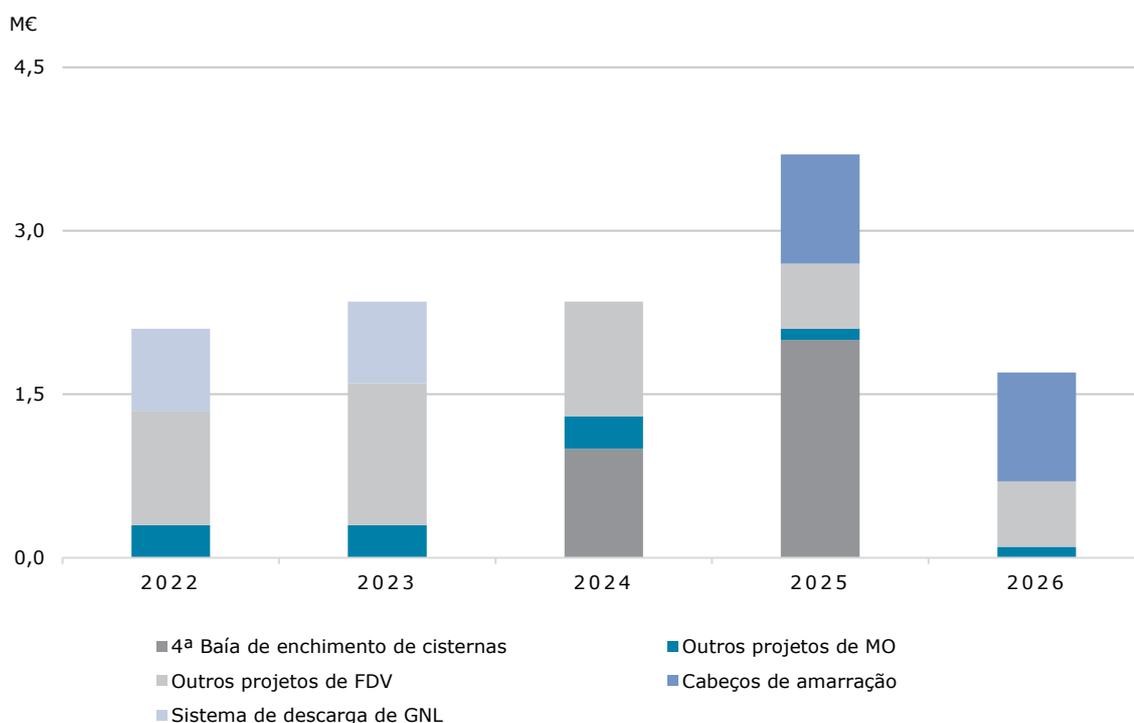
### 4.5.1. Síntese dos projetos apresentados

O montante de investimento apresentado para o Terminal de GNL de Sines é sobretudo influenciado pelos seguintes fatores: (i) O aumento do *share* de GNL no total de procura do SNG (para valores próximos de 90%) que levou a um aumento superior ao previsto na taxa de utilização do Terminal e obrigou à antecipação das datas previstas no programa de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil; (ii) Na sequência do ponto anterior, o número de operações com navios aumentou (130 nos últimos dois anos) antecipando as operações de beneficiação e substituição de componentes nos braços de descarga de GNL; (iii) A construção de uma nova baía de enchimento de cisternas/contentores na sequência do aumento do consumo de GNL por esta via e em conformidade com a proposta de RMSA-G 2020; (iv) A ampliação do sistema de amarração com a construção de dois novos pontos de amarração.

Os principais blocos de investimento no Terminal de GNL de Sines estão ilustrados em baixo:

FIGURA 4-6

**Blocos de investimento no TGNL para o primeiro quinquénio do PDIRG 2022-2031 (valores a CDE para o período 2022-2026)**



A totalidade do investimento apresentado para o Terminal GNL de Sines para o primeiro quinquénio corresponde a uma verba de 12,200 M€ (valores a CDE).

#### 4.5.2. Projetos de Melhoria Operacional no TGNL

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para o Terminal de GNL no período de 2022 a 2026, incluem as seguintes atividades (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Construção de novos pontos de amarração no Cais de Acostagem eliminando restrições à amarração de navios com determinadas geometrias;
- Automatização e ampliação da Rede de Incêndios Armada no Terminal;
- Projetos de mitigação e adaptação às alterações climáticas.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Melhoria Operacional no Terminal de GNL de Sines, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -7

#### Projetos de Melhoria Operacional no TGNL – Necessidade de DFI

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Cais de acostagem	Novos pontos de amarração	2025	2,000	2,000
Segurança	Automatização e ampliação da RIA	2022	0,600	0,600
Alt. climáticas	Mitigação e adaptação às alterações climáticas	2022	0,300	0,500

Unidade: M€

#### 4.5.3. Projetos de Adequação Regulamentar do TGNL

No presente exercício de PDIRG é apenas apresentado um projeto de adequação regulamentar para o Terminal GNL de Sines (projeto pode ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Construção de um quarto Posto de Enchimento de Cisternas

A consulta da ficha deste projeto (Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização), em que consta a fundamentação deste investimento, deverá ser realizada em conjunto com o capítulo 2 - levantamento detalhado do histórico de operações de enchimento de cisternas no Terminal de GNL – e capítulo 3 - previsão da procura para o próximo decénio.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

**QUADRO 4 -8**

**Projetos de Adequação Regulamentar no TGNL de Sines – Necessidade de DFI**

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Normativo (RMSA-G)	4º Posto de enchimento de camiões cisterna	2024	3,000	3,000

Unidade: M€

#### 4.5.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no TGNL

Os projetos constantes do programa de Gestão de Fim de Vida Útil, previsto para o Terminal de GNL no período de 2022 a 2026, incluem os seguintes sistemas e/ou equipamentos (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Equipamentos auxiliares, periféricos, elétricos e de comando - upgrade e reposição equipamentos e sistemas. Inclui-se nesta rubrica o upgrade do sistema de controlo e gestão do enchimento e expedição de camiões cisterna;
- Sistema de descarga - beneficiação e renovação do sistema de descarga de GNL;
- Equipamentos rotativos - Análise de condição e recondicionamento dos 3 compressores de vapor e recondicionamento dos ventiladores de gás de retorno ao navio;
- Sistemas de segurança e utilidades - Intervenção no sistema de combate a incêndios do Terminal com substituição de tubagem desgastada ou corroída e no sistema de utilidades com substituição das redes de água industrial e potável (por material PEAD) e ainda beneficiações no sistema de azoto e ar comprimido;
- Sistemas de armazenamento - remodelação e substituição da sensorização dos tanques de GNL.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de gestão de fim de vida útil de ativos no Terminal de GNL, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-9

Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil no TGNL – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Conservação e adequação	Equipamentos e sistemas auxiliares	2022	1,350	2,550
Sistema de descarga de GNL	Braços de descarga	2022	1,500	1,500
Equipamentos rotativos	Compressores de vapor (BOG)	2022	0,750	0,750
	Ventiladores de gás de retorno ao navio			
Segurança e utilidades	Sistema de combate a incêndios e utilidades (substituição tubagem)	2022	0,750	0,750
Sistema de armazenamento	Substituição da sensorização dos tanques de GNL	2024	0,550	0,550

Unidade: M€

## 4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

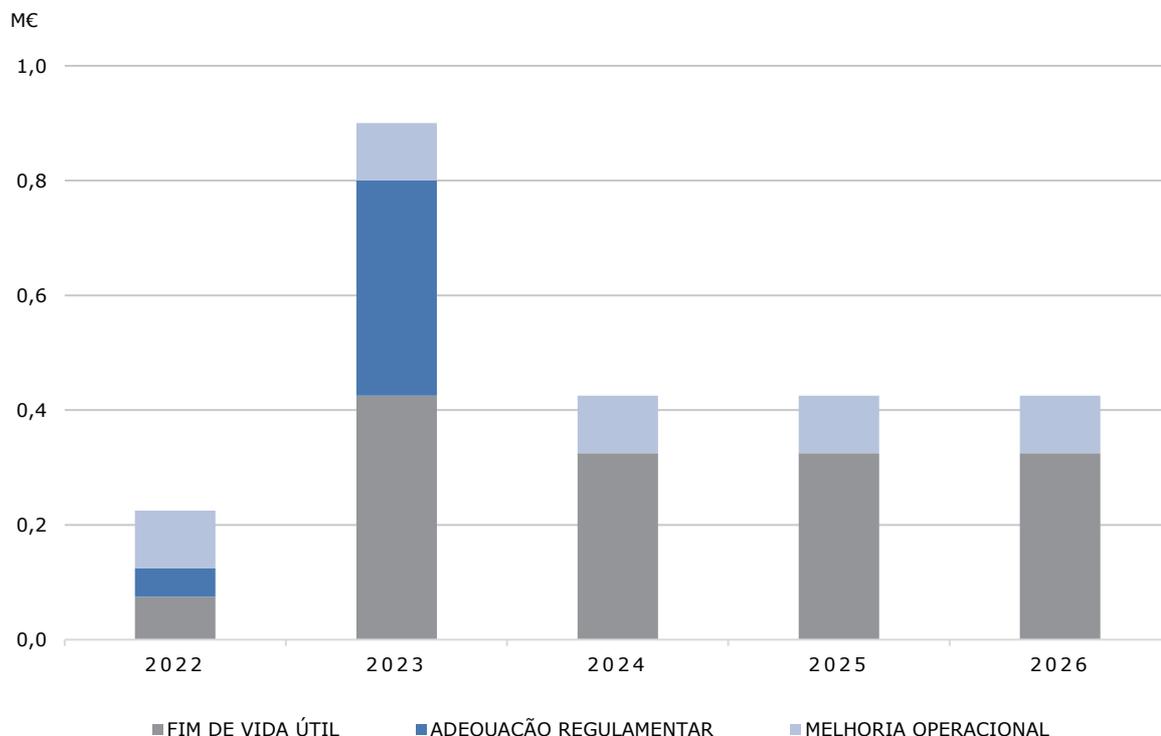
### 4.6.1. Síntese dos projetos apresentados

Os baixos montantes de investimento apresentados para a instalação do Armazenamento Subterrâneo do Cariço estão relacionados com o projeto de upgrade da capacidade de compressão - projeto já aprovado e que se encontra em fase de engenharia de detalhe – que absorveu grande parte das oportunidades de melhoria existentes diminuindo assim o conjunto de projetos apresentados no âmbito da Melhoria Operacional.

Os principais blocos de investimento para o primeiro quinquénio no Armazenamento Subterrâneo do Cariço estão ilustrados em baixo:

FIGURA 4-7

**Blocos de investimento no AS Cariço para o primeiro quinquénio do PDIRG 2022-2031 (valores a CDE para o período 2022-2026)**



A totalidade do investimento apresentado para o AS do Cariço no primeiro quinquénio corresponde a uma verba de 2,400 M€ (valores a CDE).

## 4.6.2. Projetos de Melhoria Operacional no AS do Carriço

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço no período de 2022 a 2026, incluem a seguinte atividade (que pode ser consultada em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Projetos de mitigação e adaptação às alterações climáticas.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Melhoria Operacional no Armazenamento Subterrâneo do Carriço, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -10

### Projetos de Melhoria Operacional no AS – Necessidade de DFI

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Alt. climáticas	Mitigação e adaptação às alterações climáticas	2022	0,300	0,500

Unidade: M€

## 4.6.3. Programa de Adequação Regulamentar para o Armazenamento Subterrâneo

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para o Armazenamento Subterrâneo do Carriço no período de 2022 a 2026, incluem as seguintes atividades (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no anexo 4 – Fichas de Projetos):

- Programa de Gestão de Integridade:
  - Monitorização de condição das tubagens verticais dos poços;
  - Estudo Geomecânico para revalidação das pressões de operação das cavidades.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-11

### Projetos de Adequação Regulamentar no AS – Necessidade de DFI

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Gestão de integridade	Monitorização tubagens verticais ('Casing Log')	2022	0,425	0,425
	Estudo geomecânico			

Unidade: M€

#### 4.6.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no Armazenamento Subterrâneo

Os projetos constantes do programa de Gestão de Fim de Vida Útil, previsto para o Armazenamento Subterrâneo no período de 2022 a 2026, incluem os seguintes sistemas e/ou equipamentos (todos os projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 4 – Fichas de Consulta dos Projetos de Remodelação e Modernização):

- Equipamentos auxiliares, periféricos, elétricos e de comando - upgrade e reposição equipamentos e sistemas, nesta rubrica incluem-se diversas atividades tais como:
  - Tratamento anticorrosivo nas instalações de superfície;
  - Substituição de instrumentação local e transmissores;
  - Substituição dos computadores de caudal e 'ISS guard' da Estação de Gás;
  - Beneficiação e acondicionamento da Válvula SSSV (Válvula de segurança de sub-superfície) da Cavidade TGC-2;
  - Sistema monitorização para os buçins de vedação dos compressores de alta pressão.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de gestão de fim de vida útil de ativos no Armazenamento Subterrâneo, apresenta-se o valor de investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para os primeiros três anos e para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -12

#### Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil no TGNL – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2022-24	CAPEX 2022-26
Conservação e adequação	Equipamentos e sistemas auxiliares	2022	0,825	1,475

Unidade: M€

## 4.7. ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS – AUMENTO DA RESILIÊNCIA DA RNTIAT

Portugal é um dos países europeus com maior potencial de vulnerabilidade aos impactes das alterações climáticas sendo o sul da Europa apontado como uma das áreas potencialmente mais afetadas pelas alterações do clima<sup>21</sup>.

A identificação e implementação de medidas de adaptação e mitigação dos efeitos decorrentes de eventos climáticos extremos que possam afetar as suas infraestruturas, originando falhas na continuidade do serviço prestado pela RNTIAT ou colocando situações de risco para pessoas e bens, têm vindo a ser consideradas nos projetos apresentados nos planos de investimento anteriores. Neste plano, é materializada essa preocupação através de uma sistematização e análise de vulnerabilidades expressos na presente secção, para além das práticas que já são utilizadas nos projetos de novas infraestruturas e respetivos estudos de impacto ambiental.

O levantamento de vulnerabilidades e riscos decorrentes para os ativos e suas funções é o ponto de partida para uma gestão da adaptação às alterações climáticas e incrementar a sua resiliência neste âmbito.

De acordo com “The Basics of Climate Change Adaptation - Vulnerability and Risk Assessment” da JASPERS<sup>22</sup>, as alterações relevantes são detetadas nos seguintes fatores climáticos:

- Temperatura - mudanças nas temperaturas médias e na frequência e magnitude das temperaturas extremas;
- Precipitação (chuva, neve, etc.) - mudanças na precipitação média e na frequência e magnitude dos eventos extremos de precipitação;
- Nível do mar - mudança no nível relativo do mar;
- Velocidades do vento - mudanças nas velocidades médias e máximas do vento;
- Humidade - variação da quantidade de vapor de água na atmosfera;
- Radiação solar - mudanças na energia do sol.

Mudanças nesses fatores resultam num conjunto diversificado de ameaças climáticas que podem impactar a RNTIAT e suas infraestruturas.

<sup>21</sup> Resolução do Conselho de Ministros n.º 130/2019, de 2 de agosto, D.R. n.º 147, Série I  
Aprova o Programa de Ação para a Adaptação às Alterações Climáticas.

<sup>22</sup> JASPERS - *Joint Assistance in Supporting Projects in European Regions*

Plataforma para a promoção do uso eficiente dos Fundos Europeus Estruturais e de Investimento.

Parceria entre o EIB (European Investment Bank) e o EBRD (European Bank for Reconstruction and Development).

No âmbito da Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas (ENAAC 2020), foi formado um Grupo de Trabalho para o setor da Energia, que identificou medidas e ações de adaptação, minimização e prevenção para as vulnerabilidades identificadas nas infraestruturas das empresas do setor energético.

O presente plano integra vários projetos cuja implementação se vai traduzir num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações do clima. Elencam-se de seguida os principais projetos criados e especificamente planeados para esse efeito assim como os que tendo outro objetivo primário, acrescentam também benefícios neste âmbito:

QUADRO 4 -13

**Projetos com impacto no aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações climáticas.**

Projetos	Designação dos projetos	Âmbito
Cais de acostagem	Novos pontos de amarração no Cais de Acostagem do TGNL	Melhoria Operacional
Segurança	Readequação do Sistema de combate a incêndios do TGNL.	
Transformação digital	Sensorização de Ativos - Sistemas deteção de movimentos de terras	
Mitigação e adaptação	Mitigação e Aumento da Resiliência das Infraestruturas às Alterações Climáticas	
Gestão integridade	Programas de Gestão de Integridade	Adequação Regulamentar
Reforço de integridade	RNTG - Reforço de integridade	Gestão de Fim de Vida Útil
Faixas de proteção	Estabilização das faixas de proteção	Gestão Integrada de Vegetação
Espécies invasoras	Aumento da resiliência a espécies invasoras	
GGs+RTS	Investimento Gestão Global do Sistema	Operacionalidade Global do SNGN

As principais vulnerabilidades às alterações climáticas para as infraestruturas da RNTIAT estão elencadas na tabela<sup>23</sup> seguinte, e em paralelo os projetos que configuram medidas de adaptação:

<sup>23</sup> Adaptada de "Relatório de Progresso Estratégia Nacional de Adaptação às Alterações Climáticas - Relatório do Subgrupo Energia", APA - Agência Portuguesa do Ambiente (2012)

QUADRO 4 -14

**Vulnerabilidades às alterações climáticas para as infraestruturas da RNTIAT e projetos que configuram medidas de adaptação**

Variáveis climáticas críticas	Impacto Sistema onde ocorre	Projetos								
		Cais de Acostagem	Segurança	Transformação Digital	Mitigação e adaptação	Gestão Integridade	Reforço de integridade	Faixas de proteção	Espécies invasoras	GG5+RTS
<b>Temperatura</b>  Aumento da frequência de fogos florestais e risco de incêndios	<b>Incêndios:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Afetação das infraestruturas de superfície na RNTG;</li> <li>Aumento de risco de incêndio no TGNL e no AS;</li> <li>Eventual ocorrência de incidentes.</li> </ul>		●	●	●			●	●	●
<b>Precipitação</b>  Precipitação intensa, inundações, trovoadas.	<b>Inundações:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Deslizamentos de terras;</li> <li>Tensões estruturais no gasoduto;</li> <li>Redução da segurança do abastecimento.</li> </ul> <b>Trovoadas:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Descargas atmosféricas (gasoduto)</li> </ul>			●	●	●	●	●	●	●
<b>Precipitação</b>  Redução da precipitação.	<b>Rigidez dos solos:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensões estruturais no gasoduto.</li> </ul>			●		●	●			
<b>Vento</b>  Ventos fortes, tempestades.	<b>Aumento da ondulação:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Segurança na manobra de navios.</li> </ul>	●		●	●					●

## 4.8. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL

Para o período 2022-2031, a presente proposta de Plano considera um conjunto de investimentos necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global (GTG) e infraestruturas de gás, com especial enfoque nas atividades do Centro de Despacho e Operação de Mercado.

O investimento incide na evolução das infraestruturas físicas e lógicas dos sistemas de informação industriais críticos que suportam a atividade de gestão do sistema e na remodelação do edifício onde estão localizados o Centro de Despacho principal (CD) e o Centro de Despacho de Emergência (CDE). O projeto de remodelação das instalações, onde está localizado o CD foi identificado em 2020, para poder acomodar os equipamentos que se prevê vir a adquirir, remodelando as salas em questão, melhorando as condições de segurança, de ambiente e de operação.

Este estudo funcional e operacional prévio pressupõe a melhoria das condições das instalações, nomeadamente nas salas técnicas, de treino, instalações sanitárias e disponibilização de uma sala de apoio que permita a deslocação de operadores em caso de necessidade de saída da equipa da sala principal para uma outra sala. Esta necessidade tomou durante este último ano contornos de especial importância, com a implementação de planos de contingência, para fazer face ao risco de transmissão do COVID-19.

Na organização das necessidades e estruturação dos investimentos, identificaram-se quatro áreas de atuação, divididas em dois grupos:

### 1) GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE

**TECNOLOGIAS DE SUPORTE ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS** - Remodelação do sistema designado de Acesso de Terceiros à Rede (ATR), que suporta as atividades da Gestão Técnica Global, incluindo a Rede de Transporte, o Armazenamento Subterrâneo e o Terminal de GNL, em três níveis tecnológicos: Plataforma WEB, gestão dos processos em *back-office* e interfaces com as partes interessadas e respetiva cibersegurança.

**EVOLUÇÃO DIGITAL 2030** - Digitalização de processos utilizando a infraestrutura e tecnologias implementadas nas anteriores áreas, através da implementação de processos que contribuam para a descarbonização da economia, disponibilizando o acesso a dados de uma forma eficiente e inteligente, quer ao nível de processos internos, quer às partes interessadas, fomentando a implementação de processos de gestão da energia, a integração de energias renováveis e garantindo a ponte (inputs e outputs de dados) entre os diversos intervenientes, industriais (infraestruturas, operadores e produtores) e o mercado liberalizado.

**ATUALIZAÇÃO DO CENTRO DE DESPACHO** - Atuação na melhoria das condições de trabalho dos colaboradores, que a atual situação pandémica agudizou, com a necessidade de implementar rigorosos protocolos de controlo sanitário, incluindo a atualização da infraestrutura do sistema SCADA, na sua componente de hardware e respetiva atualização de versão do software base. Com esta remodelação pretende-se:

- Adaptar uma sala de apoio ao CD que responda às necessidades de garantia de continuidade da atividade da Gestão do Sistema, possibilitando a alternância de

ocupação da sala de Despacho principal (sem necessidade de deslocar a equipa para o CDE, recurso indicado para responder a situações de desastre);

- Atualizar a infraestrutura do sistema SCADA, na sua componente de hardware e respetivos sistemas de software base (atualização de versões de software) e a remodelação das salas onde se encontram os servidores e equipamentos dos sistemas de telecomunicações, de SCADA e respetivos acessos físicos;
- Remodelar salas de treino e salas técnicas de suporte aos sistemas críticos, concedendo aos colaboradores que nelas trabalham condições de higiene, segurança e saúde no trabalho (HSST).

Este plano, já identificado em 2020, que visa garantir de forma sustentada os requisitos de HSST, ambientais, de climatização e segurança para o funcionamento dos equipamentos afetos ao CD, é descrito e justificado com detalhe em secção própria neste PDIRG.

## 2) REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA (RTS)

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionado com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNTIAT, incluindo a Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS), cujo plano de desenvolvimento observa os seguintes princípios orientadores:

- Garantia da disponibilização dos serviços de comunicações indispensáveis à operação da RNT;
- Convergência tecnológica para maximização da eficiência dos investimentos e recursos;
- Renovação das componentes da rede em estado de obsolescência tecnológica e que possam representar risco aos processos de operação da RNT.

## GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE

A atividade da Gestão do Sistema compreende a supervisão e controlo da rede nacional de transporte de gás (RNTG), a Gestão Técnica Global (GTG) do Sistema Nacional de Gás (SNG) e ainda as atividades de operação de mercado, que assentam em sistemas e tecnologias disponibilizadas no edifício de Bucelas e no CDE, ambos em permanente sincronização.

O funcionamento contínuo destes Centros exige uma rede de telecomunicações segura, infraestrutura de rede e centro de guarda e processamento de dados com um elevado desempenho.

A atividade do Gestor do Sistema encontra-se suportada por plataformas e sistemas informáticos que necessitam de uma atualização em tempo real, utilizando uma infraestrutura de sistemas e telecomunicações integrada, com uma especial atenção aos aspetos de cibersegurança associados aos sistemas, estabelecendo comunicações diretas com as seguintes entidades:

- Infraestruturas de Gás, nomeadamente o Armazenamento Subterrâneo e o Terminal de GNL;

- A congénere espanhola Enagás, essencial para a coordenação entre TSOs na operação dos sistemas interligados;
- Os operadores da rede de distribuição, com vista à troca de informação entre operadores das respetivas redes, bem como à disponibilização recíproca de dados que permitam o tratamento dos respetivos processos de balanceamento da rede;
- Os agentes de mercado, para efeitos de disponibilização e receção de dados/informação do âmbito da atividade da GTG, de acesso de terceiros à RNTIAT e ainda no âmbito do relacionamento comercial;
- As plataformas de contratação de capacidades da PRISMA e OMIP, que possibilitam a contratação de capacidade de transporte nos diversos horizontes temporais;
- A ERP – Entidade responsável pelas previsões de consumo doméstico de gás;
- O MIBGAS, responsável pela gestão do Mercado Organizado do Gás em Portugal, para efeitos de troca de informação com o GTG e realização de operações de compra e venda de produtos de gás.

O atual plano prevê um investimento na atualização e desenvolvimento dos sistemas informáticos subjacentes à atividade da Gestão do Sistema e Operação da Rede, salientando-se a atualização dos sistemas SCADA e ATR e toda a infraestrutura tecnológica, fazendo evoluir as suas tecnologias e componentes, nos vários níveis de segurança, até ao portal web @IGN, com o intuito de melhorar a eficiência dos processos e proporcionar a disponibilização da informação atempada, “*near real-time*”, às partes interessadas de uma forma sustentada e resiliente, com especial foco nos agentes de mercado.

Estando o mercado cada vez mais integrado e interligado, prevê-se a necessidade de executar importantes desenvolvimentos consecutivos de regras e automatismos, integrando processos energéticos do SNG, interligando não só os sistemas e utilizadores internos, mas sobretudo os sistemas e utilizadores externos de gás de forma ágil e segura, com a introdução de boas práticas ao nível de mecanismos de gestão da cibersegurança dos sistemas, disponibilizando de forma atempada a informação necessária à tomada de decisão, às partes interessadas, contribuindo para o crescimento de um mercado seguro e transparente.

As atuais instalações do Centros de Despacho principal (CD) e do Centro de Despacho de Emergência (CDE) foram concebidas na década de noventa e encontram-se em exploração há 24 anos, com evidentes necessidades de atualização e melhoria na disposição de mobiliário e equipamentos, bem como na melhoria das condições de luminosidade, ergonomia, conforto (ar condicionado) e diminuição do ruído de fundo, proporcionando melhores condições de trabalho para os técnicos que laboram neste espaço em regime 24x7. Como foi referido já na anterior apresentação do PDIRGN, esta atualização insere-se numa lógica de adequação e modernização do atual espaço que serve à atividade da Gestão do Sistema, a qual se vem acentuando em particular nos últimos anos com o crescimento das necessidades ao nível do parque tecnológico que sustenta os atuais requisitos de segurança, de supervisão e de negócio, reforçando igualmente a sua robustez e resiliência.

As melhorias a implementar incluem a substituição do equipamento tecnológico, adequando tanto aspetos de segurança de acessos, como uma reformulação arquitetónica do espaço, atendendo a

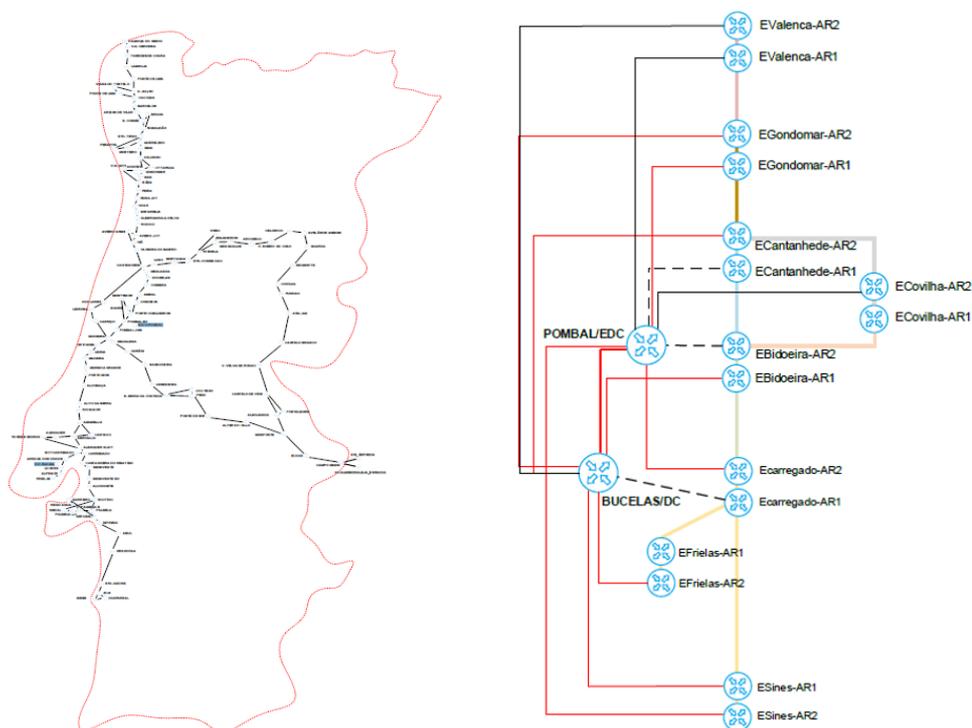
critérios ambientais e de climatização para o bom funcionamento dos equipamentos afetos às tecnologias, beneficiando simultaneamente os operadores que se encontram a trabalhar neste espaço.

Numa perspetiva de obtenção de sinergias, o planeamento prevê a execução da atualização dos sistemas SCADA e ATR de forma faseada e em coordenação com a intervenção proposta para a execução da atualização dos edifícios.

No quadro seguinte da presente proposta apresenta-se, para o período 2022-2031, a estimativa global de investimento de CAPEX na Gestão Técnica Global.

## REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA (RTS)

**COBERTURA DA REDE** - A RTS da REN é constituída por sistemas de comunicações de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica da RTNG e complementada nas zonas periféricas de rede de ligações via radio por feixes hertzianos ou fibra escura para securização dos serviços. As figuras seguintes apresentam a tipologia física e lógica das redes.



**EVOLUÇÃO DA REDE** - Diretamente relacionados com o plano de evolução da RNTG estão previstos investimentos para a expansão da RTS às novas instalações da RNTIAT, para adequação das infraestruturas já existentes face às alterações topológicas da RNTIAT.

QUADRO 4-15

**Projetos de Gestão Técnica Global**

Gestão Técnica Global	DFI	CAPEX 2022-2031
Projetos de Gestão Técnica Global	5,253	11,985

Unidade: M€

QUADRO 4-16

**Montantes associados à Gestão Técnica Global do plano de investimento da RNTIAT – PDIRG 2022-2031**

Projetos Base	Investimento Parcelar			Cronograma do Investimento									
	Total Projeto	Período 2022-2026	Período 2027-2031	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>GESTÃO TÉCNICA GLOBAL</b>	11,985	6,495	5,490	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	1,340	0,800	1,250	1,250	0,850

Unidade: M€

## 4.9. INVESTIMENTO GLOBAL DOS PROJETOS BASE (SEM HIDROGÉNIO)

Este subcapítulo apresenta um quadro com a globalidade do investimento em Projetos Base desagregado por projeto e excluindo o projeto de adaptação da RNTG e AS Carricho a misturas de hidrogénio.

QUADRO 4-17

**Investimento total dos Projetos Base (excluindo o projeto de adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio)**

Infraestrutura Tipologia	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2022-2024	CAPEX 2022-2026	
RNTG	Melhoria Operacional	Projeto Security - Intrusão/Monitorização remota	2024	0,500	3,000
RNTG	Melhoria Operacional	Upgrade Monitorização - Unidades ILI	2022	1,700	1,700
RNTG	Melhoria Operacional	Transformação digital	2022	1,260	1,660
RNTG	Melhoria Operacional	Upgrade de equipamentos e sistemas - Outros projetos, equipamentos e ferramentas	2022	0,750	0,750
RNTG	Melhoria Operacional	Resiliência a alterações climáticas	2022	0,500	0,500
RNTG	Adequação Regulamentar	Programa de Gestão de integridade	2022	1,315	2,425
RNTG	Adequação Regulamentar	Equipamentos de medição e leitura	2023	0,550	0,850
RNTG	Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e adequação - Substituição e reposição de equipamentos e sistemas	2023	1,480	3,180
RNTG	Gestão de Fim de Vida Útil	Reforço integridade gasoduto	2024	1,000	3,000
RNTG	Gestão de Fim de Vida Útil	Alimentação ininterrupta	2023	0,900	1,900
RNTG	Gestão de Fim de Vida Útil	Sistemas de potência	2022	0,775	0,775
RNTG	Gestão de Fim de Vida Útil	Tratamento anti-corrosivo de instalações de superfície	2023	0,200	0,450
RNTG	Gestão de Fim de Vida Útil	Sistemas de controlo	2023	0,155	0,355
RNTG	Gestão integrada de vegetação	Gestão integrada de vegetação	2022	1,330	1,850
TGNL	Melhoria Operacional	Cais de acostagem - Novos pontos de amarração	2025	2,000	2,000
TGNL	Melhoria Operacional	Projeto Segurança - Automatização e ampliação da RIA	2022	0,600	0,600
TGNL	Melhoria Operacional	Resiliência a alterações climáticas	2022	0,500	0,500
TGNL	Adequação Regulamentar	Normativo (RMSA-G) - 4º Posto de enchimento de camiões	2024	3,000	3,000
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e adequação - Substituição e reposição de equipamentos e sistemas	2022	1,350	2,550
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Sistema de descarga de GNL	2022	1,500	1,500
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Equipamentos rotativos	2022	0,750	0,750
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Sistemas de segurança e utilidades	2022	0,750	0,750
TGNL	Gestão de Fim de Vida Útil	Sistema de armazenamento - Substituição de sensorização	2024	0,550	0,550
AS	Melhoria Operacional	Resiliência a alterações climáticas	2022	0,500	0,500
AS	Adequação Regulamentar	Programa de Gestão de integridade	2022	0,425	0,425
AS	Gestão de Fim de Vida Útil	Conservação e adequação - Substituição e reposição de equipamentos e sistemas	2022	0,825	1,475
GTG	Gestão Técnica Global	RTS, GS e Centro de Despacho	2022	5,253	6,495

Totais

**29,818**

**43,490**

Unidade: MC

## 4.10. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE HIDROGÉNIO

### 4.10.1. Enquadramento e Âmbito

O DL n.º 62/2020 em 28 de agosto de 2020, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás considerando a incorporação de gases renováveis em concertação com a Estratégia Nacional para o Hidrogénio que por sua vez estabelece um conjunto de metas e objetivos nacionais para a injeção de hidrogénio nas redes de gás determina que a REN, como operadora da concessão, desenvolva um conjunto de iniciativas com vista a garantir a qualidade e a segurança da operação futura da RNTG e do AS Carriço neste novo quadro.

O capítulo 3 – Pressupostos – enquadra de forma mais detalhada o contexto legislativo e regulamentar do projeto de adaptação da RNTG a misturas de hidrogénio.

O presente exercício de PDIRG procura identificar os ativos associados às infraestruturas da rede de transporte e de armazenagem do Carriço que carecem de intervenção ou substituição. Uma vez que as entradas de gás no Terminal de GNL são exclusivamente feitas por via marítima, esta infraestrutura não será afetada pela incorporação de misturas de hidrogénio na RNTG.

O projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de hidrogénio, que se apresenta neste capítulo, beneficia da partilha do conhecimento interno com outros operadores europeus, com fornecedores de equipamentos, universidades, entre outros. Os pressupostos utilizados estão alinhados com as melhores práticas e conhecimento existente à data de elaboração do presente Plano.

Dado o carácter particular e pioneiro deste projeto será necessário desenvolver um conjunto de estudos específicos abrangendo áreas técnicas e de segurança. Os resultados de alguns destes estudos, que fazem eles mesmo parte do projeto, poderão ter impacto no desenvolvimento do projeto ao nível do âmbito, prazo de execução ou valor de investimento.

Em outubro de 2020, a REN submeteu a candidatura do projeto “H2RENGRID - Enabler for decarbonisation” aos fundos disponíveis no programa Innovation Fund da Comissão Europeia (CE). Este projeto, que inclui os investimentos apresentados neste capítulo, visa o recebimento de apoios financeiros a fundo perdido da CE, para preparar à escala nacional a infraestrutura da RNTG e do AS Carriço, de modo a dar cumprimento aos objetivos decorrentes da Estratégia Nacional para o Hidrogénio.

Assim, os quadros apresentados contêm uma simulação dos montantes de investimento, tendo também em conta a possibilidade de aprovação de um subsídio de 60% do Innovation Fund da Comissão Europeia.

Importa referir que a execução deste projeto implica um aumento nos custos operacionais, estimado em cerca de 0,25 M€ anuais.

## 4.10.2. Investimento na Rede Nacional de Transporte de Gás

### GASODUTOS

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

Incluídos no projeto estão estudos específicos para confirmar e certificar a adequação da RNTG à introdução de misturas com hidrogénio. Estes estudos verificarão, entre outros, os impactos nas propriedades e fragilização do aço bem como a amplitude e frequência admissíveis dos ciclos de pressão. Em face de eventuais novos critérios de aceitabilidade serão reanalisadas as modificações efectuadas na tubagem, tais como picagens em carga e reparações, e revistos os critérios de severidade dos defeitos identificados na tubagem.

O teor de hidrogénio aumenta a velocidade de propagação de fenda no aço. A tecnologia de inspeção interna atualmente utilizada, não só na REN, mas também nos seus congéneres europeus, o MFL standard, será substituída por novas tecnologias, ainda em desenvolvimento, com maior capacidade de deteção de fendas (SMFL e EMAT). A frequência das atividades de inspeção e monitorização será aumentada. Outras rotinas constantes do Plano de Gestão de Integridade serão também reforçadas tais como a deteção e localização de fugas e campanhas de inspeção e monitorização.

### SISTEMAS DE CONTROLO

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

A adaptação do sistema à introdução de misturas de hidrogénio necessita de ferramentas capazes de monitorizar a qualidade do gás no sistema, através de leitura em equipamentos ou ferramentas de simulação ('gas tracking') e controlar a mistura por forma a evitar flutuações na composição que possam afectar a queima no consumidor final. O sistema também será capaz de gerir, a nível técnico e comercial, os pontos de injeção na rede.

As ferramentas habitualmente utilizadas pela Gestão Técnica Global – SCADA, SIMONE, ATR e IGN – deverão ser objeto de reestruturação. Relativamente aos produtores, terão de ser criadas novas ferramentas. Tendo como objetivo evitar a dispersão de aplicações será feita a integração destas num único ambiente de trabalho envolvendo as vertentes de alarmística, comandos, simulação e análise de tendências, gestão da qualidade do gás, balanceamentos físicos e comerciais bem com a gestão de operadores, comercializadores e produtores.

## EQUIPAMENTO DE SUPERFÍCIE

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

Serão também analisadas as condições de selagem dos diversos equipamentos sob pressão (válvulas, reservatórios, permutadores, entre outros) face à previsível maior fugacidade das misturas com hidrogénio.

## EQUIPAMENTOS DE ANÁLISE E MEDIÇÃO

Os cromatógrafos atualmente instalados utilizam hélio como gás de transporte (gás que transporta a mistura a analisar) resultando na incapacidade de deteção do hidrogénio que é um gás com características semelhantes, nomeadamente ao nível da condutividade. Esta situação pode ser ultrapassada reconvertendo os atuais cromatógrafos com uma coluna específica para hidrogénio e alterando o gás de transporte para árgon, com a instalação de um analisador de hidrogénio em série com os atuais cromatógrafos ou com a substituição destes por cromatógrafos certificados para misturas com hidrogénio. A solução a adotar será decidida caso a caso.

A introdução de hidrogénio afeta vários parâmetros com influência na medição da mistura nomeadamente a densidade, poder calorífico, compressibilidade, viscosidade, entre outras. No caso dos caudalímetros do tipo vortex existe incompatibilidade física no princípio de medição (vórtice de Von Kármán) que obriga à substituição de todos os caudalímetros deste tipo. Relativamente a outros princípios de medição volumétrica (turbina e ultrassom) não foram identificadas incompatibilidades no princípio de medição, mas as alterações dos parâmetros obrigam a ajustes relativamente à gama de medição, precisão e necessária recertificação.

### 4.10.3. Intervenção no AS do Carriço

#### CAVIDADES

É necessário aprofundar um conjunto de estudos e avaliações técnicas que permitam validar a adequação das cavidades salinas para admissão de misturas de hidrogénio de modo a identificar possíveis restrições operacionais e recomendações de modificações nos equipamentos que não sejam compatíveis. Como exemplo referem-se os seguintes:

- Inspeções/Estudos bacteriológicos - O hidrogénio pode ser utilizado como fonte de energia em meio anaeróbico por micro-organismos cujo resultado é a formação de sulfureto de hidrogénio (gás sulfídrico) que é um gás tóxico e agressivo para os equipamentos. A avaliação do potencial para a ocorrência deste fenómeno incluirá várias amostragens à salmoura das cavidades e deverá estudar e colocar em prática soluções mitigadores tais como a injeção regular de bactericida e instalação de unidades de separação;

- Estudos de comportamento de materiais - A coexistência em condições de muito alta pressão de gás, hidrogénio, água e sulfureto de hidrogénio cria condições que importa avaliar, nomeadamente no que diz respeito à corrosão acelerada nas tubagens verticais e cabeça do poço bem como no que respeita à permeabilidade destes;
- Estudos geomecânicos e análise de capacidade - O teor de hidrogénio na mistura altera o factor de compressibilidade desta e conseqüentemente a capacidade de armazenamento, em termos de volume e em energia. Deverão também ser redefinidos os limites de pressão e caudal das cavidades;
- O Projeto implica também o reforço dos programas de inspeção intrusiva atualmente em vigor (Programas de Gestão de Integridade) – sonares e monitorização das tubagens verticais ('casing logs').

## EQUIPAMENTO SUPERFÍCIE

As alterações enumeradas no capítulo anterior referentes ao gasoduto, sistemas de aquecimento e equipamentos de análise e medição serão implementadas também nos equipamentos de superfície da instalação de Armazenamento Subterrâneo do Carriço.

Será necessário avaliar as alterações necessárias para a adequação do processo de desidratação em gases com misturas de hidrogénio até 15% de mistura, bem como em outros equipamentos tais como sistema de comando e controlo, sistema de glicol, juntas e elastómeros.

## GRUPOS MOTOR/COMPRESSOR DE ALTA PRESSÃO

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.

Os atuais compressores de alta pressão destinados à injeção de gás nas cavidades necessitam ser adaptados substituindo as cabeças dos cilindros, adequando os maciços, sistemas de amortecimento e de despressurização.

## ELETRICIDADE E CONTROLO

No âmbito da substituição dos atuais motores de combustão interna por motores elétricos será necessária a adaptação e reforço da atual instalação elétrica. Incluído no projeto estão a aquisição e instalação de dois novos transformadores de potência, equipamentos de variação de velocidade, normobloco, subestação GIS de 60 kV, e linha de alimentação a 60 kV.

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.

### 4.10.4. Valor de Investimento Previsto

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com informação da necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro e segundo quinquénios.

QUADRO 4-18

#### Investimento previsto para o projeto de adaptação da RNTG e AS Carricho a misturas de hidrogénio

Projeto de adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio	DFI	Parcelares		Quinquénios PDIRG	
		TOTAL PROJETO*	PDIRGN 2022 - 2031	2022 - 2026	2027 - 2031
<b>TOTAL (com subsídio de 60% do Innovation Fund)</b>	16,390	16,390	16,130	14,392	1,738
<b>TOTAL (sem subsídio de 60% do Innovation Fund)</b>	40,975	40,975	40,325	35,980	4,345
<b>RNTG (com subsídio de 60% do Innovation Fund)</b>	6,240	6,240	6,020	4,820	1,200
<b>RNTG (sem subsídio de 60% do Innovation Fund)</b>	15,600	15,600	15,050	12,050	3,000
Gasodutos		6,750	6,200	3,200	3,000
Sistemas de Controlo		4,200	4,200	4,200	0,000
Equipamento de Superfície		2,850	2,850	2,850	0,000
Análise e Medição		1,800	1,800	1,800	0,000
<b>AS Carricho (com subsídio de 60% do Innovation Fund)</b>	10,150	10,150	10,110	9,572	0,538
<b>AS Carricho (sem subsídio de 60% do Innovation Fund)</b>	25,375	25,375	25,275	23,930	1,345
Cavidades		2,215	2,215	1,495	0,720
Equipamento de Superfície		2,160	2,060	1,435	0,625
Grupos Motor-Compressor		12,000	12,000	12,000	0,000
Eletricidade e Controlo		9,000	9,000	9,000	0,000

Unidades: M€

\*O valor total do projeto corresponde a 40,975 M€, dos quais 0,650 M€ estão previstos para os anos 2032 e 2033 (fora do horizonte temporal do presente Plano PDIRG 2022-2031)

## 4.11. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS

Neste subcapítulo apresentam-se os valores das entradas em exploração a custos totais dos Projetos Base apresentados no capítulo 4. Aos montantes apresentados a custos diretos externos foram acrescidos 10% na RNTG, na Gestão Técnica Global, no TGNL de Sines e no AS do Carricho, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros.

### 4.11.1. Valores das entradas em exploração dos Projetos Base

No quadro seguinte apresentam-se os valores de entradas em exploração a custos diretos externos, a parcela correspondente aos encargos de estrutura, gestão e financeiros, e o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde às entradas em exploração a custos totais.

QUADRO 4-19

Projetos Base - Entradas em exploração dos Projetos Base a Custos Totais \*

Projetos Base	Parcelares			Cronograma das entradas em exploração					
	TOTAL PROJETO	DFI 2022-2024	PDIRG 2022-2031	2022	2023	2024	2025	2026	2027 - 2031
Projetos Base a custos totais (projeto hidrogénio subsidiado pelo <i>Innovation Fund</i> da CE)	110,407	50,829	110,121						46,451
Projetos Base a custos totais (projeto hidrogénio sem subsídio do <i>Innovation Fund</i> da CE)	137,451	77,872	136,736						49,319
<b>Custos totais – RNTG</b>	<b>52,089</b>	<b>13,437</b>	<b>52,089</b>	3,229	4,934	5,275	6,974	4,224	27,454
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	47,353	12,215	47,353	2,935	4,485	4,795	6,340	3,840	24,958
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	4,735	1,222	4,735	0,294	0,449	0,480	0,634	0,384	2,496
<b>Custos totais – Terminal de GNL</b>	<b>22,128</b>	<b>11,880</b>	<b>22,128</b>	2,310	2,585	2,585	4,070	1,870	8,708
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	20,117	10,800	20,117	2,100	2,350	2,350	3,700	1,700	7,917
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	2,012	1,080	2,012	0,210	0,235	0,235	0,370	0,170	0,792
<b>Custos totais – AS Carriço</b>	<b>4,978</b>	<b>1,705</b>	<b>4,978</b>	0,248	0,990	0,468	0,468	0,468	2,338
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	4,525	1,550	4,525	0,225	0,900	0,425	0,425	0,425	2,125
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,453	0,155	0,453	0,023	0,090	0,043	0,043	0,043	0,213
<b>Custos totais - Gestão Técnica Global</b>	<b>13,184</b>	<b>5,778</b>	<b>13,184</b>	2,903	2,081	0,794	0,871	0,495	6,039
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	11,985	5,253	11,985	2,639	1,892	0,722	0,792	0,450	5,490
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1,199	0,525	1,199	0,264	0,189	0,072	0,079	0,045	0,549
<b>Custos totais – Projeto Hidrogénio (subsidiado pelo <i>Innovation Fund</i> da CE)</b>	<b>18,029</b>	<b>18,029</b>	<b>17,743</b>	**	**	**	**	**	1,912
Custos totais – Projeto Hidrogénio	45,073	45,073	44,358	**	**	**	**	**	4,780
Valores a Custos Diretos Externos (CDE)	40,975	40,975	40,325	**	**	**	**	**	4,345
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	4,098	4,098	4,033	**	**	**	**	**	0,435

Unidade: M(€)

\* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2027-2031) da tabela correspondem ao investimento acumulado nos 5 anos (de 2027 a 2031). O investimento anual dos projetos de Remodelação e Modernização e de Gestão Integrada de Vegetação para o segundo quinquénio (2027-2031) foi estimado de acordo com a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio (2022-2026). No caso concreto dos investimentos de Remodelação e Modernização do TGNL de Sines, a média dos últimos 3 anos do primeiro quinquénio foi aplicada sem ter em conta o investimento na 4ª Baía de enchimento (cujo investimento está previsto para os anos 2024 e 2025).

\*\* A calendarização específica e determinação de precedências de algumas das atividades relacionadas o projeto de adaptação da RNTIAT à introdução de misturas de hidrogénio está dependente dos resultados de estudos e análises a efetuar. Assim, não é apresentada a calendarização anual detalhada dos investimentos previstos dado que, à data de execução do Plano, esta não poder ser considerada como definitiva.



5

**PROJETOS  
COMPLEMENTARES  
DO PDIRG**

**REN** 

## 5.1. ENQUADRAMENTO

Os Projetos Complementares da proposta de PDIRG são projetos que decorrem de novas necessidades com origem externa à RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos pelo ORT. A realização destes projetos está condicionada 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.

Nesta edição do Plano efetuam-se análises aos investimentos potenciais associados à adaptação do Cais do TGNL de Sines, ao projeto complementar do eixo nacional de transporte de hidrogénio e ao projeto complementar da 3ª interligação Portugal-Espanha.

## 5.2. ABASTECIMENTO DE GNL NO ÂMBITO DO SMALL SCALE LNG

Este subcapítulo visa uma análise à possibilidade de instalação em Sines de infraestruturas associadas ao abastecimento de GNL no âmbito do *Small Scale LNG (SSLNG)*.

### 5.2.1. Enquadramento

A Diretiva Europeia 2014/94/EU estabelece um conjunto de metas para os estados membros relativamente à implementação do gás natural como combustível no setor dos transportes marítimos, determinando, entre outras, a disponibilização de pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos nacionais. Esta Diretiva foi transposta para o Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho, no qual se determina a elaboração de um Quadro de Ação Nacional (QAN), posteriormente aprovado em Conselho de Ministros.

O QAN, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 88/2017, pretende fazer uma avaliação da situação atual e do desenvolvimento futuro do mercado no que se refere aos combustíveis alternativos para o setor dos transportes. Outro grande objetivo do QAN é a definição dos objetivos e metas nacionais para a criação de infraestruturas de disponibilização de combustíveis alternativos, assim como as medidas necessárias que assegurem que estes objetivos e metas sejam alcançados nos prazos estabelecidos. No que toca aos objetivos e metas para os pontos de abastecimento de GNL nos portos marítimos, os prazos referem-se a 2025.

Salienta-se que o papel individual de cada um dos *stakeholders* do sector no processo de criação das infraestruturas que permitam concretizar os objetivos propostos, não é especificado no QAN ou no Decreto-Lei n.º 60/2017.

Mais recentemente, na lei do Orçamento de Estado para 2020 (Lei n.º 2/2020, de 31 de março), publicada em Diário da República, lê-se no seu Artigo 291º - Utilização de gás natural liquefeito em viagens marítimas, que:

- 1 — Durante o ano de 2020, o Governo promove a utilização de gás natural liquefeito (GNL) nas viagens marítimas entre o continente e as ilhas dos Açores e da Madeira e nas viagens fluviais de cruzeiros na via navegável do Douro.
- 2 — Durante o ano de 2020, o Governo toma as diligências necessárias para avaliar a viabilidade económica de soluções que permitam o abastecimento de navios a GNL e o fornecimento de energia elétrica nos portos de Leixões, Lisboa, Sines e Praia da Vitória da rede principal da rede transeuropeia de transportes (RTE -T), de acordo com a Estratégia para o Aumento da Competitividade Portuária 2016-2026.”

Não obstante todo este contexto, até março de 2021, data de entrega da presente proposta de PDIRG, não foram observados desenvolvimentos quanto a uma concretização de uma política energética nacional de suporte à fundamentação de possíveis investimentos no Terminal de Sines.

### 5.2.1. PDIRGN 2020-2029

Na proposta de PDIRGN 2020-2029, com o propósito de abrir a possibilidade de abastecimento de GNL em Sines para o abastecimento de navios de menores dimensões capazes de assegurar o transporte de GNL até outros navios que o solicitem ou a unidades satélites de armazenamento, foram apresentadas duas alternativas: (i) adaptação do atual cais de descarga, num investimento de menor volume e também menor prazo de realização; (ii) construção de um novo cais, próximo do atual, com um investimento mais elevado e maior prazo para concretização.

Perante a pouca informação disponível nesta componente, nomeadamente ao nível de objetivos e metas, na proposta de PDIRGN 2020-2029 foi equacionada a possibilidade de adaptação do atual cais de descarga para o efeito, como uma solução transitória que apresenta um custo de realização significativamente mais reduzido.

No seu parecer à proposta de PDIRGN 2020-2029, a ERSE, embora reconhecendo o transporte marítimo como potencial nova forma de utilização de GNL e a sua importância como eixo na descarbonização da economia, recomenda, todavia, o desenvolvimento de estudos independentes e mais aprofundados sobre as soluções de investimento identificadas.

### 5.2.1. PDIRG 2022-2031

Na presente edição do PDIRG, atendendo à ainda ausência de definição de uma política energética que clarifique as linhas orientadoras necessárias para as decisões de investimento no cais do TGNL de Sines relativamente ao abastecimento de GNL no âmbito do *SSLNG*, não são apresentadas propostas concretas nesta matéria para decisão no âmbito deste Plano.

Esta definição de objetivos e metas para abastecimento de GNL no âmbito do *SSLNG*, com elevada probabilidade impactará sobre as necessidades do Terminal de GNL de Sines, no que diz respeito à realização de operações de descarga e carga de navios de GNL. Devido à natureza distinta das operações de descarga e de carga de GNL, e dada a não despreciable probabilidade de ocorrência simultânea dessas operações nas necessidades de utilização do Cais do TGNL, a utilização do mesmo relativamente a descargas e cargas carece primeiramente de devida regulamentação, de forma a que as decisões de investimento no Terminal possam ser devidamente fundamentadas.

Assim, a REN espera que o previsto desenvolvimento da política energética nacional nesta matéria possa permitir, de forma mais fundamentada, avaliar qual o tipo de investimento que melhor se adequará à satisfação dos objetivos e das metas nacionais no que se refere ao *Small Scale LNG*. Um estudo desta natureza afigura-se dever abarcar diferentes sectores estratégicos nacionais, dos quais, para além da Energia, se evidenciam logo à partida os Transportes e o Mar.

Deste modo, considera-se que à data de elaboração desta proposta de PDIRG não estão reunidas as condições para que a REN possa propor novamente como possível solução a adaptação do atual cais de acostagem do TGNL de Sines, remetendo-se tal decisão para exercícios futuros de PDIRG, tendo em conta um melhor enquadramento regulatório e legislativo nacional.



6

**PROJETO COMPLEMENTAR  
DE EIXO NACIONAL DE  
TRANSPORTE  
DE HIDROGÉNIO**

**REN** 

## Projeto Complementar de Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio

O presente PDIRG inclui um conjunto de investimentos associados à análise e capacitação das redes e infraestruturas para a receção de hidrogénio, um dos gases de origem renovável mais exigente para as infraestruturas e redes e por isso objeto deste esforço de adaptação.

Estes projetos são incluídos como projetos base neste PDIRG e constituem o primeiro passo para permitir a introdução de hidrogénio no SNG incluindo a monitorização controlo e gestão dos níveis de mistura no SNG. Têm como objetivo 10% a 15% de concentração de hidrogénio em volume como estabelecido para 2030 no Plano Nacional para o Hidrogénio publicado na RCM n.º 63/2020 de 14 de agosto. O desenvolvimento destes projetos inicia-se com uma fase de estudos evoluindo progressivamente para os investimentos associados, com ênfase no armazenamento subterrâneo que pelas suas características, importância e criticidade (níveis de pressão especialmente elevados) será objeto de uma reformulação mais aprofundada no sentido de compatibilizar estas instalações com o processamento de misturas de hidrogénio em concentração elevada.

Deve ser relevado que os projetos previstos neste PDIRG, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 62/2020 de 28 de agosto, serão, sempre que aplicável, realizados tendo em conta a sua compatibilidade com a utilização de misturas de GN/H<sub>2</sub> até 100%.

Considerando os objetivos de 2040 (20 a 40% de hidrogénio em volume), será possível nos próximos exercícios de PDIRG dimensionar as fases seguintes do esforço para cumprir com todos os requisitos de segurança, em função do conhecimento entretanto adquirido pelos investimentos agora previstos, operação e abastecimento dos utilizadores, associados a percentagens elevadas de hidrogénio. Isto será realizado de forma a garantir a adequação da RNTG e concretizar o eixo nacional de transporte de hidrogénio, compatível com concentrações até 100% de hidrogénio.

As projeções atuais de investimento para garantir em redes existentes a compatibilidade total com hidrogénio, apontam para cerca de 10 a 15% do valor de investimento de uma rede equivalente nova. Em futuros PDIRG, em função do conhecimento disponível e dos resultados dos estudos de avaliação que serão lançados, serão avaliados os investimentos necessários.

Alguns estudos indicam que até 20% de concentração de hidrogénio no fluxo de gás será possível a compatibilização com a maioria dos equipamentos termodomésticos dos utilizadores de gás natural. Para concentrações superiores de hidrogénio, a sua alteração ou substituição terá de ser equacionada. Neste contexto, serão necessariamente equacionadas opções de zonamento, em favor da estabilidade da gama admissível de hidrogénio nas redes associadas, tendo por isso estas redes de estar desde logo dimensionadas para operar com concentrações de hidrogénio próximas dos 100%. O zonamento da rede pode vir a ser uma solução local ou mesmo regional numa primeira fase. Não sendo possível programar desde já a sua localização, a viabilização do zonamento obriga a que as redes em causa sejam compatíveis com 100% de hidrogénio no horizonte de 2040. Esta realidade não impede que pontualmente possam existir concentrações de hidrogénio superiores às estabelecidas em áreas específicas das redes ou das infraestruturas, neste caso antecipadamente preparadas para hidrogénio como será o caso de redes locais com 100% de hidrogénio integradas no SNG.

Assim, considera-se que o perfil de investimento deste PDIRG, no que ao hidrogénio diz respeito, permite cumprir em segurança o processo de introdução progressiva previsto na Lei até 2030, e perspetiva com prudência, os investimentos seguintes a definir em fases posteriores.

Não estão ainda previstos projetos piloto ou redes locais. Sendo considerados essenciais nesta fase, serão apresentados oportunamente de forma casuística em resposta à procura, como igualmente sugere a recente proposta de revisão regulamentar do gás prevista pela ERSE.

Em conclusão, os projetos associados ao hidrogénio previstos neste PDIRG como Projetos Base, apontam fundamentalmente para a adequação das infraestruturas e redes tendo apenas em conta os objetivos de 2030 para a incorporação de gases de origem renovável, em particular o hidrogénio, sendo os investimentos necessários à compatibilização total das infraestruturas e redes de gás com o hidrogénio identificados e propostos em função das análises em curso e a incluir num horizonte pós 2025 até 2040, a considerar em futuros PDIRG.



7

**PROJETO COMPLEMENTAR  
da 3ª INTERLIGAÇÃO ENTRE  
PORTUGAL E ESPANHA**

**REN** 

## Projeto Complementar da 3.<sup>a</sup> Interligação Portugal-Espanha

A primeira fase da 3.<sup>a</sup> interligação foi prevista ser constituída por um gasoduto com início na estação de junção JCT 13200-Celorico da Beira, no Distrito da Guarda, desenvolvendo-se para Norte, em direção a Vale de Frades (na fronteira entre Portugal e Espanha), entrando em território espanhol através da província de Zamora. O projeto foi alvo de DIA desfavorável, em 05/02/2018, relativamente ao traçado inicialmente proposto e sujeito a AIA (processo n.º 2871).

A concretização da 3.<sup>a</sup> interligação ficou também associada à realização do projeto STEP (primeira fase do projeto MIDCAT), relativo à construção de uma nova interligação entre Espanha e França na zona leste dos Pirenéus, bem como à concessão de subsídios europeus a fundo perdido para a sua construção, o que estaria de acordo com as orientações da ERSE e do Estado Concedente relativamente a este projeto, e também com o referido em sede de reuniões conduzidas pela Comissão Europeia no âmbito do 'High Level Group' (HLG) para as interligações no sudoeste europeu.

Deste modo, a decisão final de investimento da 3.<sup>a</sup> Interligação deveria ser articulada com o desenvolvimento do projeto STEP, devendo estes projetos ser considerados mutuamente dependentes, no sentido de garantir a integração dos sistemas de gás ibéricos e de salvaguardar que ao SNG é simultaneamente viabilizada a oportunidade de integração com o resto dos sistemas europeus, em paralelo com o sistema espanhol aquando da operacionalização do projeto STEP/MIDCAT. 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.

No final de 2019, o projeto da 3.<sup>a</sup> interligação entre Portugal e Espanha, designado no âmbito do CEF como projeto PIC 5.4.1, não obteve a renovação do estatuto de PIC na publicação da 4.<sup>a</sup> 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 Plano Decenal Europeu de Infraestruturas Gasistas de 2020 (TYNDP 2020), o que inviabilizou a sua candidatura à 5.<sup>a</sup> lista de projetos PIC. Esta situação foi consequência do anterior parecer negativo conjunto do Regulador Francês (CRE) e do Regulador Espanhol (CNMC) à Análise Custo-benefício do projeto do gasoduto STEP de interligação entre Espanha e França, na sequência do qual o Estado Membro Espanhol retirou o apoio às candidaturas dos projetos STEP e 3.<sup>a</sup> interligação à 5.<sup>a</sup> lista de PIC.

Com esta envolvente, considera-se que enquanto não for retomado o apoio do Reino de Espanha e do operador da rede de transporte interligada (a Enagás, enquanto segundo promotor), não será possível avançar o processo de candidatura da 3.<sup>a</sup> interligação gasista entre Portugal e Espanha às listas de PIC. Admite-se que tal possa suceder eventualmente num novo contexto associado ao papel das infraestruturas de gás na transição energética, nomeadamente face ao papel que Portugal poderá desempenhar na produção e no transporte de gases descarbonizados / hidrogénio verde, em linha com a estratégia nacional de política energética e ambiental (nomeadamente vertida no RNC 2050, PNEC 2030 e Estratégia Nacional para o Hidrogénio, sob o enquadramento do DL n.º 62/2020) e com a estratégia europeia para o hidrogénio (corporizada nos objetivos da

European Clean Hydrogen Alliance). Tal passará também pelo apoio que o Regulamento TEN-E, atualmente em fase de revisão, possa vir a proporcionar a este tipo de projetos, uma vez que a concessão de subsídios à construção é considerada essencial para assegurar a respetiva viabilidade económica.

Assim, de momento não se encontram reunidas as condições mínimas para que o operador da RNTG possa propor o projeto da 3.<sup>a</sup> 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 6.<sup>a</sup> 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.

### Estação de compressão do Carregado

Subordinado a futura decisão sobre a realização do projeto da 3.<sup>a</sup> Interligação Portugal-Espanha, um eventual investimento na Estação de compressão do Carregado deve ser decidido em edições futuras do PDIRG de modo a fazer coincidir as datas de entrada em operação destes dois projetos, a menos que um aumento nos consumos na RNTG ou a necessidade de garantir a reversibilidade de fluxo com a rede interligada de Espanha justifiquem uma alteração de posicionamento, o que não acontece à data de elaboração desta proposta de PDIRG.



8

**IMPACTO DOS  
INVESTIMENTOS  
APRESENTADOS NO  
PDIRG**

**REN**

## 8.1. IMPACTO TARIFÁRIO

Neste capítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos propostos no presente PDIRG 2022-2031.

A volatilidade acentuada da procura de gás induzida pelas centrais de ciclo combinado tem sido uma característica do setor, sendo os respetivos efeitos tarifários atenuados pelos mecanismos instituídos na regulamentação em vigor com efeito positivo na mitigação dessa volatilidade.

O proveito unitário tem por base a evolução da base de ativos regulada associada às amortizações e investimentos no período do PDIRG, bem como a previsão de procura. Relativamente ao valor do ativo regulado, qualquer das análises reflete uma redução ao longo do período do Plano decorrente de um valor de investimento substancialmente inferior ao das amortizações anuais, com reflexo direto no valor dos proveitos. Quanto aos cenários de procura projetados para o período do Plano, todos traduzem uma redução da procura no mercado elétrico, com uma redução nesse setor cerca de 68% face a 2021, sendo contudo a procura total relativamente estável nos anos subsequentes.

Para a realização da análise aos proveitos permitidos foi assumido um conjunto de pressupostos de base, que se encontram descritos nos pontos seguintes:

7. O custo com capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos em exploração e os novos investimentos previstos no PDIRG 2022-2031 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 10% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carricho, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
8. Considera-se que os custos de exploração se mantêm constantes ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
9. Os ajustamentos / desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos permitidos (para permitir evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento e atuação da empresa);
10. A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 4,5%;
11. A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em operação; (2) investimentos em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRGN; e (3) Projetos Base propostos no presente Plano PDIRG 2022-2031<sup>24</sup>, efetuando-se análises independentes no caso dos investimentos associados à injeção de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS Carricho (com e sem atribuição de subsídio a fundo perdido do *Innovation Fund* da Comissão Europeia);
12. Relativamente aos consumos de gás, consideram-se três cenários submetidos à DGEG para consideração na proposta de RMSA-G 2020 - o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior - tal como definidos no capítulo 3 do presente Plano.

A partir dos pressupostos de base definidos anteriormente, efetuaram-se as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, num total de nove simulações, de acordo

<sup>24</sup> Não se prevê a realização de Projetos Complementares na presente proposta de PDIRG 2022-2031.

com as variáveis definidas no quadro seguinte, referentes às seguintes combinações de agrupamentos de investimentos:

- Projetos Base em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRGN + Projetos Base do PDIRG 2022-2031 excluindo os investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e AS do Carriço (simulações A1, A2 e A3);
- Projetos Base em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRGN + Projetos Base do PDIRG 2022-2031, incluindo os 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* (simulações B1, B2 e B3);
- Projetos Base em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRGN + Projetos Base do PDIRG 2022-2031, incluindo os investimentos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e As Carriço, sem qualquer atribuição de subsídio a fundo perdido (simulações C1, C2 e C3).

QUADRO 8-1

**Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários associados aos Projetos do PDIRG 2022-2031**

Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura / Simulações (A,B e C)		
		Central	Superior	Inferior
<b>Gráfico A</b>	Projetos Base do PDIRG 2022-2031 sem inclusão do investimento associado ao hidrogénio	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
<b>Gráfico B</b>	Projetos Base do PDIRG 2022-2031 incluindo o investimento associado ao hidrogénio com subsídio a fundo perdido de 60% ( <i>Innovation Fund</i> )	<b>B1</b>	<b>B2</b>	<b>B3</b>
<b>Gráfico C</b>	Projetos Base do PDIRG 2022-2031 incluindo o investimento associado ao hidrogénio sem qualquer subsídio a fundo perdido	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>

**8.1.1. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 sem inclusão do investimento associado à introdução de hidrogénio (na RNTG e no AS Carriço)**

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRGN 2022-2031 sem inclusão do investimento associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise.

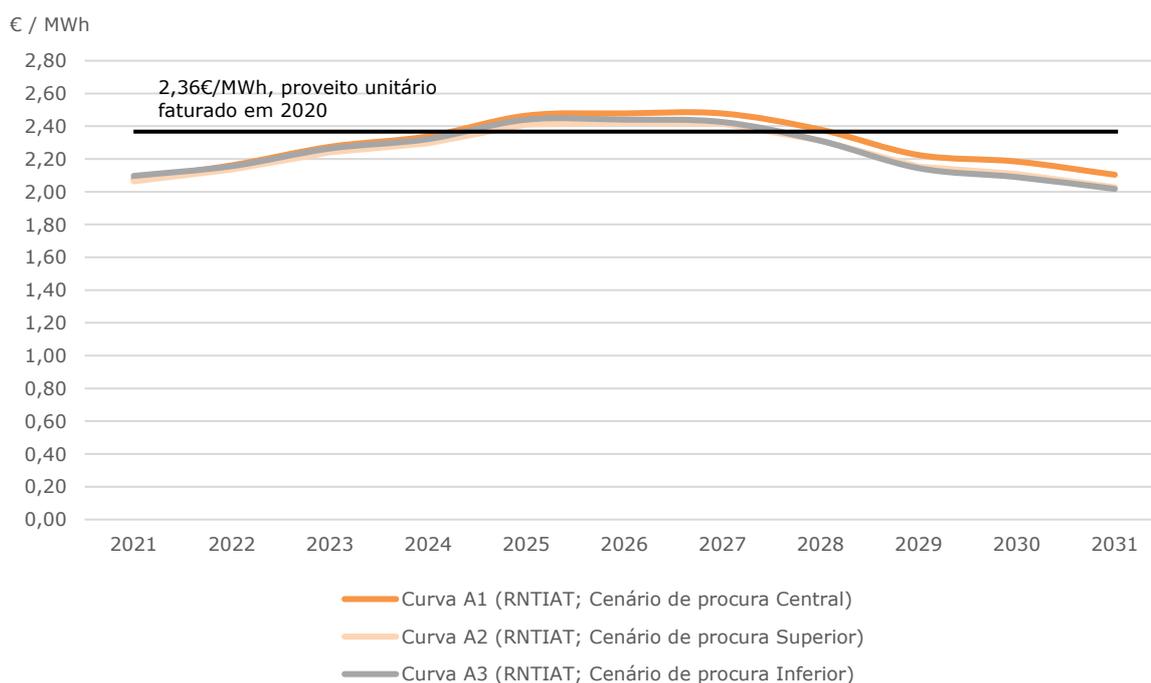
Considerando os pressupostos base definidos no subcapítulo 8.1, efetuaram-se simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRGN 2022-2031 sem inclusão do investimento associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, para os três cenários de procura

identificados. A linha horizontal do gráfico indica o proveito unitário resultante da faturação e do consumo do ano 2020, quantificado em 2,36 €/MWh, relativo a uma procura de 66,9 TWh. Este valor referencia o custo unitário atual suportado pelos agentes.

FIGURA 8-1

**Gráfico A - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 sem inclusão do investimento associado ao hidrogénio (simulações A1, A2 e A3)**



A figura anterior apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, considerando o impacto dos Projetos Base propostos no presente Plano PDIRG 2022-2031 sem inclusão do investimento associado ao hidrogénio, para os Cenários de procura Central, Superior e Inferior.

Nos três cenários de procura em análise, apesar da redução do ativo no período do plano, por se investir sempre abaixo do valor da amortização anual, decorrente do reduzido investimento associado aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 (sem investimento no hidrogénio), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio (mais concretamente até ao ano 2027), e uma tendência decrescente no segundo quinquénio do Plano. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se apenas pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários, decorrente da redução de consumo nos ciclos combinados a gás, devido ao aumento da penetração de FER. 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 como já referido.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveito unitário permitido e respetivas variações no horizonte temporal do Plano, associados aos três cenários de procura:

- Cenário de procura Central:
  - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,08€/MWh em 2021, 2,48€/MWh em 2026 e de 2,10€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 19% (equivalente a 0,40€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -15% (equivalente a -0,37€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031). Só em 2025 se ultrapassa o nível de proveitos permitidos unitários ocorridos em 2020;
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,6% no primeiro quinquénio, -3,2% no segundo quinquénio, e 0,1% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.
  
- Cenário de procura Superior:
  - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,06€/MWh em 2021, 2,42€/MWh em 2026 e de 2,03€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 17% (equivalente a 0,36€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -16% (equivalente a -0,39€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031). Só em 2025 se ultrapassa o nível de proveitos permitidos unitários ocorridos em 2020;
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,2% no primeiro quinquénio, -3,5% no segundo quinquénio, e -0,2% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.
  
- Cenário de procura Inferior:
  - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,10€/MWh em 2021, 2,44€/MWh em 2026 e de 2,02€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 16% (equivalente a 0,34€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -17% (equivalente a -0,42€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031). Só em 2025 se ultrapassa o nível de proveitos permitidos unitários ocorridos em 2020;
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) verificadas são de 3,1% no primeiro quinquénio, -3,7% no segundo quinquénio, e -0,4% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.

### 8.1.2. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 incluindo o investimento associado ao hidrogénio com subsídio a fundo perdido de 60% (do *Innovation Fund*)

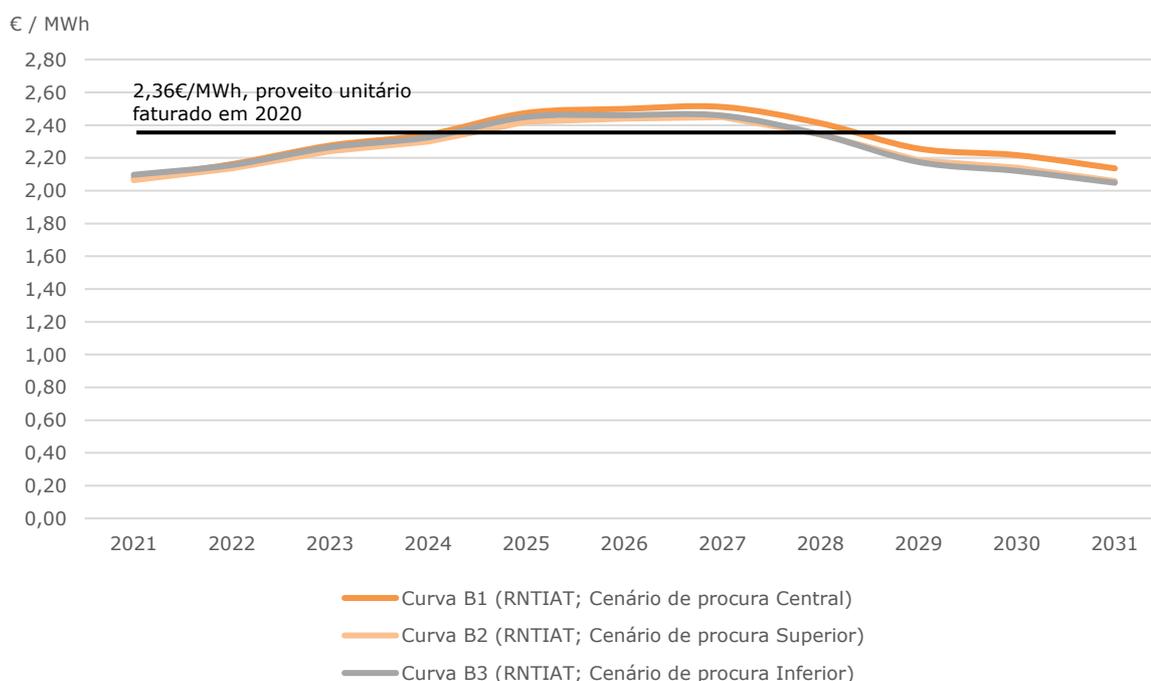
Neste subcapítulo efetua-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRGN 2022-2031, incluindo o investimento associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, considerando a possível atribuição de um subsídio a fundo perdido de 60% (Innovation Fund da Comissão Europeia), de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise.

Considerando os pressupostos base definidos no subcapítulo 8.1, efetuaram-se simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRGN 2022-2031 com a inclusão do investimento associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço com um subsídio de 60%, para os três cenários de procura identificados. A linha horizontal do gráfico indica o proveito unitário resultante da faturação e do consumo do ano 2020, quantificado em 2,36 €/MWh, relativo a uma procura de 66,9 TWh. Este valor referencia o custo unitário atual suportado pelos agentes.

FIGURA 8-2

**Gráfico B - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio com subsídio de 60% a fundo perdido (simulações B1, B2 e B3)**



A figura anterior apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, considerando o impacto dos Projetos Base propostos no presente Plano PDIRG 2022-2031 com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio incluindo a atribuição de 60% a fundo perdido, para os Cenários de procura Central, Superior e Inferior.

Nos três cenários de procura em análise, apesar da redução do ativo no período do plano, por se investir sempre abaixo do valor da amortização anual, decorrente do reduzido investimento associado aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 (com investimento no hidrogénio com possível subsídio de 60%), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio (mais concretamente até ao ano 2027), e uma tendência decrescente no segundo quinquénio do Plano. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se apenas pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários, decorrente da redução de consumo nos ciclos combinados a gás, devido ao aumento da penetração de FER. 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 como já referido.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveitos permitidos e respetivas variações no horizonte temporal do Plano, associados aos três cenários de procura:

- Cenário de procura Central:
  - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,08€/MWh em 2021, 2,50€/MWh em 2026 e de 2,14€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 20% (equivalente a 0,42€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -15% (equivalente a -0,36€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031);
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,8% no primeiro quinquénio, -3,1% no segundo quinquénio, e 0,3% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.
  
- Cenário de procura Superior:
  - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,06€/MWh em 2021, 2,44€/MWh em 2026 e de 2,06€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 18% (equivalente a 0,38€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -16% (equivalente a -0,38€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031);
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,4% no primeiro quinquénio, -3,4% no segundo quinquénio, e 0,0% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.

- Cenário de procura Inferior:
  - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,10€/MWh em 2021, 2,46€/MWh em 2026 e de 2,05€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 17% (equivalente a 0,36€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -17% (equivalente a -0,41€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031);
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,2% no primeiro quinquénio, -3,6% no segundo quinquénio, e -0,2% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.

### 8.1.3. Impacto tarifário dos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 incluindo o investimento associado ao hidrogénio sem atribuição de subsídio a fundo perdido do *Innovation Fund*

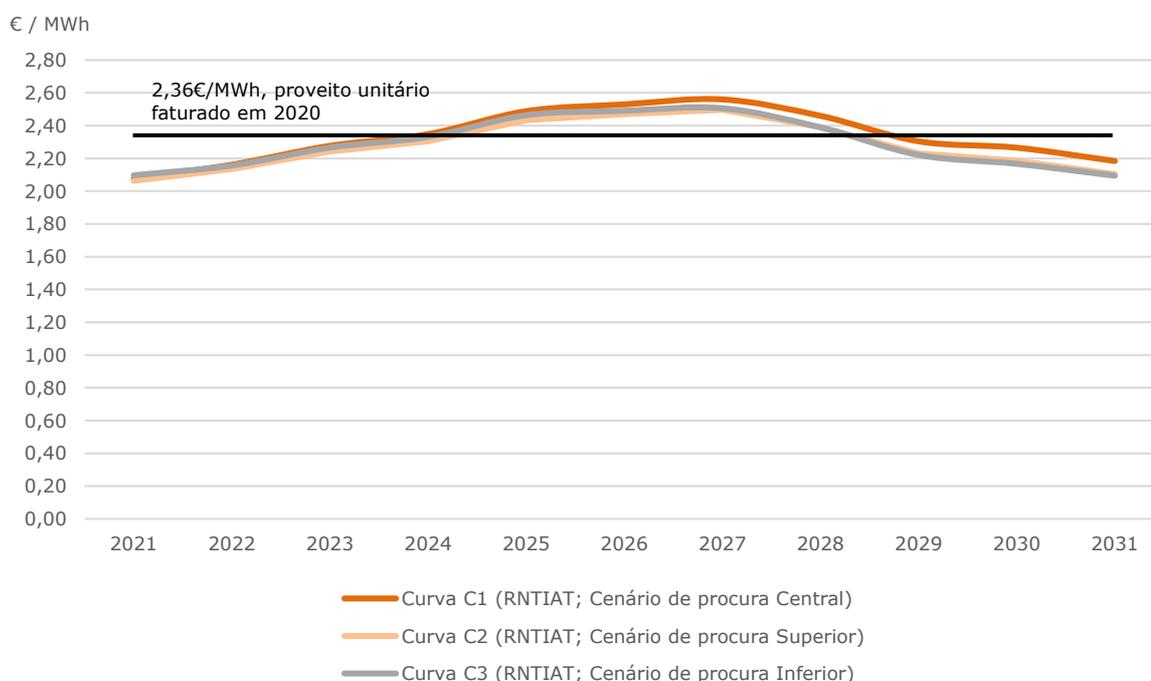
Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base do PDIRGN 2022-2031, incluindo o investimento associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço, sem atribuição de subsídios a fundo perdido, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise.

Considerando os pressupostos base definidos no subcapítulo 8.1, efetuaram-se simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRGN 2022-2031 com a inclusão do investimento associado à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carriço sem subsídios a fundo perdido, para os três cenários de procura identificados. A linha horizontal do gráfico indica o proveito unitário resultante da faturação e do consumo do ano 2020, quantificado em 2,36 €/MWh, relativo a uma procura de 66,9 TWh. Este valor referencia o custo unitário atual suportado pelos agentes.

FIGURA 8-3

**Gráfico C - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio sem subsídios (simulações C1, C2 e C3)**



A figura anterior apresenta a evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, considerando o impacto dos Projetos Base propostos no presente Plano PDIRG 2022-2031 com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio sem a atribuição de subsídios a fundo perdido, para os Cenários de procura Central, Superior e Inferior.

Nos três cenários de procura em análise, apesar da redução do ativo no período do plano, por se investir sempre abaixo do valor da amortização anual, decorrente do reduzido investimento associado aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 (com investimento no hidrogénio sem subsídios), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio (mais concretamente até ao ano 2027), e uma tendência decrescente no segundo quinquénio do Plano. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se apenas pela redução acentuada da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários, decorrente da redução de consumo nos ciclos combinados a gás, devido ao aumento da penetração de FER. 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 como já referido.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico supra, é possível quantificar os seguintes valores de proveitos permitidos e respetivas variações no horizonte temporal do Plano, associados aos três cenários de procura:

- Cenário de procura Central:

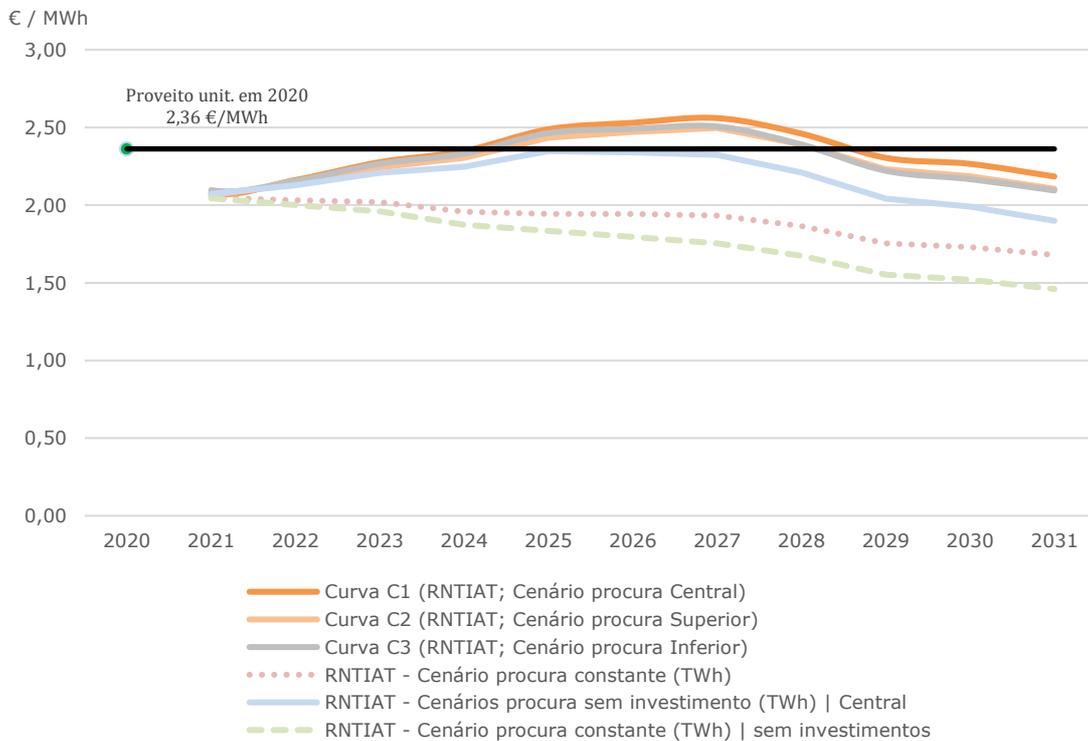
- Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,08€/MWh em 2021, 2,53€/MWh em 2026 e de 2,18€/MWh em 2031;
  - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 22% (equivalente a 0,45€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -14% (equivalente a -0,35€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031);
  - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 4,0% no primeiro quinquénio, -2,9% no segundo quinquénio, e 0,5% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.
- Cenário de procura Superior:
    - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,06€/MWh em 2021, 2,47€/MWh em 2026 e de 2,10€/MWh em 2031;
    - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 20% (equivalente a 0,41€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -15% (equivalente a -0,37€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031);
    - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,7% no primeiro quinquénio, -3,2% no segundo quinquénio, e 0,2% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.
  - Cenário de procura Inferior:
    - Verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 2,10€/MWh em 2021, 2,49€/MWh em 2026 e de 2,09€/MWh em 2031;
    - Verifica-se um incremento nos proveitos permitidos unitários de 19% (equivalente a 0,39€/MWh) no primeiro quinquénio (variação de 2021 para 2026) e uma redução nos proveitos permitidos de -16% (equivalente a -0,40€/MWh) no segundo quinquénio (variação de 2026 para 2031);
    - As taxas médias de crescimento anual (TMCA) dos proveitos permitidos verificadas são de 3,5% no primeiro quinquénio, -3,4% no segundo quinquénio, e 0,0% na totalidade do período em análise, de 2021 a 2031.

## Conclusão

Tendo por base os valores apresentados, procurou-se sintetizar num único gráfico as evoluções mais relevantes para a compreensão dos efeitos em análise, e que a seguir se identificam. Consideram-se os ativos em exploração acrescidos dos investimentos previstos no período do Plano, na situação mais desfavorável considerando a hipótese de não serem atribuídos subsídios aos investimentos associados ao hidrogénio:

FIGURA 8-4

**Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2022-2031 com a inclusão do investimento associado ao hidrogénio sem subsídios (simulações C1, C2 e C3)**



As linhas auxiliares, no gráfico acima, designadamente a evolução do proveito permitido unitário da RNTIAT sem investimento e as que correspondem a uma evolução constante da procura, refletem o efeito da redução da base de ativos regulada no quadro deste PDIRG. O nível de custo registado em 2020 é suficiente para cobrir a quase totalidade do proveito unitário no período do Plano, com exceção de três anos, apesar da substancial redução de procura que se introduziu nas projeções.

## 8.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

### 8.2.1. Projetos Base (Remodelação e Modernização)

#### METODOLOGIA PARA DECISÃO DE INVESTIMENTO

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, sendo a sua metodologia apresentada no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício:

- Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG);
- Terminal de Gás Natural Liquefeito (TGNL);
- Armazenamento Subterrâneo (AS).

A elaboração do Plano de investimentos em remodelação e modernização de ativos para o período 2022-2026 beneficia da experiência acumulada de anteriores processos de decisão e da consolidação proporcionada por mais de 20 anos de operação de um conjunto de infraestruturas fundamentais no sector do gás bem como das alterações propostas e oportunidades de melhoria recebidas através dos vários pareceres emitidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos aos diversos planos apresentados.

A proposta de PDIRGN 2018-2027 apresentou, pela primeira vez, uma metodologia combinada multicritério/custo-benefício que tem vindo a ser atualizada, processo este 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 no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício 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.

## PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Este conjunto de projetos comum às três infraestruturas compreende os projetos que surgem da identificação de uma necessidade operacional. A implementação de uma solução para a necessidade identificada vai originar vantagens operacionais seja ao nível de custos e/ou de segurança. Por outro lado, existem projetos em que a sua execução é a única opção seja por derivarem da necessidade de criação ou melhoramento de condições operacionais na infraestrutura ou pela necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparar as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas existentes com o conhecimento atual baseando-se nos pressupostos referidos no capítulo 3 e na metodologia apresentada no Anexo 3 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício.

A análise efetuada para todos os projetos propostos no âmbito da Melhoria Operacional baseou-se nos seguintes atributos que geram benefícios:

- Indicador de Criticidade;
- Capacidade em risco de interrupção;
- Redução de probabilidade de falha;
- Melhoria para a segurança de pessoas e bens;
- Redução de impactos ambientais;
- Eficiência do Sistema;
- Risco Social;
- Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas.

O processo de análise para este tipo de projeto tem como principais objetivos, os seguintes:

- a) Determinar se o projeto é viável, i.e., se é um investimento adequado relacionando os atributos acima referidos com os custos do projeto;
- b) Comparar as várias alternativas técnicas para determinar qual a mais adequada.

Os custos do projeto ao longo de determinado período serão, tanto quanto possível, comparados com os benefícios gerados ao longo deste mesmo período. Importa referir que os custos resultantes da opção de não fazer o projeto e que possam ser evitados com a sua execução serão considerados como benefícios (como exemplo: a intervenção num equipamento que impeça a sua

deterioração ou aumente a sua capacidade, permitindo evitar a aquisição de um novo equipamento ou a modernização de sistemas de controlo para as versões atuais que permitam gerir de forma adequada os riscos operacionais).

FIGURA 8-5  
Metodologia para os Projetos de Melhoria Operacional



Os quadros seguintes resumem as análises efetuadas aos diversos projetos de Melhoria Operacional.

QUADRO 8-2

Resumo da Análise ao Projeto de Monitorização Remota

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>Monitorização Estações</b>	RNTG	10	15 470	7	10	3	5	10	3	3,000
<i>1 - Necessidade</i>	Garantir a integridade, segurança e operacionalidade das estações da RNTG. Dar continuidade à implementação de um Sistema Integrado de Segurança nas estações da RNTG (SISGÁS), estendendo-o a outras estações críticas da RNTG incrementado a segurança e proteção destas.									
<i>2 - Benefícios</i>	Mitigação dos riscos de intrusão nas estações da RNTG através da implementação de videovigilância, controlo de acessos, intercomunicação de voz; mensagens de voz dissuasoras, iluminação noturna e de emergência, entre outros.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Não cumprimento com as boas prática e legislação e a não redução do risco de sabotagem, roubo ou vandalismo e de eventuais falhas no abastecimento de gás.									
<i>4 - Pressupostos</i>	Durante o ano de 2017 houve uma vaga de assaltos às estações da RNTG praticados por um grupo organizado com o objetivo de furtar as baterias – elementos de suporte ao sistema de UPS (fornecimento ininterrupto de energia). Até à sua detenção o referido grupo causou em poucos meses um prejuízo de aproximadamente 1 M€. As estações da RNTG encontram-se por definição em locais isolados e distantes de agregados habitacionais. Dada a dispersão geográfica, o tempo decorrido entre a deteção de intrusão pelos sistemas clássicos e a chegada de uma equipa pode ser suficientemente longo para não permitir evitar este tipo de situação. A intrusão de terceiros nas estações pode ter como propósito o furto, vandalismo ou sabotagem, sendo que qualquer destas ações pode ter como consequência a interrupção de fornecimento por tempo indeterminado. A frequência deste tipo de eventos (i.e. qual a probabilidade de existir um evento deste tipo durante o tempo de vida útil do projeto) é uma variável indeterminada o que dificulta a estimativa do custo da não realização deste projeto. A obrigação da REN em reduzir o risco de incidentes nas infraestruturas de que é concessionária é o principal fator mobilizador deste projeto									

QUADRO 8-3

Resumo da Análise ao Projeto do Cais de Acostagem

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>Cais de Acostagem</b>	TGNL	10	16065	7	10	3	3	n.e	10	2,000
<i>1 - Necessidade</i>	O atual nível de utilização do Terminal de GNL, instalação atualmente responsável pela importação, durante longos períodos, de 100% do Gás Natural consumido em Portugal, e do seu cais de acostagem, com cerca de 6 navios por mês, tem acentuado a exigência de disponibilidade desta infraestrutura, em particular no que se refere à capacidade para receber navios com diferentes geometrias em condições de mar difíceis. Simultaneamente tem-se verificado que as referidas condições, períodos de vaga próximos de 20 segundos, têm sido cada vez mais frequentes, a título de exemplo. Já por diversas vezes se verificou a necessidade de dois dos navios interromperem as suas operações de descarga.									
<i>2 - Benefícios</i>	Melhorar as condições de amarração dos Navios de modo a incrementar a segurança destes bem como aumentar a disponibilidade do cais e consequentemente do Terminal de GNL garantindo condições de segurança e compatibilidade em condições de mar difíceis. O projeto de construção de novos pontos de amarração será um contributo fundamental para assegurar a estabilidade dos Navios, quando se encontrem ao cais, incrementando assim a segurança de todas as operações. Simultaneamente, este incremento de segurança, permitirá receber ou manter Navios ao cais em condições de mar mais exigentes o que contribuirá para uma adicional disponibilidade do cais de acostagem e do Terminal de GNL em geral. Projeto com impacto direto na adaptação às alterações climáticas.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Não melhoria das condições de segurança dos Navios ao cais com especial impacto nos metaneiros de maiores dimensões, que não permitem um correto posicionamento dos cabos lançantes, para além de limitações no que respeita à compatibilidade com diversas geometrias de Navios.									
<i>4 - Pressupostos</i>	Todas as medidas mitigadoras funcionais (recomendações SIGGTO) – Proibição de movimentação simultânea de navio no porto; sistema de monitorização de tensão nos cabos, coordenação e simulacros contínuos com a autoridade portuária, sistema de desacoplamento de emergência (ERC), sistema de monitorização de posição dos braços. Modelação de consequências e cálculo de frequências de acordo com AQR. Atual configuração não é a indicada para navios do tipo Q-Flex ou Q-Max.									

QUADRO 8-4

Resumo da Análise a Projetos não específicos de Mitigação e Aumento da Resiliência das Infraestruturas às Alterações Climáticas

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>Projetos Alterações Climáticas</b>	RNTG	n.e.	n.e.	10	10	10	n.e.	n.e.	10	1,500
<b>1 - Necessidade</b>	Implementar medidas de mitigação e de aumento da resiliência das infraestruturas aos fenómenos resultantes das alterações climáticas.									
<b>2 - Benefícios</b>	Principais medidas de Mitigação: Eliminação de emissões de metano - Aquisição de sistemas de compressão que permitam a trasfega de gás natural entre linhas, evitando a despressurização atmosférica, quando por razões de emergência ou intervenção existe a necessidade de despressurização desta. Principais medidas de Adaptação: Monitorização de deslocamento de terras; Construção de canais de escoamentos de águas, Implementação de proteção passiva – resistência ao fogo.									
<b>3 - Risco de não executar o projeto</b>	Maior vulnerabilidade das infraestruturas aos fenómenos resultantes das alterações climáticas. Não implementação das medidas de combate às alterações climáticas. Não implementação de medidas de melhoria do desempenho ambiental.									
<b>4 - Pressupostos</b>	Os impactos das alterações climáticas são conhecidos. Prevê-se o aumento de frequência de situações meteorológicas extremas, incluindo ondas de calor, incêndios, secas e inundações. Na Europa, os maiores aumentos de temperatura registam-se no Sul juntamente com acentuada diminuição da precipitação. Para combater as alterações climáticas, as emissões de gases de estufa devem ser significativamente reduzidas. A RNTIAT implementa medidas ativas nesse sentido.									

QUADRO 8-5

Resumo da Análise ap Projeto da linha 10001

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>ILI - Ln 10001</b>	RNTG	7	n.e.	10	7	7	5	1	5	1,200
<b>1 - Necessidade</b>	Execução em condições de segurança e operacionalmente eficazes da inspeção interna da linha 10001 (Monforte-Guarda) [ver ficha de projeto]. Esta linha tem cerca 184 km de extensão e um desnível de aproximadamente mil metros. É uma linha com consumos relativamente baixos que liga o gasoduto de ligação à fronteira com a estação da Guarda que por sua vez liga a Mangualde e posteriormente a Cantanhede já no gasoduto principal num ponto a jusante da unidade de Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de Sines em que não é possível baixar a pressão sem comprometer a qualidade de serviço no abastecimento ao norte do país.									
<b>2 - Benefícios</b>	Mitigação do risco de a ferramenta de inspeção interna ficar parada a meio do gasoduto obstruindo a passagem de gás. A deslocação das ferramentas de inspeção interna é efetuada através do diferencial de pressão a montante e jusante desta.									
<b>3 - Risco de não executar o projeto</b>	Manutenção do atual risco elevado de e ferramenta de inspeção ficar parada a meio da linha sendo que tal levaria a uma intervenção com corte e substituição de um troço de gasoduto para a remoção da ferramenta, que para além dos custos de operação provocará também a indisponibilidade do anel Monforte-Gurda-Cantanhede.									
<b>4 - Pressupostos</b>	Probabilidade de a ferramenta ficar presa durante uma inspeção – Estimativa - 0,25. O numero de inspeções estimadas até ao final de vida útil da linha - 7. O custo estimado do evento (localização, corte e substituição de tubagem e re-inspeção) - 1,5 M€.									

QUADRO 8-6

Resumo das Análises a outros Projetos de Melhoria Operacional

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>Sensorização</b>	RNTG	7	15 470	7	7	N/A	10	n.e.	10	0,660
<i>1 - Necessidade</i>	Aumentar quantidade de variáveis monitorizadas remotamente. Esta monitorização inclui variáveis de processo e variáveis físicas tais como a movimentação de terras ou fugas de metano.									
<i>2 - Benefícios</i>	Análise de desempenho baseada na monitorização da condição de cada um dos ativos. Projeto com impacto direto na adaptação às alterações climáticas.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Obsolescência dos processos de manutenção e gestão de ativos.									
<b>RIA - Expansão</b>	TGNL	10	n.e.	7	10	10	7	10	7	0,600
<i>1 - Necessidade</i>	Zonas não cobertas por unidades geradoras. Atuais unidades exigem a atuação local.									
<i>2 - Benefícios</i>	Cobertura com geração de espuma em todas as zonas. Atuação remota de todos os geradores.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Não mitigação da formação de plumas nas zonas em referência.									
<b>Digitalização</b>	RNTG	10	15 470	7	7	3	7	n.e.	3	0,500
<i>1 - Necessidade</i>	Mais de 3 milhões de dados dispersos em arquivo de papel. Dificuldade de avaliação remota de estado.									
<i>2 - Benefícios</i>	Acesso automático à informação técnica de construção (certificados/reparações/dados geológicos/etc).									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Perda de informação técnica importante. Maior risco de erros operacionais.									
<b>ILI – Ln 02515</b>	RNTG	10	298	7	5	N/A	5	1	3	0,500
<i>1 - Necessidade</i>	Linha não está preparada para a execução de inspeções internas (ILI).									
<i>2 - Benefícios</i>	Possibilidade de análise da linha por inspeção interna									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Análise de integridade é económica e tecnicamente inviável por métodos de observação direta.									
<b>WEB Client</b>	RNTG	3	15 470	7	7	3	10	n.e.	3	0,500
<i>1 - Necessidade</i>	Dispersão geográfica / Otimização de equipas de Operação									
<i>2 - Benefícios</i>	Controlo remoto de serviços auxiliares + Acesso móvel intranet / Consulta de dados dos painéis das estações remotamente (via 'i-pad')									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Obsolescência tecnológica e de processos. Aumento dos custos a médio prazo.									
<b>GRMS02519 Filragem</b>	RNTG	10	298	7	1	4	7	n.e.	3	0,300
<i>1 - Necessidade</i>	Estação localizada imediatamente a jusante da instalação do AS Carriço.									
<i>2 - Benefícios</i>	Prevenção do aparecimento de condensados.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Possibilidade de condensados resultantes de falha na separação serem conduzidos para a GRMS.									
<b>Vedações e acessos</b>	RNTG	7	N/A	5	7	N/A	3	n.e.	1	0,150
<i>1 - Necessidade</i>	Colmatar lacunas identificadas na proteção de determinadas estações.									
<i>2 - Benefícios</i>	Reforçar as condições de segurança num conjunto de estações identificadas.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Maior vulnerabilidade das estações em referência.									
<b>Proteção contra correntes induzidas</b>	RNTG	10	15 470	10	5	3	7	n.e.	7	0,150
<i>1 - Necessidade</i>	Mitigar potencial de corrosão provocada por interferências externas (campos elétricos - postes AT, linhas férreas, etc.) com capacidade de afetar o potencial de proteção catódica imposto.									
<i>2 - Benefícios</i>	Proteção do gasoduto a médio prazo. Prolongamento de vida útil.									
<i>3 - Risco de não executar o projeto</i>	Não evitamento de condições propícias para a corrosão.									
<b>Laboratório móvel e eq. de emergência</b>	RNTG	3	N/A	5	7	3	5	n.e.	3	0,150
<i>1 - Necessidade</i>	Performance e aumento da utilização do Laboratório Móvel. Dotar e manter as equipas operacionais com os meios necessários para resposta a emergência.									

- 2 - Benefícios
- 3 - Risco de não executar o projeto

Aumento da capacidade de aferição do Laboratório Móvel. Maior capacidade de prestação de serviços. Renovação do equipamento de resposta a emergência e primeira intervenção.  
Obsolescência e inoperacionalidade.

## PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO

A metodologia utilizada para estes projetos é semelhante à metodologia descrita para os projetos de Melhoria Operacional.

### QUADRO 8-7

#### Resumo da Análise ao Projeto para a Estabilização das Faixas de Proteção

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>Estabilização das Faixas de Proteção</b>	RNTG	7	n.e.	7	7	10	5	n.e	10	1,300
1 - Necessidade	Redução da carga combustível existente nas faixas de servidão da RNTG. Diminuição dos ciclos de intervenção para um período de 3 anos.									
2 - Benefícios	Uma eficaz gestão da faixa de servidão permite que a RNTG e a sua qualidade de serviço beneficiem da baixa carga combustível existente nas respetivas faixas de proteção. Exemplo disso é o ano de 2017, onde os incêndios extremos desse ano praticamente não tiveram impacto nas infraestruturas da RNTG.									
3 - Risco de não executar o projeto	Maior vulnerabilidade da RNTG a incêndios florestais.									

### QUADRO 8-8

#### Resumo da Análise ao Projeto de Aumento da Resiliência a Espécies Invasoras

	Infraestrutura	Indicador de Criticidade	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	Redução de Impactos ambientais	Índice de Eficiência para o SNG	Índice de Risco Social	Resiliência a alterações climáticas	CAPEX (M€)
<b>ILI - Ln 10001</b>	RNTG	N/A	n.e.	7	7	10	7	n.e	10	0,550
1 - Necessidade	As espécies invasoras são plantas não-nativas que causam impactos negativos de difícil e dispendiosa resolução: Impactes nos ecossistemas - ao impedir o desenvolvimento da vegetação nativa. Impactes económicos - ciclos de intervenção mais frequentes (> 2x /ano) Outros impactos relevantes - Constituem um obstáculo ao escoamento de águas, aumentando o risco de cheias e enxurradas, são normalmente espécies pirófilas (adaptadas e favorecidas pelo fogo) e inflamáveis.									
2 - Benefícios	Mitigação da proliferação destas espécies. Menor exposição das infraestruturas aos incêndios florestais e a fenómenos de enxurrada e deslizamento de terras.									
3 - Risco de não executar o projeto	Maiores custos operacionais na gestão de faixa de servidão. Maior risco de incêndios e enxurradas. Aumento dos custos operacionais de gestão de faixa.									

## METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR

Este tipo de projetos visa dar cumprimento ao estipulado na legislação do sector e aos normativos e regulamentos aplicáveis, nomeadamente os publicados pela ERSE. São projetos maioritariamente relacionados com a monitorização da integridade estrutural das infraestruturas, com a recalibração e certificação de equipamentos de segurança e com a aferição e acondicionamento de equipamentos de leitura e medida, que têm uma calendarização periódica devidamente regulamentada. A presente proposta de PDIRG inclui neste bloco de projetos a construção de uma 4ª baía de enchimento dando resposta às necessidades identificadas.

A monitorização de integridade nos gasodutos é regulamentada pelo artigo 66.º da Portaria n.º 142/2011, de 6 de abril, enquanto a avaliação de classes de localização e a deteção de fugas são regulamentadas pelos artigos 62.º e 63.º desta mesma Portaria. A monitorização da integridade das cavidades em serviço no Armazenamento Subterrâneo é regulamentada pelo artigo 64.º da Portaria n.º 181/2012 de 8 de junho.

A aferição e acondicionamento de equipamentos de leitura e medida está especificada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás, editado pela ERSE.

A REN procura otimizar a eficiência na execução destes projetos, quer através de um planeamento que maximiza sinergias, quer através de um exigente processo de aprovisionamento. Contudo não é realizada uma análise multicritério a este tipo de projetos uma vez que a obrigatoriedade da sua execução se sobreporá a qualquer resultado e conclusão desta.

Na sequência do envelhecimento da infraestrutura e em virtude das análises técnicas e de risco efetuadas, algumas destas monitorizações passaram a ter um ciclo mais curto do que aquele que é legalmente considerado como máximo, tal como é o caso da linha 12000 (Sines-Setúbal) que apresenta um maior risco de danos por interferências de terceiros resultado do paralelismo que mantém com o oleoduto Sines-Aveiras.

Os quadros seguintes resumem os projetos em análise bem como a sua calendarização, para informações mais detalhadas deverão ser consultadas as respetivas fichas de projeto no Anexo 4 - Fichas de consulta dos projetos de remodelação e modernização.

QUADRO 8-9

**Previsão dos Projetos do Programa de Gestão de Integridade na RNTG**

RNTG Programa de Gestão de Integridade	2022	2023	2024	2025	2026
Monitorização de Linhas (km)	-	193	291	61	115
Estudo de Estado do Revestimento	-	155	174	141	188
Caracterização de Defeitos	Todas as linhas				
Avaliação de Classes de Localização	Todas as linhas				
Deteção e Localização de Fugas	Todas as linhas				

QUADRO 8-10

**Previsão dos Projetos do Programa de Gestão de Integridade no AS**

AS Programa de Gestão de Integridade	2022	2023	2024	2025	2026
Monitorização tubagens verticais ('casing logs')	-	Todas	-	-	-
Estudo Geomecânico	Todas	-	-	-	-

O projeto de construção da 4ª baía de enchimento de camiões cisterna foi considerado como sendo um Projeto Base, de tipo Adequação Regulamentar, visto resultar da obrigação do operador de responder a uma necessidade identificada.

Os dados de operação confirmam um aumento sustentado da expedição de GNL por via rodoviária e/ou marítima ligado à construção de novas Unidades Autónomas de Gás (UAGs), à expansão das redes de distribuição e ao surgimento de novos polos de consumo tais como o envio de GNL (em ISO Contentores) para a ilha da Madeira. No passado ano (2020) foram efetuadas 6668 operações de enchimento e que por 8 dias foi excedida a capacidade máxima do Terminal (36 cisternas por dia). A execução deste projeto está subordinada ao estudo de viabilidade técnica a ser efetuado.

O Capítulo 2 contém um levantamento detalhado do histórico de operações de enchimento de cisternas no Terminal de GNL. O Capítulo 3 contém a previsão da procura para o próximo decénio.

Estudos prospetivos apontam para que a partir de 2022, os limites máximos de referência que permitem assegurar as condições de qualidade de serviço possam ser ultrapassados.

QUADRO 8-11

**Previsão de Investimento no Projeto de Construção da 4ª baía de Enchimento de Camiões Cisterna**

TGNL Normativo Legal/Regulamentar	2022	2023	2024	2025	2026
Construção da 4ª baía de Enchimento de Camiões Cisterna	-	-	1,0 M€	2,0 M€	-

## METODOLOGIA PARA OS PROJETOS DE GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

A estratégia de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil tem como principal objetivo gerir o fim de vida dos vários ativos que compõem a RNTIAT, tendo em consideração, não apenas a sua idade contabilística, mas também a gestão otimizada, dentro dos níveis de serviço e limites de risco determinados, do ciclo de vida dos ativos, assegurando deste modo a integridade e a disponibilidade das respetivas infraestruturas.

Assim, pretende-se definir opções de engenharia que otimizem os custos de operação ao longo do ciclo de vida do ativo, garantindo os níveis de qualidade de serviço, a sustentabilidade ambiental e a segurança de pessoas e bens. De modo a prolongar a vida útil dos ativos, são desenvolvidas ações de beneficiação, reabilitação e renovação nos casos de obsolescência, que têm por objetivo assegurar nestes um nível adequado de desempenho e o desenvolvimento tecnológico face às soluções disponíveis no mercado.

Estes projetos consistem na execução das operações necessárias nos ativos em fim de vida útil, destinadas a manter os respetivos níveis de segurança e disponibilidade e fiabilidade. Embora com algumas exceções de carácter técnico e identificadas na análise multicritério/custo-benefício, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição. A materialização da referida estratégia baseia-se na adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE) - o processo de decisão é o que se apresenta em seguida.

FIGURA 8-6

### Metodologia para Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil



A reavaliação contínua dos ativos da RNTIAT resulta na atualização de conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos. Estes programas têm como objetivo não só a preservação e reposição de ativos de elevado desgaste, mas também prevenir picos de substituição que possam onerar excessivamente o sistema, e correspondem a ciclos de intervenção nos ativos existentes.

Face à reavaliação do estado atual destes ativos e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE) apresenta-se a extensão de alguns destes programas para o período 2023-2024.

QUADRO 8-12

## Extensão dos Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil

### *Equipamentos Elétricos e Eletrônicos*

Equipamentos em que a substituição é a opção mais viável (em virtude do ciclo de vida e obsolescência)

	Instalação		Valor Apresentado 1ª Fase - 2022	Valor Apresentado 2ª Fase - 2024
Substituição de UPS	RNTG	Ciclo de substituição	0,800	0,800
Substituição de baterias	RNTG	Ciclo de substituição	0,100	0,200
Substituição de CPUs	RNTG	Ciclo de substituição	0,155	0,200
PTs e Transformadores	RNTG	Intervenção IE≤5	0,775	-
Substituição de instrumentação	AS	Ciclo de substituição	0,100	-

### *Equipamentos e Sistemas*

Intervenções em equipamentos e sistema periféricos em que a opção beneficiar/substituir é tomada em face da metodologia descrita

	Instalação		Valor Apresentado 1ª Fase - 2022	Valor Apresentado 2ª Fase - 2024
Upgrade e Adequação	RNTG	Intervenção IE≤5	1,200	1,500
Upgrade e Adequação	TGNL	Intervenção IE≤5	1,000	1,200
Upgrade e Adequação	AS	Intervenção IE≤5	0,600	0,650
Intervenção em turbinas	RNTG	Intervenção IE≤5 (substituição por US)	0,130	-
Bombas de THT/ Odorização	RNTG	Intervenção IE≤5	0,150	0,200

### *Tratamento Anti-Corrosivo*

Ciclos de intervenção em ativos em funcionamento

	Instalação	Valor Aprovado 2018-2022 (PDIRG 2018-2022)	Valor Apresentado 1ª Fase - 2022	Valor Apresentado 2ª Fase - 2024
Tratamento anti-corrosivo	RNTG	Ciclo de Intervenção	0,200	0,250
Tratamento anti-corrosivo	AS	Ciclo de Intervenção	0,050	-

Valores em M€

Para novos projetos respeitantes a intervenções em equipamentos definidos, a avaliação da Melhoria do Indicador de Estado (IE) e da opção mais viável para cada um dos ativos está resumida no quadro seguinte.

QUADRO 8-13

Projetos de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil

Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil	Projeto apresentado em PDIRG 2020-2024	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	Decisão (Beneficiar/Substituir)	Redução da Probabilidade de Falha	Melhoria do Indicador de Estado do Ativo	Indicador de Criticidade	Índice de Eficiência para o SNG	CAPEX (M€)
RNTG   Reforço integridade	SIM	15 470	Beneficiar Substituir	7	3 a 5	10	3	2,000
RNTG   Readequação ICJCT	SIM	262	Beneficiar	5	4	10	1	0,200
TGNL   Braços descarga GNL	NÃO	16 065	Beneficiar	9	5	10	6	1,500
TGNL   Sensorização tanques	NÃO	n.e.	Substituir	7	5	10	8	0,550
TGNL   RIA	NÃO	n.e.	Beneficiar Substituir	8	5	10	3	0,500
TGNL   Ventiladores de gás	NÃO	16 065	Beneficiar	7	4	6	6	0,400
TGNL   Controlo cisternas	NÃO	433	Substituir	7	4	10	7	0,350
TGNL   Compressores BOG	NÃO	n.e.	Beneficiar	7	4	6	7	0,350
TGNL   Redes de utilidades	NÃO	n.e.	Beneficiar Substituir	7	3 a 5	5	7	0,250
AS   Válvula de sub-superfície	SIM	n.e.	Beneficiar	7	3	10	3	0,075

**criação de emprego externo (projetos de remodelação e modernização e de gestão integrada de vegetação)**

Para além dos benefícios supra, é possível estimar o atributo relativo à manutenção ou criação de emprego externo, para os projetos de investimento em remodelação e modernização, o qual totaliza 462 FTE (*full time equivalent*) para o primeiro quinquénio do presente plano.

QUADRO 8-14

Manutenção ou criação de emprego externo para o período 2022-2026

Tipologia de Projeto	CAPEX	Emprego
Remodelação e Modernização	36,995 M€	498 FTE

**ADAPTAÇÃO DA RNTIAT À INTRODUÇÃO DE MISTURAS GÁS NATURAL/HIDROGÉNIO**

O projeto de adaptação da RNTIAT à introdução de misturas gás natural/hidrogénio resulta de uma decisão de política energética nacional (Estratégia Nacional para o Hidrogénio) recentemente aprovada. Neste sentido apresenta-se um quadro resumo específico com as suas principais características:

QUADRO 8-15

**Projeto de adaptação da RNTIAT à introdução de misturas gás natural/hidrogénio**

Projeto H <sub>2</sub>	
CAPEX (2022-2033)	40,975 M€
Potencial de redução de emissões (2022-2033)*	1 053 104 ton CO <sub>2</sub> eq.
Estimativa de energia armazenada em hidrogénio (acumulado 2022-2033)*	5,2 TWh
Criação de emprego externo	551 FTE

\* Valores recolhidos da candidatura apresentada ao Innovation Fund da Comissão Europeia

## 8.2.2. Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento

Nesta edição do plano, 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<sup>25</sup>, nem da capacidade de armazenamento. Assim, a presente análise tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT para o período do Plano, de 2022 a 2031. Apesar de não se registarem alterações nos valores de capacidade das infraestruturas, há indicadores que apresentam uma variação que deve ser monitorizada no médio/longo prazo.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no subcapítulo 3.5-Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no subcapítulo 3.7-Critérios de Planeamento e no Anexo 3, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no subcapítulo 3.7, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos avaliados são os seguintes:

- I. Integração de Mercados - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento;
- II. Concorrência - IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento e capacidade de armazenamento);
- III. Segurança do abastecimento - reserva de capacidade, capacidade bidirecional, IHH da capacidade, dependência dos fornecedores, IHH do aprovisionamento, capacidade de oferta (indicador "critério N-1") e capacidade de armazenamento;
- IV. Sustentabilidade - redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável (FER).

<sup>25</sup> Não se propõem investimentos com impacto nas capacidades de oferta da RNTG ou do armazenamento da RNTIAT. No entanto, o Plano propõe um investimento (nos Projetos Base) associado ao incremento de capacidade das baias de enchimento do TGNL de Sines.

## Reserva de capacidade

A reserva de capacidade disponível na RNTG em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade aos agentes de mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a diversificação das alternativas de transporte e por conseguinte para a diversificação das fontes de aprovisionamento. A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

O balanço de capacidade à RNTG (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos.

No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTG com as atuais infraestruturas e para os três cenários da evolução da procura.

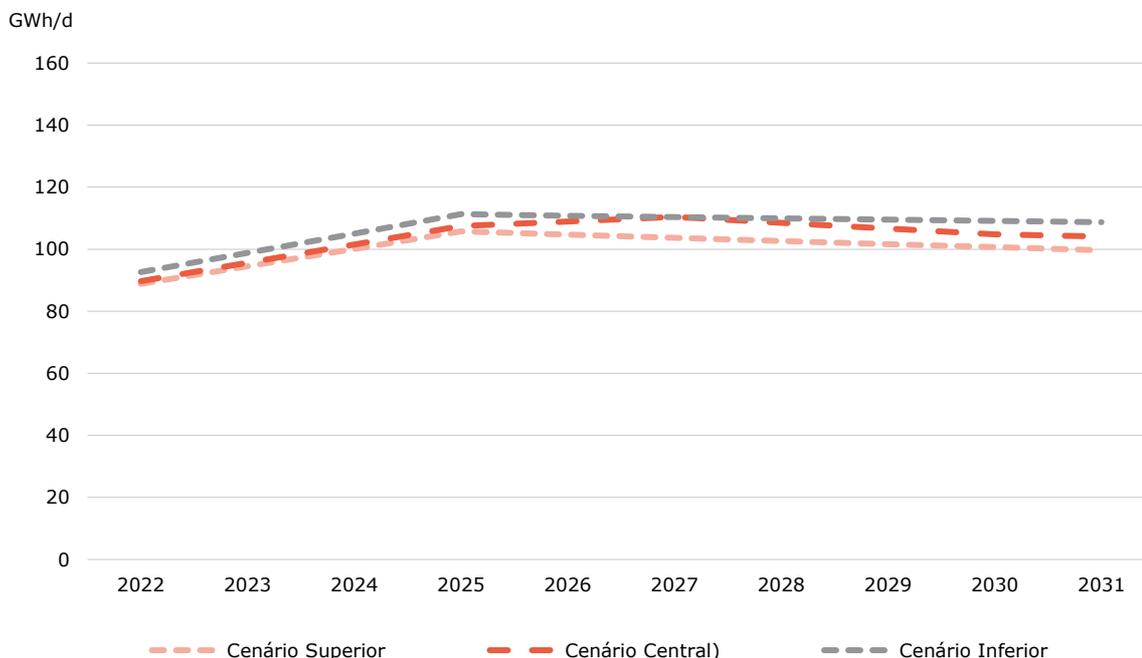
### QUADRO 8-16

#### Evolução da reserva de capacidade na RNTG

			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Ponta de consumos (Cenário Superior)</b>			284	278	272	267	268	269	270	271	272	273
Ponta de consumos (Cenário Central)	GWh/d	[A]	283	277	271	265	264	262	264	266	268	268
<b>Ponta de consumos (Cenário Inferior)</b>			280	274	267	261	262	262	263	263	263	264
Capacidade de oferta		[B]	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Terminal GNL de Sines			229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d		134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
<b>Reserva de capacidade (Cenário Superior)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	89	94	100	106	105	104	103	102	101	100
Variação face a 2022	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2022</sub> ]		6%	13%	19%	18%	17%	16%	14%	13%	12%
<b>Reserva de capacidade (Cenário Central)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	90	96	102	107	109	110	109	107	105	104
Variação face a 2022	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2022</sub> ]		7%	13%	20%	21%	23%	21%	19%	17%	16%
<b>Reserva de capacidade (Cenário Inferior)</b>												
Reserva de capacidade s/ investimento	GWh/d	[C=B-A]	93	99	105	111	111	110	110	109	109	109
Variação face a 2022	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2022</sub> ]		7%	13%	20%	20%	19%	19%	18%	18%	17%

FIGURA 8-7

### Evolução da reserva de capacidade na RNTG



Em qualquer dos cenários analisados, verifica-se uma tendência de crescimento da reserva de capacidade até ao ano 2025, a partir do qual se verifica uma ligeira diminuição até ao ano de 2031.

### Capacidade bidirecional

Este atributo pretende avaliar a capacidade bidirecional das interligações. A existência de capacidade bidirecional nas interligações entre Portugal e Espanha permite que os agentes possam escolher livremente entre os diversos pontos de entrada de introdução de gás na Península Ibérica independentemente da localização do ponto de consumo. O potencial aumento de trocas comerciais decorrente da disponibilidade de capacidade bidirecional facilitará a integração dos mercados e fomentará o aumento da concorrência entre os diversos agentes a operar na Península Ibérica. Do ponto de vista da segurança do abastecimento, a existência de capacidade reversível aumenta o potencial de entreaajuda e de solidariedade dos Estados.

A direção prevaiente considerada é no sentido Espanha (ES) – Portugal (PT), isto é, no sentido de importação. No caso concreto, como não há nenhum incremento na capacidade das interligações, verifica-se que a capacidade de exportação corresponde a 42% da capacidade de importação em todo o período em análise.

QUADRO 8-17

**Evolução da capacidade bidirecional (exportação)**

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Capacidade de entrada (ES -> PT)		144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Capacidade de saída (PT -> ES)		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Interligação de Valença do Minho/Tui		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%	42%

**Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade**

O grau de diversificação dos pontos de oferta, medido através do índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite quantificar o maior ou menor grau de concentração da capacidade nos pontos de entrada da RNTG, e, portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos agentes de mercado e comercializadores que garantem o fornecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do IHHc aplicado à capacidade de entrada na RNTG tendo por base o conjunto das infraestruturas existentes.

QUADRO 8-18

**Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTG**

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Capacidade de oferta		373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
Terminal GNL de Sines	GWh/d	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação Campo Maior/Badajoz		134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Índice de HH		0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carrigo já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, tendo associada uma quantidade de gás finita e uma parte considerável da sua capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNG.

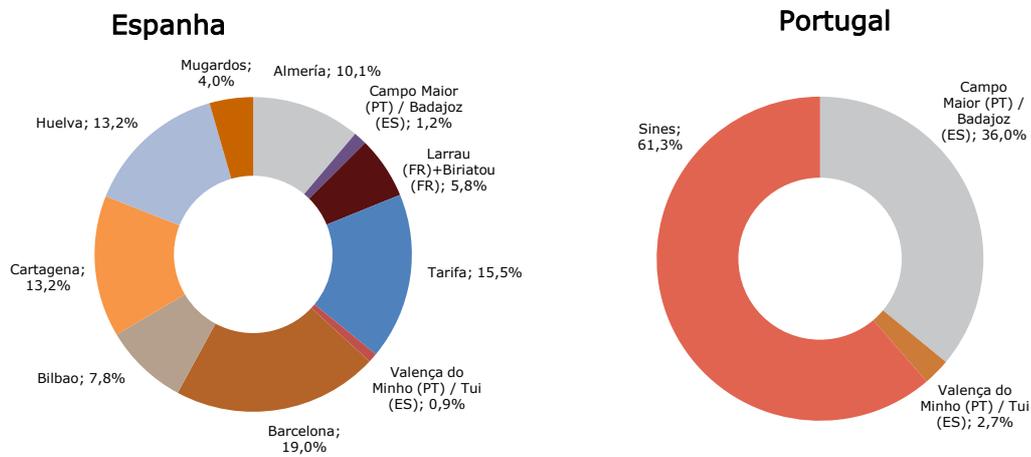
Da análise do quadro anterior verifica-se que com as atuais capacidades na RNTIAT, o valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade se vai situar nos 0,506.

Nas figuras e nos quadros seguintes apresentam-se os dados relativos à capacidade dos pontos de entrada da rede em Espanha, em Portugal, o respetivo valor percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade (IHHc) para cada uma das regiões na perspetiva de um horizonte para o ano de 2022.

2022

FIGURA 8-8

Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 8-19

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica

	Capacidade de entrada (GWh/d)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (Gasodutos + Terminais)</b>	<b>2 857</b>	<b>373</b>	<b>88,5%</b>	<b>11,5%</b>
<b>Gasodutos (gás)</b>	<b>957</b>	<b>144</b>	<b>33,5%</b>	<b>38,7%</b>
Almería	288		10,1%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	35	134	1,2%	36,0%
Larrau + Biriadou (FR – VIP Pirinéus)	165		5,8%	
Tarifa	444		15,5%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,9%	2,7%
<b>Terminais (GNL)</b>	<b>1 900</b>	<b>229</b>	<b>67,2%</b>	<b>61,3%</b>
Barcelona	544		19,0%	
Bilbao	223		7,8%	
Cartagena	377		13,2%	
Huelva	377		13,2%	
Mugarodos	115		4,0%	
Musel				
Sagunto	264		9,2%	
Sines		229		61,3%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)</b>			<b>0,125</b>	<b>0,506</b>

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2022, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: ENTSOG)

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2022 (igual a 2020), de acordo com o PDIRG 2022-2031

Em 2022, o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal será de 0,506 e o de Espanha será de 0,125. É evidente que a diferença de dimensão das redes em ambos os países, assim como a sua tipologia, radial em Espanha e unifilar em Portugal, justifica parte da diferença verificada nos respetivos IHHc.

### Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

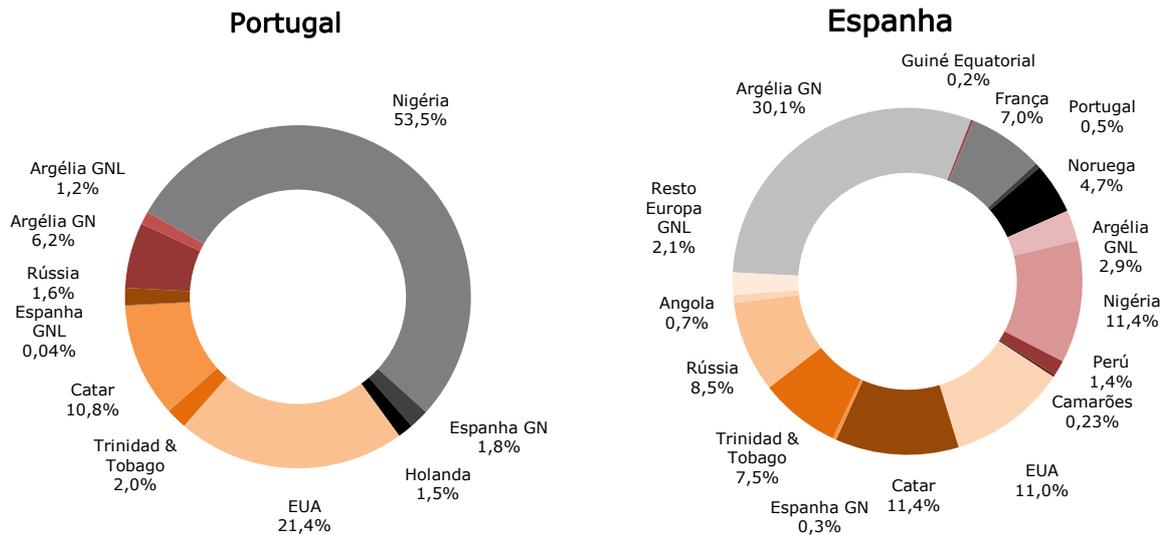
O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração e, portanto, o grau de diversificação das origens do gás. Este índice resulta do somatório dos pesos relativos de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado. Quanto menor for o seu valor, menor será o grau de concentração e, portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos ao aprovisionamento de Espanha, Portugal e na Península Ibérica, identificando o valor por origem e o respetivo peso

percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

FIGURA 8-9

Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica



QUADRO 8-20

Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)		Aprovisionamento (%)	
	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal <sup>(2)</sup>	Espanha	Portugal
<b>Total (GN+GNL)</b>	<b>419779</b>	<b>68247</b>	<b>86,0%</b>	<b>14,0%</b>
<b>Gás (GN)</b>	<b>178907</b>	<b>5473</b>	<b>42,6%</b>	<b>8,0%</b>
Argélia GN	126316	4211	30,1%	6,2%
França	29323		7,0%	
Portugal	1936		0,5%	
Noruega	19877		4,7%	
Espanha GN	1455	1262	0,3%	1,8%
<b>Gás Natural Liquefeito (GNL)</b>	<b>240872</b>	<b>62775</b>	<b>57,4%</b>	<b>92,0%</b>
Argélia GNL	12078	836	2,9%	1,2%
Nigéria	47943	36515	11,4%	53,5%
Perú	5988		1,4%	
Noruega	7374		1,8%	
EUA	46126	14604	11,0%	21,4%
Catar	47910	7361	11,4%	10,8%
Trinidad & Tobago	31410	1347	7,5%	2,0%
Espanha GNL (Camião Cisterna)		24		0,0%
Rússia	35618	1092	8,5%	1,6%
Angola	3051		0,7%	0,0%
Camarões	966		0,2%	0,0%
Guiné Equatorial	975		0,2%	0,0%
Bélgica	1038		0,2%	0,0%
Resto Europa	395		0,1%	0,0%
Holanda		995		1,5%
<b>Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)</b>			<b>0.150</b>	<b>0.349</b>

Notas:

(1) Dados referentes a 2019 (fonte: CORES - Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos).

(2) Dados referentes a 2019 (fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia).

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,349, considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNG no ano de 2019. O IHHa em Espanha é de 0,150, considerando os dados mais recentes da CORES - Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos relativamente ao ano de 2019.

### Dependência dos fornecedores de gás

Ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois fornecedores de gás: a Argélia no caso do GN e a Nigéria no caso do GNL. No caso de Espanha, no ano de 2019 e em termos de repartição de entradas, tem-se 43% de GN e 57% de GNL. Desse GN, 71% é proveniente da Argélia e no caso do GNL 20% provém da Nigéria. Para Portugal, as entradas de gás natural em

2019 repartem-se em 8% de GN e 92% de GNL. Do gás que chega por gasoduto, 78% é produzido na Argélia, enquanto 58% do GNL provém da Nigéria.

### Critério N-1

De modo a avaliar a suficiência da RNTIAT para assegurar o abastecimento da procura na ocorrência de uma falha do Terminal GNL de Sines (que constitui a maior componente de oferta), foram realizados balanços de capacidade para a ponta extrema de consumos (ponta 1/20 anos - procura total de gás durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos), para todos os três Cenários de procura (Superior, Central e Inferior). No lado da oferta são consideradas as capacidades máximas diárias de cada componente, exceto a capacidade da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines).

Assim, foi calculado o atributo "critério N-1" de acordo com o Regulamento (UE) n.º 2017/1938 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2017, encontrando-se os resultados obtidos sistematizados nos quadros e nas figuras que se seguem.

Nesta situação, foi ainda determinado o atributo para duas situações de utilização do AS Carriço, designadamente para a situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de gás nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenamento) e para uma situação de capacidade de extração de 71 GWh/dia (volume operacional de gás nas cavernas inferior a 60% da capacidade de armazenamento).

QUADRO 8-21

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d

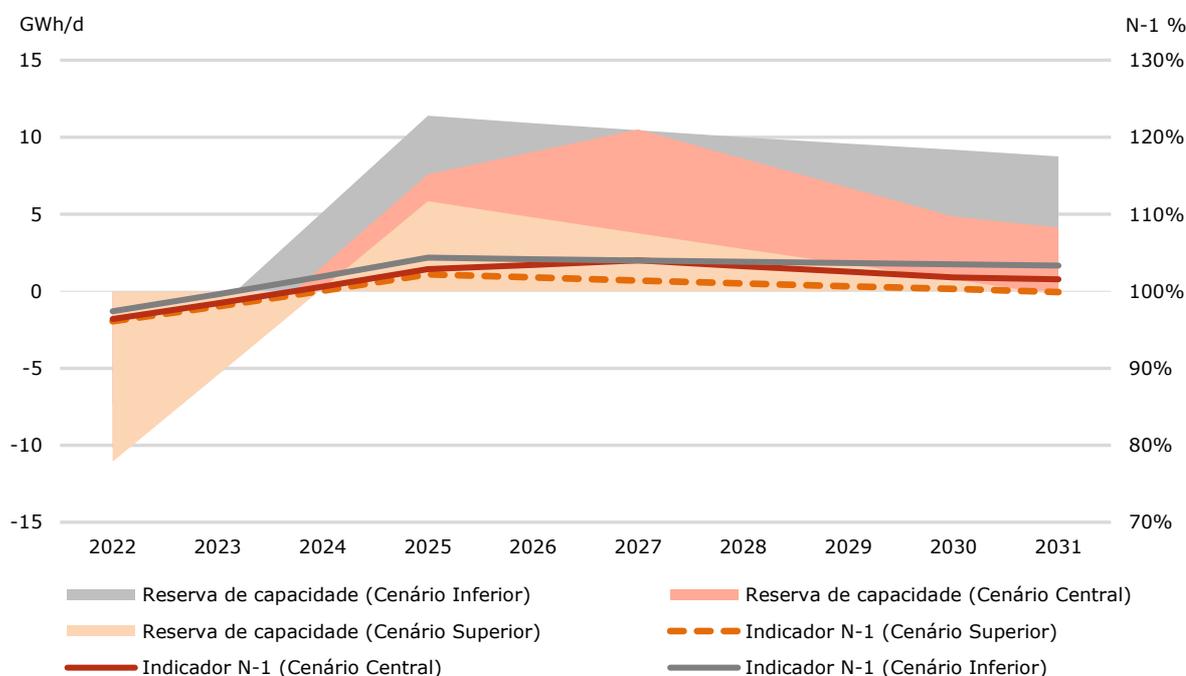
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			283,7	278,0	272,4	266,8	267,8	268,8	269,9	270,9	271,8	272,9
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/d	[A]	282,8	276,9	271,0	265,0	263,6	262,1	264,0	265,9	267,7	268,5
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			279,9	273,7	267,5	261,2	261,7	262,2	262,6	263,0	263,4	263,8
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (1)</b>												
Capacidade de oferta		[B1]	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6	272,6
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d		134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
<b>Cenário Superior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B1-A]	-11,1	-5,4	0,2	5,8	4,8	3,8	2,7	1,7	0,8	-0,3
Variação face a 2022		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		5,6	11,3	16,9	15,9	14,8	13,8	12,8	11,8	10,8
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B1/A]	<b>96%</b>	<b>98%</b>	<b>100%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>	<b>101%</b>	<b>101%</b>	<b>101%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
Variação face a 2022		[D <sub>N</sub> -D <sub>2022</sub> ]		2%	4%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%
<b>Cenário Central</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B1-A]	-10,2	-4,3	1,6	7,6	9,0	10,5	8,6	6,7	4,9	4,1
Variação face a 2022		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		5,9	11,8	17,8	19,3	20,7	18,8	16,9	15,1	14,3
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B1/A]	<b>96%</b>	<b>98%</b>	<b>101%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>104%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>	<b>102%</b>	<b>102%</b>
Variação face a 2022		[D <sub>N</sub> -D <sub>2022</sub> ]		2%	4%	6%	7%	8%	7%	6%	5%	5%
<b>Cenário Inferior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B1-A]	-7,3	-1,1	5,1	11,4	10,9	10,4	10,0	9,6	9,2	8,8
Variação face a 2022		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		6,2	12,4	18,7	18,2	17,7	17,3	16,9	16,5	16,0
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B1/A]	<b>97%</b>	<b>100%</b>	<b>102%</b>	<b>104%</b>	<b>104%</b>	<b>104%</b>	<b>104%</b>	<b>104%</b>	<b>103%</b>	<b>103%</b>
Variação face a 2022		[D <sub>N</sub> -D <sub>2022</sub> ]		2%	5%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%

Nota:

(1) Capacidade de extração do AS: 128,6 GWh/dia, com volume operacional de gás nas cavernas superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 8-10

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/d**



Da observação do quadro e da figura apresentados anteriormente, pode verificar-se que em qualquer um dos cenários, o valor do "critério N-1" apresenta uma tendência crescente nos próximos 10 anos. Isto deve-se principalmente à tendência decrescente das previsões de pontas extremas de procura para o mesmo período.

- No caso do Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido de 2024 a 2031, variando o grau de cumprimento entre os 100% e os 102%. O valor da reserva de capacidade aumenta de 2022 a 2025, atingindo o valor máximo de 5,8 GWh/d em 2025. A partir de 2025, verifica-se uma constante redução da reserva de capacidade até 2031 que regista um pequeno défice de 0,3 GWh/d;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" não é cumprido no período de 2022 a 2023 com valores do índice N-1 de 96 e 98%, respetivamente. Este critério passa a ser cumprido nos anos 2024 a 2031, apresentando um valor máximo da reserva de capacidade de 10,5 GWh/d em 2027;
- No Cenário Inferior, o valor do atributo cresce de 2022 a 2025, registando valores que neste período passam de 97% para 104%, com um máximo da reserva de capacidade de 11,4 GWh/d em 2025. Os valores do indicador N-1 apresentam uma tendência ligeiramente decrescente entre 2025 e 2031, com um valor de 103% no último ano.

QUADRO 8-22

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d

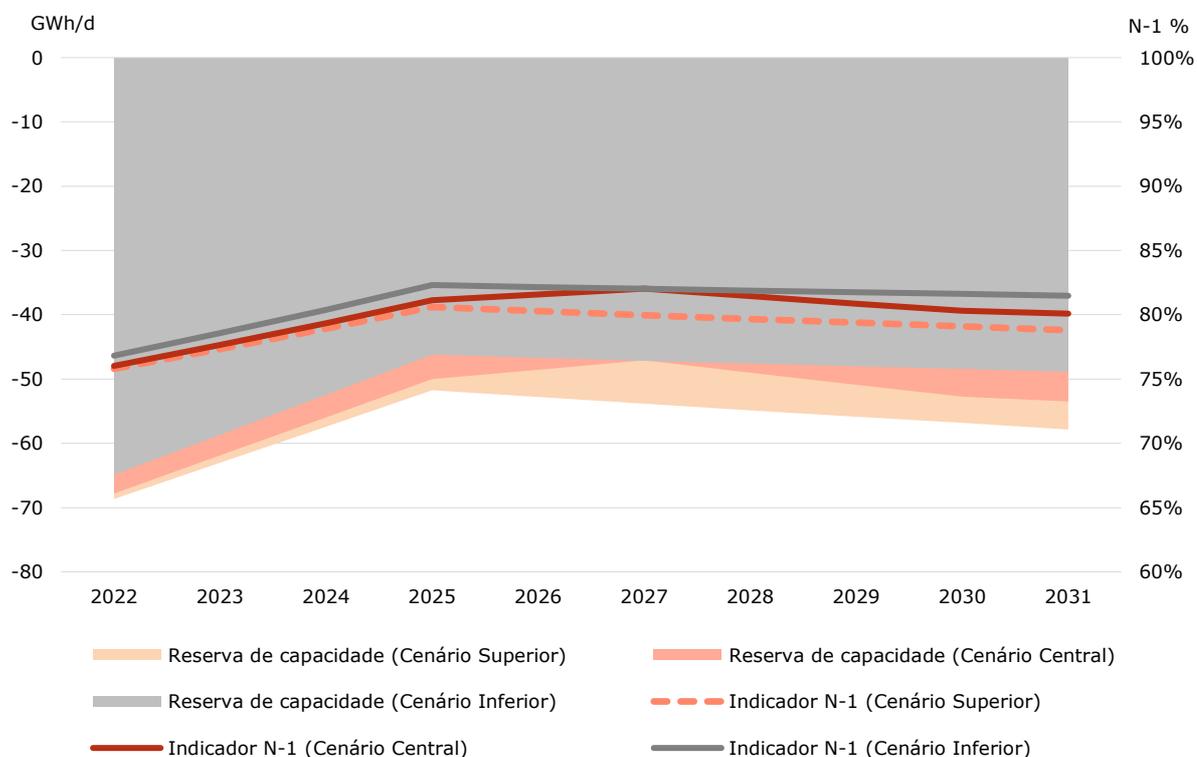
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) <b>(Cenário Superior)</b>			283,7	278,0	272,4	266,8	267,8	268,8	269,9	270,9	271,8	272,9
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) <b>(Cenário Central)</b>	GWh/d	[A]	282,8	276,9	271,0	265,0	263,6	262,1	264,0	265,9	267,7	268,5
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) <b>(Cenário Inferior)</b>			279,9	273,7	267,5	261,2	261,7	262,2	262,6	263,0	263,4	263,8
<b>Armazenamento Subterrâneo do Carricho (2)</b>												
Capacidade de oferta		[B2]	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0
Terminal GNL de Sines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d		134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
Interligação de Valença do Minho/Tui			10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
<b>Cenário Superior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/d	[C=B2-A]	-68,7	-63,0	-57,4	-51,8	-52,8	-53,8	-54,9	-55,9	-56,8	-57,9
Varição face a 2022		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		5,6	11,3	16,9	15,9	14,8	13,8	12,8	11,8	10,8
<b>Critério N-1 (Cenário Superior)</b>	%	[D=B2/A]	<b>76%</b>	<b>77%</b>	<b>79%</b>	<b>81%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>	<b>79%</b>	<b>79%</b>	<b>79%</b>
Varição face a 2022		[D <sub>N</sub> -D <sub>2022</sub> ]		2%	3%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
<b>Cenário Central</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/d	[C=B2-A]	-67,8	-61,9	-56,0	-50,0	-48,6	-47,1	-49,0	-50,9	-52,7	-53,5
Varição face a 2022		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		5,9	11,8	17,8	19,3	20,7	18,8	16,9	15,1	14,3
<b>Critério N-1 (Cenário Central)</b>	%	[D=B2/A]	<b>76%</b>	<b>78%</b>	<b>79%</b>	<b>81%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>81%</b>	<b>81%</b>	<b>80%</b>	<b>80%</b>
Varição face a 2022		[D <sub>N</sub> -D <sub>2022</sub> ]		2%	3%	5%	6%	6%	5%	5%	4%	4%
<b>Cenário Inferior</b>												
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/d	[C=B2-A]	-64,9	-58,7	-52,5	-46,2	-46,7	-47,2	-47,6	-48,0	-48,4	-48,8
Varição face a 2022		[C <sub>N</sub> -C <sub>2022</sub> ]		6,2	12,4	18,7	18,2	17,7	17,3	16,9	16,5	16,0
<b>Critério N-1 (Cenário Inferior)</b>	%	[D=B2/A]	<b>77%</b>	<b>79%</b>	<b>80%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>82%</b>	<b>81%</b>
Varição face a 2022		[D <sub>N</sub> -D <sub>2022</sub> ]		2%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%

Nota:

(2) Capacidade de extração do AS: 71 GWh/dia, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS Carricho.

FIGURA 8-11

**Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/d**



Nesta situação, com uma menor capacidade de extração do armazenamento subterrâneo, em nenhum dos cenários apresentados é cumprido o "critério N-1".

- No Cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 76% e 81%, chegando o valor do déficit da reserva de capacidade a atingir 68,7 GWh/d em 2022;
- No Cenário Central, verificam-se valores relativos ao "critério N-1" compreendidos entre 76% e 82%, chegando o valor do déficit da reserva de capacidade a atingir 67,8 GWh/d em 2022;
- No Cenário Inferior, os valores do atributo situam-se entre os 77% e os 82%, chegando o valor do déficit da reserva de capacidade a atingir 64,9 GWh/d em 2022.

### Capacidade de armazenamento

A capacidade de armazenamento na RNTIAT desempenha um papel fulcral no funcionamento do SNG, já que permite, através das infraestruturas que lhe estão associadas:

- Realizar a constituição de reservas de segurança, salvaguardando os interesses estratégicos do Estado e a segurança dos consumidores de gás;

- Otimizar a gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas à procura física efetiva;
- Fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

A capacidade de armazenamento nas instalações do AS do Carriço e nas instalações do TGNL de Sines deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança e disponibilizar capacidade destinada à otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas.

Após a expansão do TGNL de Sines concluída em 2012, o reforço da capacidade de armazenamento da RNTIAT efetuou-se através do desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço, que teve em conta as melhores práticas doutros países europeus.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 62/2020 e ao Regulamento (EU) n.º 1938/2017, e criar condições para a otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado, que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos.

## Capacidade de armazenamento total da RNTIAT<sup>26</sup>

Para cada ano e para os três Cenários: Inferior, Central e Superior, procedeu-se à quantificação dos valores de:

- Necessidades totais de reservas de segurança a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

<sup>26</sup> Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento.

QUADRO 8-23

Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Cenário Superior</b>											
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3607	3336	3064	2793	2817	2841	2811	2781	2751	2767
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1484	1496	1508	1520	1536	1553	1569	1585	1601	1617
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		2123	1840	1556	1273	1281	1288	1242	1196	1150	1150
<b>Cenário Central</b>											
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3511	3237	2962	2686	2628	2569	2594	2619	2643	2655
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1470	1478	1485	1492	1504	1516	1527	1539	1549	1561
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		2041	1758	1476	1194	1124	1053	1067	1080	1094	1094
<b>Cenário Inferior</b>											
Necessidades de reservas de segurança											
30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	3583	3363	3144	2924	2967	3011	3007	3004	2999	3006
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1455	1458	1460	1463	1470	1478	1485	1491	1497	1504
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		2128	1906	1684	1461	1497	1533	1523	1512	1502	1502
<b>Capacidade de oferta de armazenamento</b>											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carrigo		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 8-24

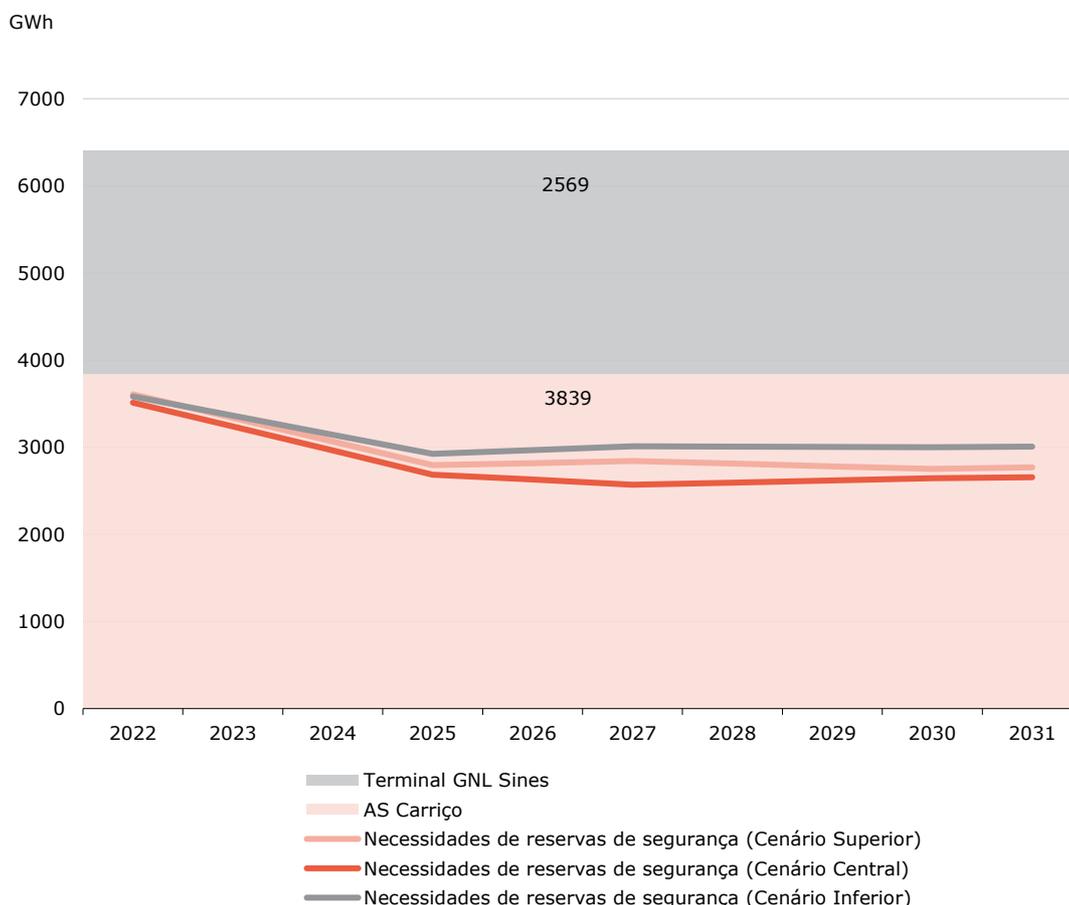
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2801	3072	3344	3615	3591	3567	3597	3627	3657	3641
Variação face a 2022	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2022</sub> ]		10%	19%	29%	28%	27%	28%	29%	31%	30%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3607	3336	3064	2793	2817	2841	2811	2781	2751	2767
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Central</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2897	3171	3446	3722	3780	3839	3814	3789	3765	3753
Variação face a 2022	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2022</sub> ]		9%	19%	28%	30%	33%	32%	31%	30%	30%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3511	3237	2962	2686	2628	2569	2594	2619	2643	2655
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2825	3045	3264	3484	3441	3397	3401	3404	3409	3402
Variação face a 2022	%	[C <sub>N</sub> /C <sub>2022</sub> ]		8%	16%	23%	22%	20%	20%	20%	21%	20%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		3583	3363	3144	2924	2967	3011	3007	3004	2999	3006
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT.

FIGURA 8-12

### Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, verifica-se que:

- Em todos os cenários de procura considerados, e para o período analisado, o AS do Carricho possui capacidade suficiente para satisfazer as necessidades de reservas de segurança, não sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;
- De acordo com as previsões, o cenário de maior risco apresenta-se em 2022 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre as capacidades do AS do Carricho e as necessidades de reservas de segurança é cerca de 232 GWh. Ainda assim, as quantidades armazenadas no TGNL de Sines assegurariam a constituição das reservas de segurança, em caso de necessidade de reservas de segurança ligeiramente superior às previstas.

### Saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT representa a capacidade adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos

de acesso dos utilizadores, e fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

Atendendo à necessidade periódica de existência de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro médio) associada ao processo de descarga de navios (slot de descarga), determinou-se:

- O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor 900 GWh ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, dividindo-o pelo valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro médio);
- O valor equivalente em cavidades do AS do Carriço do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor por 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade).

O valor equivalente em navios metaneiros mede a flexibilidade de armazenamento que poderá ser utilizada na logística associada ao mercado de GNL. O valor equivalente em cavidades mede a capacidade de armazenamento comercial no AS do Carriço colocada à disposição do mercado.

No quadro e nas figuras seguintes apresentam-se os resultados para os Cenários Central, Superior e Inferior.

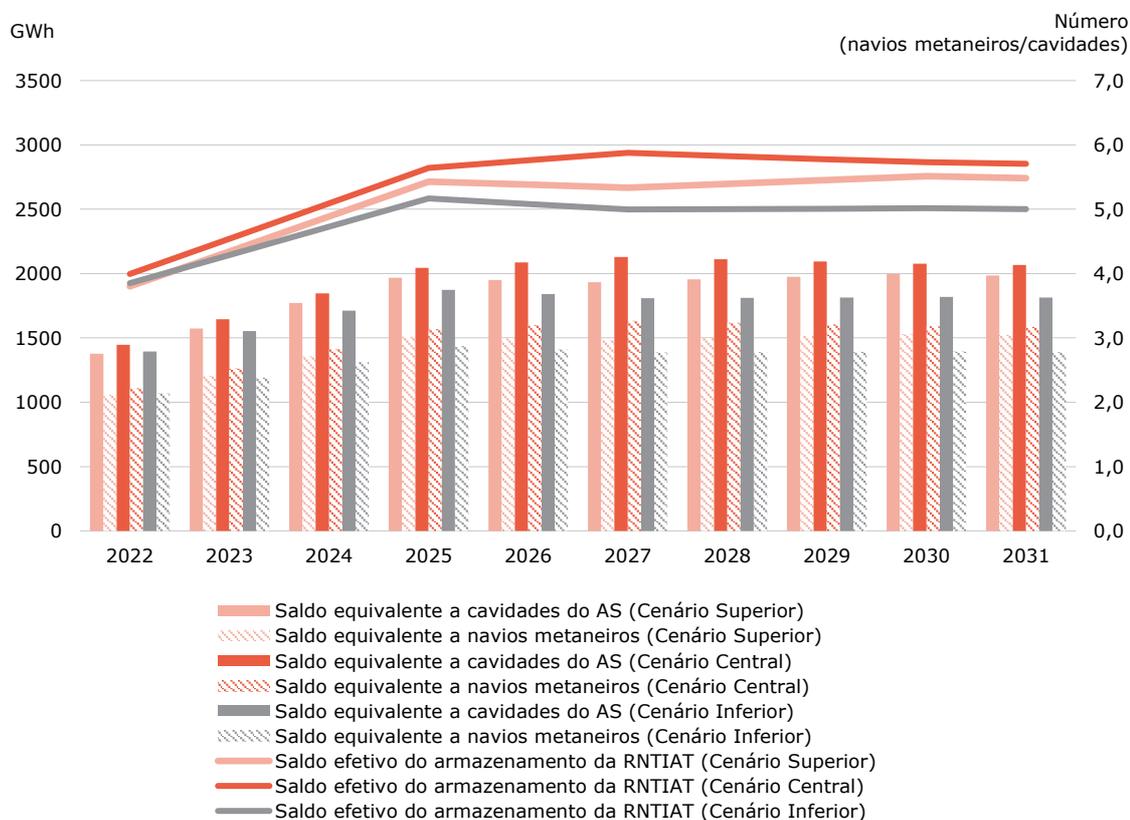
#### QUADRO 8-25

### Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Cenário Superior</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1901	2172	2444	2715	2691	2667	2697	2727	2757	2741
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,1	2,4	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,0
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,8	3,1	3,5	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0	4,0
<b>Cenário Central</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1997	2271	2546	2822	2880	2939	2914	2889	2865	2853
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,2	2,5	2,8	3,1	3,2	3,3	3,2	3,2	3,2	3,2
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,9	3,3	3,7	4,1	4,2	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1
<b>Cenário Inferior</b>												
Saldo efectivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1925	2145	2364	2584	2541	2497	2501	2504	2509	2502
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,1	2,4	2,6	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,8	3,1	3,4	3,7	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6

Figura 8-13

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas, poder-se-á referir que:

- No Cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT tem um comportamento crescente atingindo o seu máximo em 2030. Em 2031, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é de 2741 GWh, o que equivale a cerca de três navios metaneiros e a quatro cavidades do AS do Carricho. Este crescimento do saldo efetivo do armazenamento é justificado pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás até 2031;
- No Cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente até 2027 e estabiliza até 2031. Em 2027 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu máximo de 2939 GWh equivalentes a cerca de quatro cavidades do AS do Carricho e a três navios metaneiros. Em consequência da diminuição das necessidades de reservas de segurança entre 2022 e 2031, o valor do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT aumenta, atingindo neste último ano um valor de 2853 GWh;
- No caso do Cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT apresenta um aumento até 2025 atingindo o seu máximo de 2584 GWh. No intervalo de 2025 a 2031, este parâmetro regista uma trajetória sem grandes alterações até atingir o valor de 2502 GWh em 2031.

### Diminuição de emissões (GEE)

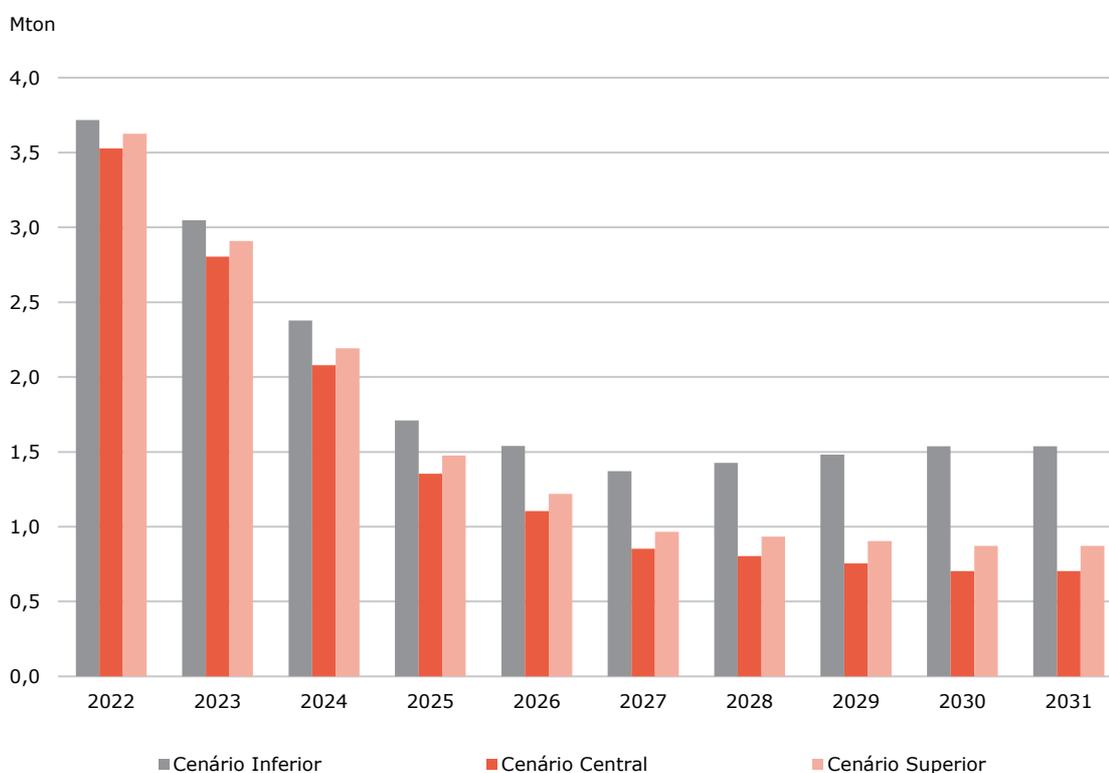
Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRG. Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO<sub>2</sub>, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO<sub>2</sub> e o preço médio em euros por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (€/ton CO<sub>2</sub>).

Ao nível do Mercado de Eletricidade, no período 2022-2027, verifica-se um decréscimo gradual do volume anual de emissões de CO<sub>2</sub>, resultante da maior produção de energia de origem renovável, em detrimento da produção de energia nas centrais térmicas.

Em 2031, no Cenário Inferior, prevê-se um total de emissões de 1,5 Mton, equivalente a uma redução de 2,2 Mton, por comparação com uma emissão de 3,7 Mton em 2022. Os valores das emissões de CO<sub>2</sub> no intervalo considerado são significativamente inferiores aos valores previstos no PDIRGN 2020-2029. Isto deve-se não só ao aumento das previsões de produção de energia elétrica de origem renovável, mas também devido à desclassificação das centrais térmicas a carvão em Portugal, onde a queima de carvão tinha um contributo bastante elevado nas emissões de gases com efeito de estufa.

FIGURA 8-14

### Emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais PRO termoelétricas



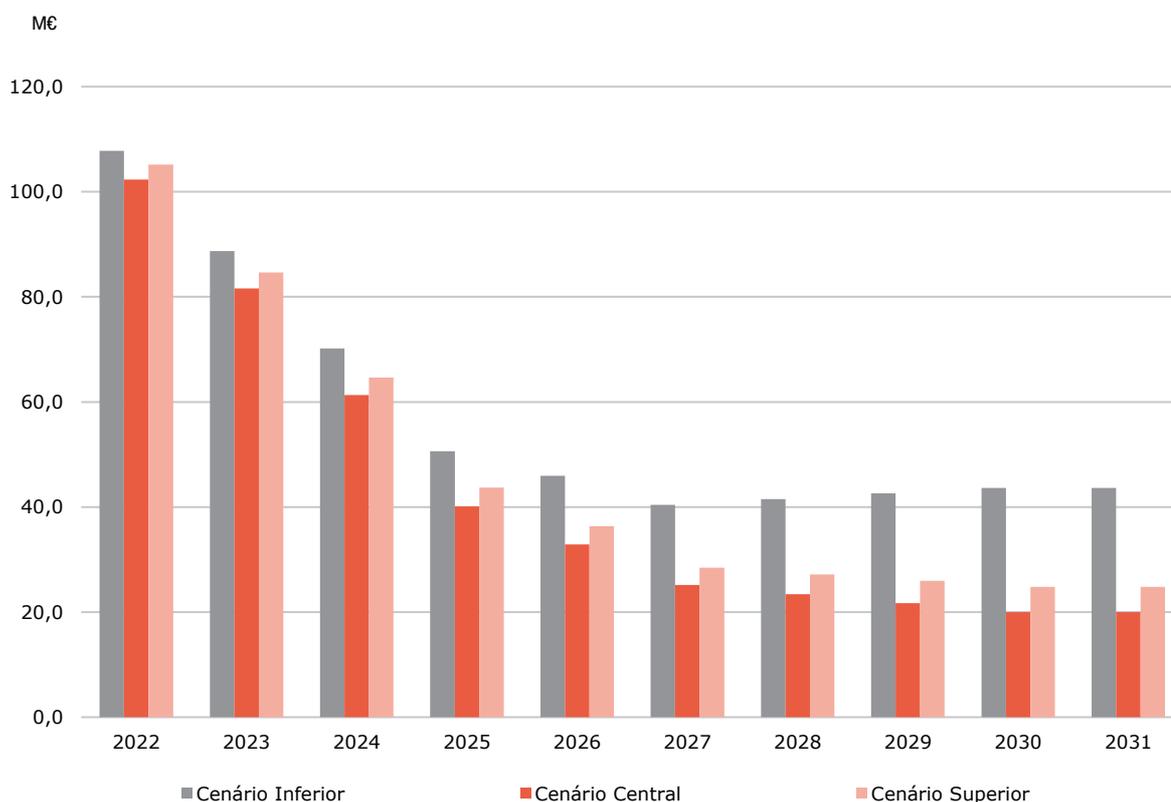
Tendo em conta a tendência dos preços dos direitos de emissão de CO<sub>2</sub> até 2026 (29,8 €/ton) e a ligeira redução até 2031 (28,4 €/ton) assumidas no RMSA-E 2020, os custos anuais para o sistema, apresentados na figura seguinte, poderão chegar aos 107,8 M€ em 2022 no Cenário Inferior, com uma subsequente redução até ao final do período analisado.

Dos três cenários de evolução considerados, o Cenário Inferior é aquele que apresenta valores de emissões mais elevados e o Cenário Central aquele que apresenta valores mais reduzidos.

Na primeira metade da década considerada, com base na média dos valores dos três cenários em consideração, prevê-se que a redução anual de emissões de CO<sub>2</sub> seja de 0,5 Mton. A valorização económica associada à redução deste custo ambiental é em média de aproximadamente 15 M€ anuais.

FIGURA 8-15

### Custos das emissões de CO<sub>2</sub> pelas centrais PRO termoelétricas



### Backup às fontes de energia renovável (FER)

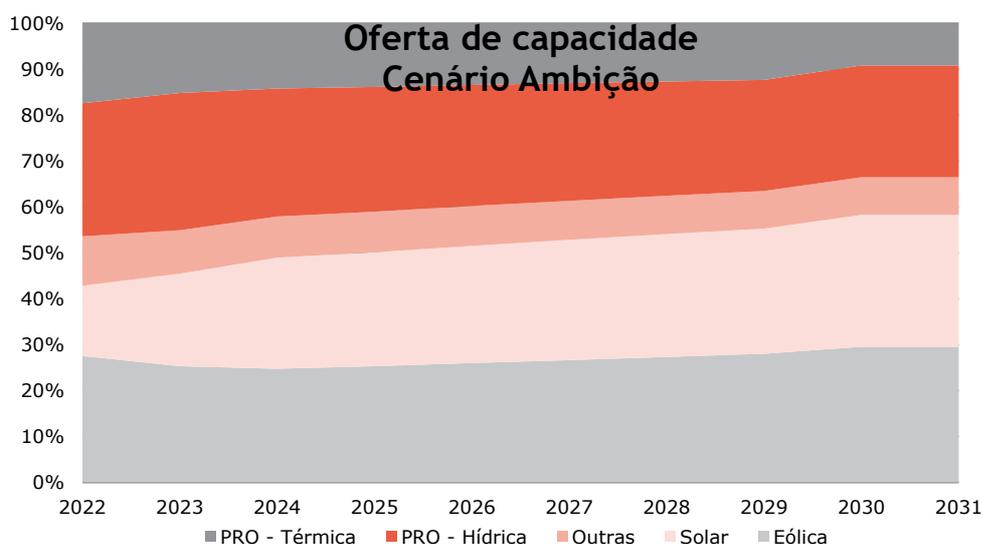
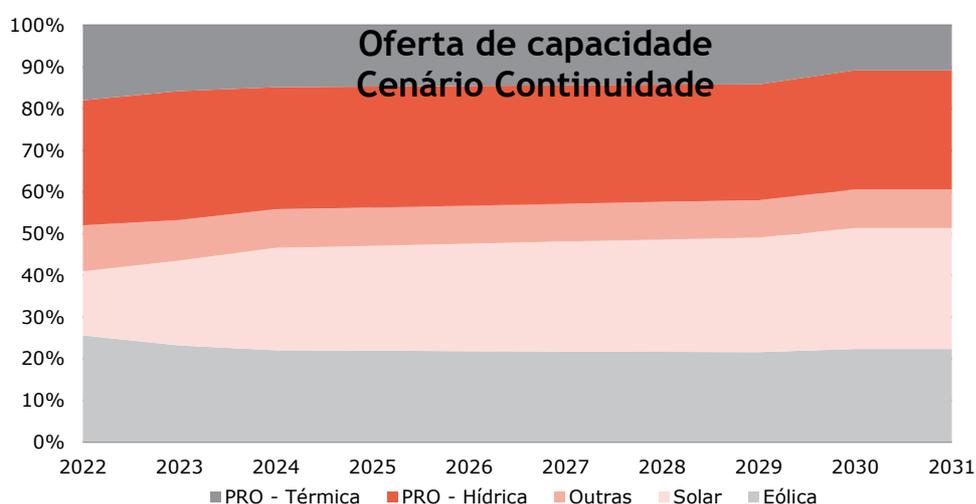
A utilização do gás na produção de eletricidade através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção termoelétrica como as centrais a carvão.

De forma a avaliar a importância da componente de produção térmica no sistema eletroprodutor nacional é efetuada uma análise ao dia de maior procura de eletricidade em cada mês, apurando as necessidades de backup térmico.

Com efeito, a evolução crescente perspectivada para a capacidade instalada no Sistema Electroprodutor Nacional baseada em FER, apresentada na figura seguinte, determina que, em 2031, entre 89% e 91% da capacidade de produção esteja repartida entre a PRO hídrica e PRE. Deste modo, o peso relativo da componente termoelétrica desce progressivamente, prevendo-se que não exceda 11% do total no Cenário Continuidade e 9% no Cenário Ambição, relativamente ao horizonte 2031.

FIGURA 8-16

### Evolução das componentes de oferta do Sistema Electroprodutor Nacional

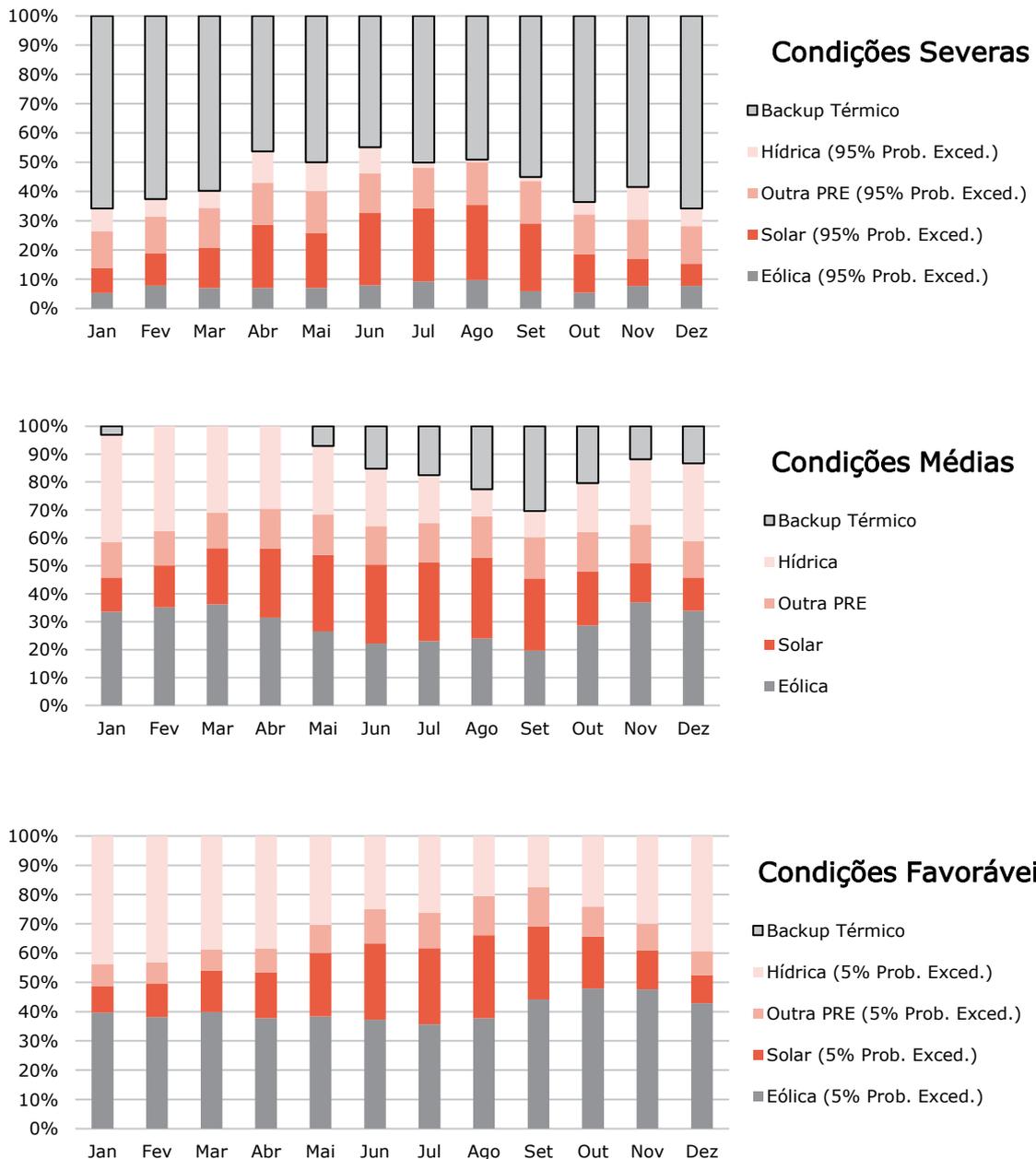


Analisadas as situações de procura diária máxima de eletricidade para o ano de 2025, nas três figuras seguintes constata-se o contributo da componente termoelétrica ao longo do ano tendo em conta três situações distintas (situação severa, média e favorável).

No dia de maior consumo em cada mês, se observadas condições extremas do ponto de vista da contribuição das componentes Hídrica, Eólica, Solar e Outra PRE, correspondentes a uma probabilidade individual de excedência de 95%, a proporção da energia diária consumida abastecida pelo backup termoelétrico poderá chegar aos 66% para o caso de condições severas. Esse valor poderá limitar-se a 30% em condições médias, e no caso de ocorrência de condições favoráveis, não existirá necessidade de recorrer ao backup termoelétrico.

FIGURA 8-17

**Abastecimento no dia de maior consumo de eletricidade em cada mês (ano de 2025)**



Fica assim patente a necessidade de garantir o aprovisionamento diário dos combustíveis para assegurar que o sistema electroprodutor esteja dotado de backup térmico capaz de colmatar a variabilidade que caracteriza as fontes de energia renovável. Neste âmbito, é de realçar as vantagens ambientais das tecnologias de produção a gás (nomeadamente dos grupos de ciclo combinado), quer pelo seu rendimento, quer pelo baixo fator de emissão de CO<sub>2</sub>, quando comparadas com centrais de produção a carvão.

## Considerações Finais sobre a Segurança do abastecimento

Relativamente à segurança do abastecimento, importa clarificar a possibilidade de aplicação de medidas do lado da procura no âmbito do artigo 5.º Normas das infraestruturas, do Regulamento n.º 2017/1938, metodologia prevista para o cumprimento do indicador “critério N-1”.

### Aplicação de medidas do lado da procura – interruptibilidade dos consumos

Do ponto de vista legislativo, de acordo com o n.º 1 do artigo 5º Normas das infraestruturas, a obrigação de cumprimento do “critério N-1” não isenta a responsabilidade dos operadores de rede de procederem aos investimentos correspondentes para o cumprimento desta Norma. Apesar da possibilidade do cumprimento do “critério N-1” recorrendo à interruptibilidade dos consumos, esta deve ser assegurada por medidas baseadas no mercado, desde que o Plano Preventivo de Ação adotado pela Autoridade Competente (DGEG) assim o demonstre (n.º 2 do artigo 5º Normas das infraestruturas).

No Anexo VIII do Regulamento n.º 2017/1938, encontra-se previsto um conjunto de medidas não-baseadas no mercado apenas para a eventualidade de uma situação de emergência:

- a. Mudança obrigatória para outro combustível;
- b. Utilização obrigatória de contratos interruptíveis, sempre que esta possibilidade não seja plenamente utilizada como parte das medidas baseadas no mercado;
- c. Redução obrigatória dos consumos contratados.

Do ponto de vista operacional, o cumprimento do “critério N-1” significa que a capacidade técnica das infraestruturas de gás deverá satisfazer a procura total de gás na zona de cálculo, em caso de interrupção da maior infraestrutura individual de gás (o terminal de GNL de Sines no caso do SNG) durante um dia de procura de gás excecionalmente elevada (cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos).

Deste modo, no caso Português, este cenário configura uma situação na qual as restantes infraestruturas de aprovisionamento - interligação de Campo Maior, de Valença do Minho e do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carrigo - têm que ser utilizadas na sua capacidade máxima. Neste caso, importa ter em consideração os seguintes aspetos:

1. O AS do Carrigo poderá ter apenas armazenado gás correspondente à constituição de reservas de segurança, pelo que a sua mobilização será necessariamente de carácter obrigatório nos termos em que o Ministro da tutela a autorizar. No entanto, o cumprimento do “critério N-1” deve ser assegurado por medidas baseadas no mercado e não por medidas de carácter obrigatório destinadas a fazer face a uma situação de emergência nacional;
2. Assumindo que as restantes interligações tenham de ser utilizadas na sua capacidade máxima e que a procura a satisfazer pela RNTG corresponde a um dia de procura de gás excecionalmente elevada, existe uma probabilidade elevada de os agentes/comercializadores que têm a possibilidade de introduzir gás na rede por essas interligações se encontrem, no mesmo momento, a abastecer os eventuais consumos interruptíveis, designadamente as Centrais de Ciclo Combinado a Gás (CCCG) com combustível alternativo, a C.T. da Tapada do Outeiro e a C.T. de

Lares. Neste cenário, a não utilização da capacidade de saída da RNTG correspondente à interrupção destes pontos de consumo teria como consequência uma redução de capacidade nos pontos de entrada da rede aproximadamente da mesma ordem de grandeza, traduzindo-se no incumprimento do “critério N-1” ou, dito de outro modo, na impossibilidade para satisfazer a procura total de gás no País. Para que tal não aconteça, é necessário que estejam à disposição dos agentes de mercado mecanismos de compra e venda de capacidade nos pontos de entrada da RNTG suficientemente ágeis, eficazes e baseados no mercado;

3. A eventual indisponibilidade do terminal de GNL de Sines durante um intervalo de tempo prolongado nas condições de vigência do critério N-1 implicaria o recurso às medidas de interruptibilidade referidas acima por um período igualmente longo, o que seria insustentável perante o mercado e deixaria de constituir uma medida de gestão da procura para passar a ser um verdadeiro corte de fornecimento de gás devido a uma situação de emergência no sector.

## 8.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), nos termos do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 58/2011, de 4 de maio, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

De acordo com a legislação, o responsável pela AA é o proponente do plano a avaliar. Essa responsabilidade estende-se à decisão de elaborar a AA, de determinar o âmbito e alcance da mesma, da consulta às entidades com responsabilidade ambiental específica sobre o âmbito e alcance da mesma, à preparação do Relatório Ambiental e respetivas consultas públicas e institucionais e, por último, ao envio da Declaração Ambiental à Agência Portuguesa do Ambiente.

A metodologia adotada nesta AAE reflete as mais recentes orientações metodológicas constantes das Diretrizes da Agência Portuguesa do Ambiente (Partidário, 2012), recomendações da União Europeia e das Nações Unidas sobre AAE e o indicado na legislação em vigor.

A AAE tem como propósito primordial, identificar, descrever e avaliar, de um ponto de vista ambiental e de sustentabilidade, as opções estratégicas e criar condições para que o novo plano integre, a partir de um momento inicial, preocupações biofísicas, sociais e económicas.

A elaboração síncrona da proposta de PDIRG 2022-2031 e da correspondente AA tem como fator positivo a possibilidade de serem efetuados ajustes durante o desenvolvimento do Plano, decorrentes dos resultados das análises realizadas no decurso da AA, assim como das consultas públicas e institucionais a realizar em momento oportuno. Desta forma, permite-se que os contributos da AA robusteçam e melhor fundamentem as estratégias do Plano, em termos ambientais e de sustentabilidade, e se constituam como um pilar fundamental e qualificado no processo de decisão. Assim, esta AA desenvolver-se-á em dois eixos:

- Por um lado, a análise das orientações e opções estratégicas do Plano e da respetiva contribuição para a prossecução dos objetivos próprios, mas também do seu contributo para o cumprimento das metas e objetivos nacionais;
- Por outro, a análise dos constrangimentos e das potencialidades das opções estratégicas propostas.

As propostas estratégicas foram analisadas, tendo por base os critérios de avaliação e indicadores definidos para cada um dos Fatores Críticos para a Decisão (FCD).

O âmbito e o alcance da AAE foi objeto de consulta institucional, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º do Decreto-Lei nº 232/2007, de 15 de junho.

A definição dos FCD da AAE do PDIRG 2022-2031 teve em consideração de forma integrada:

- o objeto de avaliação, ou seja, as propostas do PDIRG;
- o Quadro de Referência Estratégico (QRE);

- as Questões Estratégicas (QE) associadas à estratégia de potencial expansão do PDIRG;
- as Questões Ambientais e de Sustentabilidade suscitadas pelas estratégias de potencial expansão;
- avaliações ambientais realizadas sobre anteriores edições do Plano.

A avaliação efetuada permite concluir que a Estratégia Base que consta da proposta de PDIRG 2022-2031 se constitui como um instrumento de planeamento que demonstra o potencial de contribuição do SNG e das suas infraestruturas para o cumprimento das metas de descarbonização da economia.

Esta proposta de Plano resulta numa avaliação ambiental que se pretendeu ser exploratória sobre eventuais condicionantes e constrangimentos nas áreas envolventes dos pontos de acesso à rede. Deste modo, sendo anterior a futuras decisões sobre a evolução e expansão da RNTIAT, permite informar sobre as localizações que determinarão estudos mais detalhados e aprofundados.

O facto de ser um plano de adaptação que prepara a rede para a futura incorporação de nova produção de base renovável (gases de origem renovável e de baixo teor em carbono), demonstra o compromisso da REN com as políticas, orientações e diretrizes nacionais e internacionais que regulam o setor.



9

# ANEXOS

## ANEXO 1

Pressupostos do RMSA-G 2020 - Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás

**REN** 





9

# ANEXOS

ANEXO 2

Projetos aprovados em anteriores edições do PDIRG

REN 

## PROJETOS APROVADOS EM ANTERIORES EDIÇÕES DO PDIRG

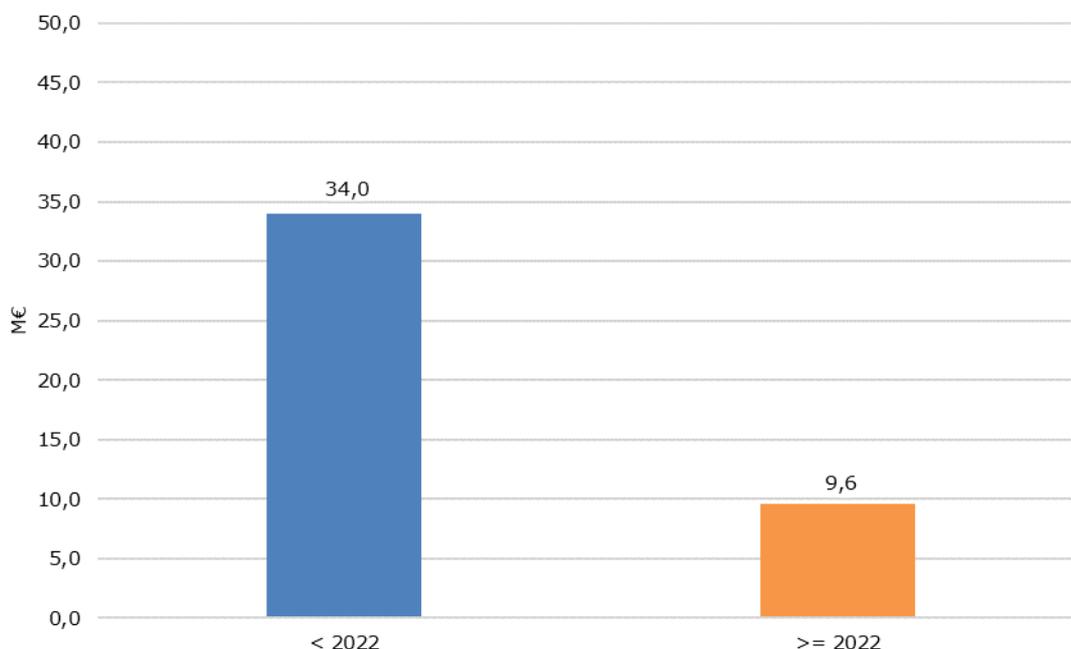
### 1. Investimento e realização dos projetos aprovados

As propostas anteriores do PDIRGN (Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminal de Gás Natural (“RNTIAT”)), especificamente os relativos aos períodos 2018-2027 e 2020-2029, continuam projetos de desenvolvimento e de modernização da RNTIAT com um calendário de execução que coincide em parte com o da atual proposta de PDIRG para o período 2022-2031.

À semelhança da proposta de PDIRGN 2020-2029, apresenta-se, neste anexo, a síntese do ponto de situação da execução dos principais projetos de investimento já apreciados no contexto subjacente ao quadro doutrinal de aprovação do PDIRGN 2018-2027.

Os projetos já realizados ou com previsão atual de conclusão até ao final de 2021<sup>27</sup> totalizam, a custos diretos externos, entre os já realizados e a estimativa atual dos que se concluem em 2021, 34,035 M€, que já reflete a realização de uma intervenção de menor escala da que inicialmente prevista, aquando da elaboração da proposta de PDIRGN 2018-2027, para o projeto de separação de sulfureto de hidrogénio no armazenamento subterrâneo do Carrigo. Adicionalmente, encontram-se iniciados ou já em execução os demais projetos apresentados, num montante estimado, também a custos diretos externos, de 9,615 M€.

Realização dos projetos aprovados em anteriores Planos  
(valores a custos diretos externos)



<sup>27</sup> A estimativa dos montantes dos projetos aprovados a concluir até 2021, foi realizada aquando da preparação dos pressupostos da elaboração da proposta de PDIRG 2022-2031.

A conclusão de alguns dos referidos investimentos tem sofrido algum atraso devido a diversos fatores, entre outros, a disponibilidade de capacidade de resposta do mercado, períodos mais longos de aprovisionamento e disponibilização de equipamentos e serviços de execução dos projetos de detalhe de engenharia mais complexos, atraso na obtenção das autorizações administrativas, com impacto substancial no projeto de upgrade do Armazenamento Subterrâneo do Carriço, face à estimativa prevista aquando da elaboração da proposta de PDIRGN 2018-2027, e ainda, mais recentemente, devido ao efeito das condicionantes decorrentes da pandemia COVID-19.

Não obstante, ainda que com a ressalva dos impactos dos fatores mencionados supra, nomeadamente a incerteza quanto à evolução das restrições impostas pela COVID-19, estima-se que o conjunto daqueles investimentos possa vir a estar concluído até ao final de 2022, incluindo o novo ponto de ligação ao ORD em Paredes de Coura.

O ponto de situação da realização de cada projeto encontra-se expresso na tabela seguinte.

## **2. Cronograma e ponto de situação dos projetos do PDIRG 2018-2027 aprovados**

Bloco de Projetos	Designação dos projetos	Data prevista para Entrada-em-Serviço no PDIRGN 2018-2027	Ponto de situação dos projetos	Notas
Rede Nacional de Transporte de Gás				
Melhoria Operacional	Instalação de alarmes de intrusão nas estações	2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Upgrade dos sistemas de controlo de temperatura do GN das GRMS	2020-2022	Concluído	-
	Aumento de capacidade dos by-pass das BA100 e BA911	2018	Concluído	-
	Instalação de 2ª linha de filtragem e permutadores de calor	2018	Concluído	-
	Instalação de limitadores de caudal nas GRMS malhadas	2019-2022	Concluído	-
	Isolamento térmico/acústico para a condensação permanente na regulação	2019-2020	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Unificação das tabelas RTU vs. CD	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021/2022
	Equipamento de emergência	2020-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Instalação de painéis fotovoltaicos em estações de linha / Melhoria Autonomia	2019-2020	Em curso	Aguarda resultado dos estudos de viabilidade
	Monitorização da cadeia de medida JCT 10000 - Monforte	2018	Cancelado	A necessidade foi extinta face à alteração da metodologia de monitorização da rede.
	Monitorização da cadeia de media JCT 11000 - Cantanhede	2018	Cancelado	A necessidade foi extinta face à alteração da metodologia de monitorização da rede.
	Ferramentas diversas	2020-2021	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Instrumentos e equipamentos de análise e medição	2018-2021	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição de EMMs do Laboratório Móvel	2020	Concluído	-
Peças/materiais para a implementação do RCM II	2018-2022	Concluído	-	
Adequação Regulamentar	Inspeção em linha (PIGs)	2019-2021	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Estudo do estado do revestimento	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Caracterização e reparação de defeitos/ reparação do revestimento	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
Gestão de Fim de Vida Útil	Projetos diversos de adequação e conservação de equipamentos e sistemas	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração

	Readequação das Estações temporárias	2018-2019	Concluído	-
	Substituição de CPUs de RTUs >15 anos	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	RTU tipo C	2019	Concluído	-
	Substituição de instrumentação (local e transmissores)	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição dos computadores de caudal por fim de vida útil	2018-2022	Concluído	-
	Readequação de cadeias de medição com substituição por turbina ou US	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição de turbinas	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição de bombas dos circuitos de água	2018-2022	Concluído	-
	Substituição de caldeiras	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição de bombas de THT	2018-2022	Concluído	-
	Substituição dos cromatógrafos de enxofre	2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição das UPS 24/48VDC por fim de vida útil	2021-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição das UPS 400VAC por fim de vida útil	2021-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição das baterias	2020	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição dos PTs das estações	2020	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição dos descarregadores de sobretensão no QG de entrada	2020	Concluído	-
<b>Terminal GNL de Sines</b>				
Melhoria Operacional	Upgrade sistema ENS	2018	Concluído	-
	Barreira de contenção da poluição	2018	Cancelado	Investimento assumido pela Autoridade Portuária
Adequação Regulamentar	Estação de medida	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021
Gestão de Fim de Vida Útil	Pintura dos tanques de GNL	2018-2019	Concluído	-
	Abrigos e Pontes Rolante de Bombas HP e compressores	2018-2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição de isolamentos	2019-2020	Concluído	-
	Proteção anticorrosiva(Pintura)	2018-2022	Concluído	-

	Substituição instrumentação campo	2018-2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Sistema de controlo distribuído DCS + CC300	2018-2019	Concluído	-
	Upgrade dos sistema de controlo de documentação	2018-2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Sistema de Bombagem Criogénica de alta Pressão	2018-2022	Concluído	-
	Sistema de vaporização em alta pressão de GNL	2020-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Recondensador C401	2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Sistema de filtragem de água do mar	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Estação de electrocloração	2018	Concluído	-
	Sistema de bombagem de água do Mar	2018-2019	Concluído	-
	Substituição do sistema de extinção automática de incêndios	2018	Concluído	-
	Substituição de cromatógrafos	2018-2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Upgrade e reposição de pequenos equipamentos e sistemas auxiliares	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição das UPS e baterias por fim de vida útil	2018-2019	Em curso	Conclusão prevista para 2021
<b>Armazenamento Subterrâneo</b>				
Melhoria Operacional	Instalação separadores de recolha de H2S nas plataformas das cavernas	2018-2019	Em curso	Projeto ajustado de acordo com estudos que indicam origem bacteriológica da contaminação.
	Upgrade do sistema de Gestão e Monitorização Remota da Qualidade de EE	2020	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Flushing circuitos de TEG da desidratação (incluindo substituição do TEG)	2021	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Edifício pré-fabricado para a unidade de fuel gás	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição dos cilindros dos compressores	2018	Concluído	-
	Válvulas inter-lock para as PSVs	2018	Concluído	-
	Adequação da RIA para as plataformas das cavernas	2019	Concluído	Projeto ajustado em função dos incêndios de 2017
	Upgrade da Capacidade de Compressão	2018-2019	Recalendarizado	Adiado para 2022 por razões de aprovisionamento
	Aquisição de ferramentas	2021	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Peças/materiais para a implementação do RCM II	2018-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021

Adequação Regulamentar	Sonares às cavidades	2021	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Recondicionamento de unidades de medida (calibração)	2021-2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
Gestão de Fim de Vida Útil	Projetos diversos de adequação e conservação de equipamentos e sistemas	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície	2018-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Substituição da luminária do recinto	2020	Concluído	-
	Substituição de instrumentação (local e transmissores)	2020-2022	Em curso	Parcialmente transferido para exploração
	Substituição das tubagens de água dos edifícios	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Pintura e beneficiação dos edifícios	2022	Em curso	Conclusão prevista para 2022
	Substituição das pás dos arrefecedores da unidade de compressão	2020	Concluído	-
	Substituição do catalisador dos motores	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição do sistema controlo de acessos	2020	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição do GC1 da Estação Gás	2018	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição do GC2 da Estação Gás	2022	Em curso	Conclusão prevista para 2021
	Substituição do sistema INERGEN	2022	Concluído	-
	Substituição do sistema de deteção de GN	2022	Concluído	-
	Substituição do sistema de deteção de fogo	2022	Concluído	-
Substituição dos hidrantes da RIA	2020	Concluído	-	

A tabela supra não inclui o montante referente aos três pontos de entrega (1,800 M€) nem aos montantes investidos no projeto do AS Carriço anteriores ao PDIRG 2018-2027 (3,252 M€)



9

## ANEXOS

ANEXO 3

Metodologia de análise Multicritério / Custo-  
Benefício

REN 

## METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

### 1. Enquadramento

#### 1.1. Metodologias multicritério

A atividade de apoio à decisão visa suportar a obtenção de elementos para responder às questões dos *stakeholders*, no âmbito de um processo de decisão<sup>28</sup>. As metodologias de apoio à decisão multicritério são utilizadas no planeamento de sistemas de redes e infraestruturas de transporte de energia, suportando agentes de decisão na resolução de problemas de expansão do sistema, de desenvolvimento das redes de transporte, da capacidade do armazenamento estratégico, de gestão da procura (*demand side response*), entre outros.

Uma decisão incorpora o processo de comparação de diferentes pontos de vista (uns a favor e outros contra uma determinada opção), os quais podem ser materializados através de indutores. Se durante muitos anos a tomada de decisão poderia estar focada num único objetivo (i.e. financeiro), nas últimas décadas — com a assunção da necessidade de mitigar impactos ambientais com origens antropogénicas e promover o bem-estar social — os problemas de decisão passaram a incluir múltiplos objetivos. Esta metodologia é normalmente designada por Apoio à Decisão Multicritério, sendo caracterizada pelos seguintes princípios básicos: um número finito ou infinito de alternativas; pelo menos dois indutores; pelo menos um agente de decisão<sup>29, 30</sup>.

A área científica do apoio à decisão é rica em classificações distintas para os problemas a analisar. Neste documento será seguida a taxonomia apresentada por Hwang e Masud<sup>31</sup>, Clímaco<sup>32</sup>, e Matos<sup>33</sup>, para a classificação dos problemas de decisão. Os referidos autores defendem que os problemas de apoio à decisão multicritério sejam divididos em duas categorias:

- ✓ Problemas multiatributo;
- ✓ Problemas multiobjetivo.

Os problemas multiatributo normalmente abordam um número predefinido de alternativas, as quais são aferidas através de atributos. A decisão final, neste tipo de problema, é tomada pela via da comparação dos valores dos atributos, das diferentes alternativas.

No que diz respeito aos problemas multiobjetivo, a metodologia de apoio à decisão ambiciona identificar a “melhor” alternativa, considerando, para o efeito, mais do que uma função objetivo e um conjunto de restrições<sup>34</sup>.

A figura que se segue, resume a classificação de metodologias de apoio à decisão multicritério.

<sup>28</sup> Roy, B. Multicriteria Methodology for Decision Aiding, Nonconvex optimization and its applications, 1996

<sup>29</sup> Figueira, J., Grecco, S., Ehrgott, M., Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys, 2005

<sup>30</sup> Catrinu, M., Decision Aid for Planning Local Energy Systems - Application of Multi-criteria Decision Analysis, Norwegian University of Science and Technology, 2006

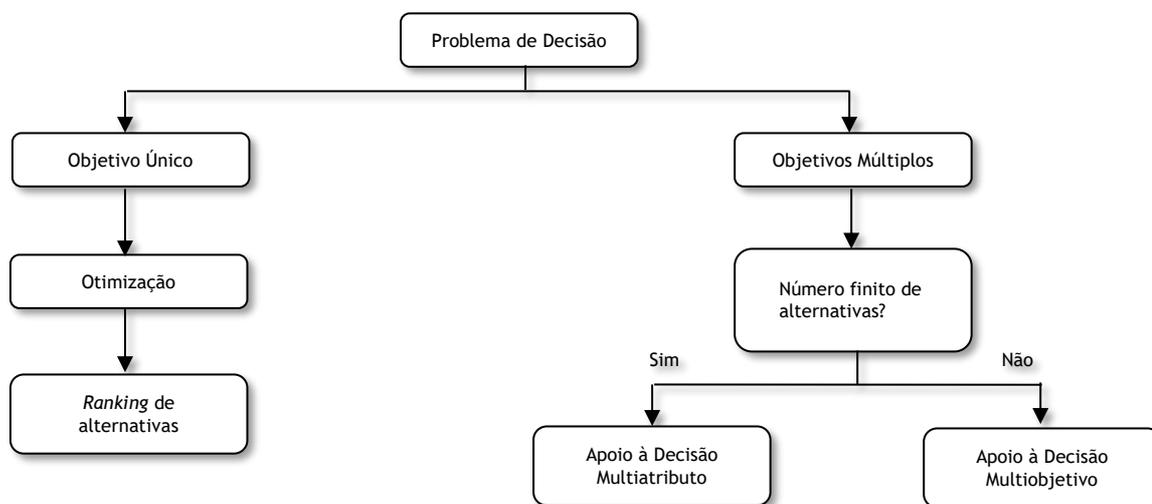
<sup>31</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

<sup>32</sup> Clímaco, J. Programação Matemática com Objetivos Múltiplos, Dissertação de Doutoramento, 1981

<sup>33</sup> Matos, M.A., Ajuda à Decisão Multicritério - Novas Contribuições, 1981

<sup>34</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979

## Classificação de metodologias de apoio à decisão



Convirá, nesta secção introdutória, elaborar brevemente sobre conceitos base para o apoio à decisão, tal como se segue<sup>35,36,37</sup>:

- ✓ Alternativa dominada: uma solução é dominada se e apenas se existir outra alternativa que seja melhor em pelo menos um indutor/atributo, e que não seja pior nos restantes indutores/atributos;
- ✓ Alternativa eficiente (ou não dominada): uma solução é eficiente se e apenas se não for dominada por outra alternativa.

### 1.2. Análise Custo-benefício

A metodologia combinada multicritério/custo-benefício (MCB) para abordagem aos projetos da RNTIAT foi desenvolvida de acordo com as boas práticas internacionais do sector do gás (CE e ENTSG).

Importa referir o Regulamento N.º 347/2013, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de abril de 2013 que serviu de base à metodologia concebida pelo ENTSG ('Energy System Wide Cost-Benefit Analysis Methodology') que, em fevereiro de 2015, foi aprovada pela Comissão Europeia. O ENTSG efetuou uma melhoria à sua metodologia, desenvolvendo e implementando a 'CBA Methodology 2.0' para projetos de gás, que foi aprovada em fevereiro de 2019 pela Comissão Europeia.

Esta metodologia tem como principal objetivo apoiar a seleção de projetos de interesse comum (PIC) e do TYNDP, sendo impulsionada pelas seguintes considerações:

<sup>35</sup> Chankong, V.; Haimes, Y., Multiobjective Decision Making - Theory and Methodology, 2008

<sup>36</sup> Matos, M.A., Multicriteria Decision-Aid, basic concepts and definitions, 2010

<sup>37</sup> Mousseau, V., Elicitation des préférences pour l'aide multicritère à la décision, Mémoire présenté en vue de l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, 2003

- ✓ Uma abordagem baseada em cenários acompanhada de uma análise de sensibilidade de modo a refletir a incerteza de um horizonte de tempo superior a vinte anos;
- ✓ Uma avaliação abrangente de todo o sistema que permita identificar as necessidades de infraestruturas e o impacto dos benefícios diretos e indiretos de um projeto integrado na rede europeia no bem-estar social;
- ✓ Uma abordagem incremental e análise de custo-benefício que considere o prazo de implementação do projeto e a disponibilidade de dados de análise.

Não obstante a metodologia da ENTSG se designar habitualmente por análise custo-benefício (CBA), na verdade a abordagem proposta (e aprovada pela Comissão Europeia) consiste num modelo que combina as filosofias multicritério e custo-benefício. Deve ser esclarecido que uma análise custo-benefício apenas aborda o projeto de investimento na perspetiva de um único indutor, pelo que se torna uma avaliação pouco apropriada para processos de decisão *multi-stakeholder*<sup>38</sup>. Com efeito, as metodologias multicritério oferecem um espectro de atributos mais alargado, na perspetiva de mais do que um *stakeholder*. Por conseguinte, a filosofia multicritério personifica uma metodologia mais ampla de apoio à decisão de planos de investimento em redes energéticas, particularmente quando se torna complexa e sujeita a subjetividade, por exemplo, a monetização de diversos atributos.

## 2. Metodologia de Apoio à Decisão para o PDIRG

### 2.1. Contexto do Problema de Decisão

O PDIRG materializa um exercício de planeamento da RNTIAT, no sentido de concretizar um conjunto de objetivos estratégicos, em particular o de assegurar o estrito cumprimento do contrato de concessão da RNTIAT, quer por via da Remodelação e Modernização seletiva de Ativos em fim de vida útil e de projetos pontuais que apóiem vantagens operacionais na sua implementação, seja ao nível da eficiência, segurança ou qualidade ou ainda do acompanhamento da evolução tecnológica, quer por via dos compromissos já acordados com os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) relativamente a novos pontos de ligação ou à ampliação de pontos de entrega de gás já existentes. Neste exercício, os projetos decorrentes destes objetivos estratégicos assumem um caráter crítico para que o Operador da Rede de Transporte, o Operador do Terminal de GNL e o Operador do Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural possam continuar a garantir a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT. Nesta proposta de PDIRG, estes projetos estão agrupados no âmbito dos Projetos Base.

As alterações climáticas são outra das componentes dos Projetos Base, considerando que o setor do gás é vulnerável a mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo a REN a existência de riscos decorrentes para as suas atividades, incluindo os previsíveis aumentos na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas que integram a RNTIAT.

Os Projetos Base incorporam ainda os projetos associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carriço, de acordo com o enquadramento dado no DL n.º 62/2020 e na RCM

<sup>38</sup> European Parliament and the Council, Regulation (EU) No 347/2013, 2013

n.º 63/2020, que estipula percentagens de introdução de hidrogénio nas redes de gás do SNGN quantificadas em 1% a 5% em volume até 2025 e de 10% a 15% em volume até 2030.

O PDIRG agrupa ainda um conjunto de Projetos Complementares, cujos objetivos se encontram condicionados a factores externos e visam dar resposta a objetivos estratégicos de política energética, competitividade, gestão do SNG em ambiente de mercado e sustentabilidade.

Após a participação ativa das diversas partes interessadas, designadamente a DGEG, ERSE e outros *stakeholders*, o processo prevê a final a decisão por parte do membro do Governo responsável pela área da Energia.

## 2.2. Arquitetura da Metodologia Multicritério/Custo-benefício

Após ter sido feito um enquadramento às metodologias multicritério e custo-benefício, nesta secção é apresentada a arquitetura da abordagem de apoio à decisão adotada para o PDIRG.

Esta abordagem visa, por um lado, integrar as boas práticas internacionais para projetos de investimento em redes energéticas, mas pretende sobretudo dar resposta aos desafios lançados pelos *stakeholders* durante a discussão dos Planos anteriores. Isto é, foi feito o exercício de utilizar e desenvolver uma metodologia multicritério/custo-benefício (especificamente, multiatributo) para avaliar projetos de investimento.

Embora não exista um guião formal para construir uma metodologia multicritério/custo-benefício, é possível identificar uma estrutura base para este tipo de abordagem:

- ✓ Um conjunto de alternativas e variáveis de decisão;
- ✓ Um conjunto de critérios ou indutores de investimento;
- ✓ Um conjunto de atributos.

O exercício de definir um problema de decisão requer uma compreensão holística do significado, estrutura e propriedades das alternativas e dos atributos. As alternativas são opções, planos ou estratégias que representam possíveis soluções para o problema. Ou seja, a identificação das alternativas reproduz um conjunto de potenciais hipóteses para o planeamento da RNTIAT.

Uma alternativa é qualificada como potencial, quando a sua implementação é considerada exequível<sup>39</sup>. Como tal, atendendo à natureza do planeamento do desenvolvimento da RNTIAT, o espaço de alternativas potenciais reduz-se a um conjunto limitado de opções exequíveis. Na verdade, para um conjunto de projetos do PDIRG, a metodologia seguida consiste na otimização (técnico-económica), em vez da comparação dos atributos de diferentes alternativas.

A presente metodologia multicritério/custo-benefício (MCB) apresenta, ao agente de decisão, quando aplicável, alternativas para o planeamento da RNTIAT, sempre que o problema de decisão possibilite identificar mais do que uma opção para o investimento nas infraestruturas. Concomitantemente, determinados projetos inscritos no PDIRG não oferecem, ao Operador da Rede de Transporte, do Terminal de GNL ou do Armazenamento Subterrâneo de Gás, flexibilidade para construir alternativas de planeamento. Com efeito, esses projetos são classificados como problemas de otimização,

<sup>39</sup> Roy, B. Multiple Criteria Decision Analysis: State Of The Art Surveys, Chp 1 - Paradigms and Challenges, 2005

materializando uma única opção para o desenvolvimento da rede, rejeitando *ab initio* a alternativa “zero” (que corresponde a “não fazer”) o que neste caso assumiria o estatuto de um incumprimento formal de um ato de planeamento a que o operador está obrigado, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor e do próprio contrato de concessão.

Assim, sempre que possível, a metodologia de apoio à decisão MCB constrói alternativas de planeamento, através da consideração de variáveis de decisão.

### 2.3. Blocos de Investimento e Atributos

Os Projetos Base Plano serão avaliados através do cálculo de um conjunto de atributos que permitem evidenciar os diferentes impactos destes projetos. Atendendo a que os vários projetos podem contemplar diferentes objetivos, cada um deste grupo de projetos contempla vários atributos. Apesar de não contemplar Projetos Complementares, este Plano integra a avaliação sistémica de planeamento à RNTIAT com as capacidades atuais, onde se apresentam os indutores e os atributos que seriam utilizados numa eventual avaliação de Projetos Complementares. Esta abordagem materializa, por conseguinte, uma análise multiatributo, a qual consiste num dos tipos de problemas multicritério. Os atributos são uma forma de medir os custos e benefícios de um projeto ou bloco de projetos de investimento. Os atributos podem ser definidos como características, qualidades ou indicadores de desempenho de um determinado projeto<sup>40</sup>.

Atendendo ao exposto, é possível agora apresentar o modelo da matriz multicritério/custo-benefício, em que cada bloco de projetos é avaliado através do cálculo de um conjunto de atributos.

### Matriz Multicritério/Custo-Benefício

		<b>Matriz Multicritério/Custo-Benefício</b>					
		<b>Projetos Base</b>			<b>Avaliação Sistémica de Planeamento</b>		
		<i>Remodelação e modernização de ativos</i>			<i>Integ. de mercados e interoperabilidade Concorrência Novos pólos de consumo Segurança do Abastecimento Sustentabilidade</i>		
<b>Blocos de Projetos (BP)</b>		<b>Atributos</b>			<b>Atributos</b>		
<b>BP A</b>		a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
...		a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n
<b>BP N</b>		a1,1	...	a1,n	a2,1	...	a2,n

Os atributos são agora desagregados, pelas seguintes classes de projetos de investimento.

Projetos Base:

<sup>40</sup> Hwang, C.L., Masud, A.S., Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 1979.

- Remodelação e modernização de ativos:
  - *a<sub>1,1</sub>* – Melhoria do Indicador do Estado do Ativo;
  - *a<sub>1,2</sub>* – Indicador de Criticidade;
  - *a<sub>1,3</sub>* – Capacidade em Risco de Interrupção;
  - *a<sub>1,4</sub>* – Redução da Probabilidade de Falha;
  - *a<sub>1,5</sub>* – Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens;
  - *a<sub>1,6</sub>* – Redução de Impactos Ambientais;
  - *a<sub>1,7</sub>* – Melhoria da Eficiência do SNG
  - *a<sub>1,8</sub>* – Índice de Risco Social.
  - *a<sub>1,9</sub>* – Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas;
  - *a<sub>1,10</sub>* – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento:

- Integ. de mercados e interoperabilidade; Concorrência; novos polos de consumo; Segurança do Abastecimento
  - *a<sub>2,1</sub>* - Reserva de Capacidade;
  - *a<sub>2,2</sub>* - Capacidade Bidireccional;
  - *a<sub>2,3</sub>* - Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade;
  - *a<sub>2,4</sub>* - Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento;
  - *a<sub>2,5</sub>* - Dependência dos Fornecedores;
  - *a<sub>2,6</sub>* - Critério N-1;
  - *a<sub>2,7</sub>* - Capacidade de Armazenamento;
  - *a<sub>2,8</sub>* - Diminuição das Emissões (GEE)
  - *a<sub>2,9</sub>* – Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)
  - *a<sub>2,10</sub>* – Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas
  - *a<sub>2,11</sub>* – Manutenção ou Criação de Emprego Externo.

Em seguida, procede-se à descrição de cada um dos indicadores da análise multicritério, quer os aplicáveis aos Projetos Base, quer os aplicáveis à análise sistémica de Planeamento, explicando-se o seu significado e de como devem ser interpretados.

## APLICAÇÃO DA METODOLOGIA AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO & MODERNIZAÇÃO (PROJETOS BASE)

Os Projetos de remodelação e modernização de ativos não impactam em nova capacidade das infraestruturas, da oferta ou do armazenamento, resultando em análises multicritério/custo-benefício necessariamente diferentes das realizadas para os Projetos Complementares, sendo que o campo de ação das metodologias utilizadas a nível europeu, nomeadamente a metodologia concebida pelo ENTSG, se torna mais limitado e a valorização mais complexa. Estas limitações, face à especificidade de cada projeto e às obrigações decorrentes da concessão, derivam do facto de que nem sempre é possível quantificar de modo sistemático o balanço entre os benefícios gerados e o custo da não realização do projeto ou por não existir alternativa à realização do projeto (como exemplo poder-se-ão referir projetos que minimizem riscos para a segurança de pessoas e bens ou upgrades tecnológicos por descontinuação de produto).

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparar as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas existentes com o conhecimento atual. A análise dos investimentos de remodelação e modernização envolve benefícios tais como a segurança de pessoas e bens, o balizamento de condições de operação, a adoção de regimes de funcionamento mais favoráveis, a criação de redundâncias, a mitigação de fatores externos de desgaste, o retardamento

da deterioração, entre outros. Os custos do projeto ao longo do período são, tanto quanto possível, comparados com os benefícios gerados ao longo deste mesmo período. Os custos resultantes da opção de não fazer o projeto e que possam ser evitados com a sua execução são considerados como benefícios.

De facto, a quantificação dos atributos que compõem este tipo de análise, seja em termos monetários ou não, implica a atribuição de um conjunto de valores para uma série de variáveis sejam elas de ordem técnica como, por exemplo, a taxa de corrosão antes e depois da intervenção ou da ordem da gestão do sistema tal como a taxa de utilização futura de determinado equipamento ou sistema.

Outro aspeto a ter em consideração relaciona-se com a ponderação a conferir a cada atributo. De facto, as várias metodologias de apoio à decisão, análises multiatributos ou multicritério, foram desenhadas para comparar alternativas semelhantes, como por exemplo para um processo simples de aprovisionamento, em que se comparam, para cada alternativa, as somas das pontuações em cada critério ponderadas pelo seu peso específico. Este tipo de abordagem sistemática enfrenta limitações quando se comparam projetos dissemelhantes em que as alternativas em estudo não respondem a todos os atributos, quando o peso específico de cada atributo varia consoante a especificidade e objetivos do projeto ou, quando os atributos não são integralmente monetizados, como é o caso da metodologia proposta.

No presente exercício de PDIRG procura-se afinar a metodologia da análise multicritério efetuada aos projetos de remodelação e modernização de ativos apresentada anteriormente e que procurou ir ao encontro das recomendações e pareceres recebidos ao definir-se, para alguns atributos, uma valorização quantitativa. Pretende-se assim continuar o processo de melhoria contínua mantendo no essencial os mesmos atributos utilizados na análise multicritério/custo-benefício para os projetos base. Foi também adicionado um novo atributo, 'Resiliência das infraestruturas aos fenómenos decorrentes das alterações climáticas' que pretende classificar a relevância do projeto na implementação de medidas que visem a redução dos principais impactos dos fenómenos decorrentes das alterações climáticas (medidas de adaptação).

### **3. Atributos Aplicáveis aos Projetos Base**

#### **3.1. Melhoria do Indicador do Estado do Ativo**

Este atributo quantifica a melhoria no Indicador de Estado do Ativo induzida pelo projeto em análise, i.e., a diferença entre o valor do Indicador de Estado antes e depois da intervenção em determinado Ativo ou sistema de Ativos.

Não obstante existirem diferentes possíveis metodologias para determinar o Indicador de Estado (IE), o objetivo é o de classificar o estado dos Ativos da infraestrutura e ordená-los em função do risco que a sua operação apresenta para a qualidade e segurança do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IE representa a condição técnica de um equipamento, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da sua probabilidade de falha.

Para cada categoria de ativo a avaliar, foi desenvolvida a seguinte metodologia:

- A. O IE é calculado através da avaliação de seis critérios (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a pior classificação e "10" é a melhor), ponderados para cada tipo de ativo (i.e. a importância que cada critério tem no processo de decisão):
- a) Idade;
  - b) Estado, com base em inspeções e análises periódicas;
  - c) Disponibilidade tecnológica, grau de obsolescência;
  - d) *Know-how* interno e externo;
  - e) Disponibilidade de peças de reserva;
  - f) Desempenho.
- B. Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IE reduzido) e é construída uma lista de prioridades de investimento.
- C. É realizada uma calendarização dos investimentos para os próximos 5 anos (incluindo a sua orçamentação), tendo em conta restrições técnicas, operacionais e económicas.

Deste modo, propõe-se intervir nos ativos cujo Índice de Estado seja inferior a 5.

### 3.2. Indicador de Criticidade

O Indicador de Criticidade (IC) pretende avaliar as consequências de uma falha em cada um dos Ativos da infraestrutura, e ordená-los em função das repercussões causadas por essa falha sobre a qualidade e fiabilidade do serviço de transporte de energia, segurança de pessoas e bens e preservação do ambiente. O IC avalia o impacto da falha de um determinado equipamento ou sistema, tratando-se, por conseguinte, de uma representação indireta da severidade de um incidente cuja causa seja a falha de um determinado ativo.

O IC é calculado através da avaliação de dois fatores principais (classificação: 0-10, escala = 1, em que "0" é a classificação com menor severidade e "10" é a classificação com maior severidade):

- A. Consequências da Falha ao Nível do Sistema:
- a) Interrupção do fornecimento de gás;
  - b) Afetação da receção de navios metaneiros;
  - c) Condicionamento de serviços;
  - d) Inibição de redundâncias.
- B. Consequências da Falha ao Nível da Segurança de Pessoas e Bens:
- a) Existência de feridos ou fatalidades;

- b) Libertação de gás e/ou possibilidade de ignição da massa libertada;
- c) Impactos ambientais.

Os Ativos mais críticos são identificados (i.e. IC elevado) e são objeto de uma priorização delineada tanto nos planos de manutenção e inspeção como na lista de prioridades de investimento.

### 3.3. Capacidade em Risco de Interrupção

Este atributo identifica a capacidade total de transporte ou envio de Gás associada ao ativo ou conjunto de ativos em análise. Pretende-se com este atributo quantificar a perda de disponibilidade resultante de uma falha do Ativo ou conjunto de Ativos. A quantificação deste atributo é efetuada em MW.

Quando o projeto em análise abrange mais do que um Ativo e estes são equivalentes (como por exemplo os projetos de beneficiação nos vaporizadores ou nas bombas do Terminal de GNL) apenas se considera a capacidade associada a um único Ativo.

Por outro lado, existem projetos associados a famílias de Ativos (como por exemplo sistemas de instrumentação ou auxiliares) que não sendo menos críticos não permitem que lhes seja diretamente associada uma capacidade em risco de interrupção. A associação de capacidade em risco de interrupção também não é aplicável a determinados projetos de remodelação que são comuns à totalidade da Rede de Transporte de Gás ou que respondem a determinadas necessidades operacionais ou de segurança.

### 3.4. Redução da Probabilidade de Falha

Este atributo pretende traduzir a proficiência do investimento proposto na redução da probabilidade de falha de determinado equipamento ou sistema, avaliando a capacidade de cada projeto em contribuir para a redução do risco de situações de interrupção ou paragem intempestiva, seja através da criação de redundâncias, da melhoria dos meios de monitorização, comunicação e atuação, da proteção de equipamentos ou da capacidade para interromper o chamado "Efeito Dominó" (propagação de falha). A qualificação deste atributo é obtida estimando a probabilidade de falha resultante de cada um dos possíveis cenários após a realização do investimento comparativamente à probabilidade de falha atual (i.e., a opção de não realização do investimento).

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não tem impacto ao nível do risco de falha do equipamento.
- 3 Projeto tem impacto positivo nas condições de higiene, salubridade e conservação dos equipamentos.
- 5 Projeto melhora as condições de operação do equipamento e/ou reduz o nível de desgaste (impacto positivo na função probabilidade de falha).
- 7 Projeto reduz a probabilidade de falha atuando sobre causas conhecidas e/ou permite uma atuação precoce no equipamento antes da falha.

- 10 Projeto elimina pelo menos uma das causas de falha conhecidas.

### 3.5. Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens

Este atributo pretende expressar o impacto do investimento efetuado na melhoria da segurança de pessoas e bens. A valorização deste atributo é determinada de acordo com cada tipo de investimento, esteja este relacionado com a implementação de sistemas de proteção ativa, proteção passiva ou de segurança de processo.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não tem impacto ao nível da segurança das instalações.
- 3 Projeto contribui para uma melhoria nas condições de organização, higiene e segurança dentro das instalações.
- 5 Projeto tem um impacto indireto na redução de probabilidades de incidentes.
- 7 Projeto contribui para a redução de probabilidade de fugas de gás/GNL inferiores a 0,5 tons. e/ou aumenta as condições de segurança ocupacional nas instalações.
- 10 Projeto contribui diretamente para reduzir a probabilidade ou consequências de um cenário de incidente suscetível de envolver perdas de vidas, ferimentos graves ou libertação de grandes quantidades de gás/GNL.

### 3.6. Redução de Impactos Ambientais

Este atributo pretende qualificar a importância do investimento a realizar na redução de impactos ambientais, seja através da redução de emissões, da diminuição do consumo de energia ou da prevenção e mitigação de acidentes ambientais.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- 1 Projeto não apresenta benefícios ao nível ambiental.
- 3 Projeto contribui para uma melhoria nas condições de organização, higiene e/ou de reciclagem dentro das instalações.
- 5 Projeto permite reduzir o consumo de energia e/ou aumentar a taxa de consumo de energia renovável.
- 7 Projeto permite reduzir a emissão de gases poluentes, a libertação de contaminantes ou a libertação não acidental de metano.
- 10 Projeto contribui diretamente para reduzir a probabilidade ou consequências de um cenário de incidente ambiental grave.

### 3.7. Melhoria da Eficiência do SNG

Este atributo qualifica o impacto do investimento realizado na atenuação da curva de aumento de custos de operação inerente ao envelhecimento da infraestrutura. A valorização deste atributo resulta da avaliação dos benefícios causados pela intervenção/investimento a efetuar na otimização do

processo de operação ou na capacidade deste de evitar gastos futuros quer pela prevenção de situações de colapso ou de intervenções mais onerosas.

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |  |
|----|--|
| 1  | Projeto não tem impactos ao nível da eficiência ou redução de custos operacionais.     |
| 3  | Projeto contribui para a implementação de boas práticas ao nível operacional.          |
| 5  | Projeto tem impacto indireto ao nível da eficiência ou redução de custos operacionais. |
| 7  | Projeto tem impactos direto a médio prazo ao nível da eficiência.                      |
| 10 | Projeto promove uma eficiência direta e imediata.                                      |

### 3.8. Índice de Risco Social

O Índice de Risco Social relaciona a probabilidade de um determinado acidente ocorrer com as suas potenciais consequências para a população. A falha de segurança que resulta no cenário de acidente possível (tipicamente um acidente catastrófico) é valorizada utilizando referências relacionadas com "morte ou ferimentos graves", baseadas numa avaliação da indústria do Reino Unido, a qual apresenta valores consolidados para este tipo de modelos e que foram atualizados com base nas taxas de variação do índice de preços no consumidor. Estes representam uma quantificação do valor social de prevenir uma fatalidade.

A metodologia estima os números esperados de mortes com base em avaliações de risco no cenário mais grave. Considera-se o Risco Social, com base na quantificação associada a uma possível fatalidade, o referido valor é então multiplicado pelo número esperado de ocorrências, totalizando o valor global a partir do qual se determina a base do Índice de Risco Social (para maior detalhe, sugere-se a consulta da referência mencionada *supra*, v. nota de rodapé respetiva).

A metodologia que efetivamente aqui se utiliza é uma metodologia ajustada à da referida no parágrafo anterior, em que o Índice de Risco Social é descrito em valores por unidade, em escala de 1 a 10 em que o valor máximo representa o cenário com as consequências mais gravosas. Para a quantificação dos parâmetros, quando o projeto se realiza em diferentes localizações é efetuada a soma aritmética das ocorrências esperadas pelo modelo nas diferentes localizações.

- Os dados de população na vizinhança do gasoduto foram obtidos a partir dos Censos de 2011;

cálculo para as ocorrências do tipo A decorre da radiação térmica provocada por um incêndio com origem numa fuga com a níveis de radiação igual ou superior a 35 kW/m<sup>2</sup>.

### 3.9. Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas

Este atributo qualifica o impacto do investimento realizado na implementação de medidas que visem a redução dos principais impactos nas infraestruturas dos fenómenos decorrentes das alterações climáticas (medidas de adaptação).

A valorização atribuída a este atributo é a que se apresenta em seguida:

- |    |  |
|----|--|
| 1  | Projeto não tem impactos ao nível da implementação de medidas de adaptação às alterações climáticas.                         |
| 3  | Projeto contribui para a implementação de boas práticas de resposta a eventos extremos.                                      |
| 5  | Projeto tem impacto indireto nas medidas de adaptação atuando sobre o dimensionamento de equipamentos.                       |
| 7  | Projeto reforça a resiliência da infraestrutura para lidar com fenómenos decorrentes das alterações climáticas.              |
| 10 | Projeto atua diretamente sobre uma vulnerabilidade da infraestrutura face a fenómenos decorrentes das alterações climáticas. |

### 3.10. Manutenção ou Criação de Emprego Externo

Este atributo pretende quantificar o benefício social dos projetos e consiste no número de empregos mantidos ou criados, calculados a partir do valor médio de "full-time equivalent" associado ao investimento e sua tipologia.

Dada a dispersão de projetos o cálculo deste atributo não foi efetuado discriminadamente para cada projeto, mas sim para o conjunto de todos os projetos de remodelação e modernização de ativos.

Para além dos atributos enunciados anteriormente, existem outros princípios e indutores de planeamento que, embora parecendo mais genéricos, quer quantitativa, quer qualitativa, não são menos importantes e essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas em respeito pela legislação e pela regulamentação em vigor.

## 4. Atributos Aplicáveis à avaliação sistémica de Planeamento

### 4.1. Reserva de Capacidade

O balanço de capacidade (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta dos pontos de entrada da RNTG e a ponta de consumos verificada em cada ano e para cada cenário de evolução da procura de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do indicador:

$$RC = \sum_i EP_i - \sum_i PC_i$$

Onde:

EPI – Capacidade técnica de cada ponto de entrada (interface com TGNL e interligações)

PCi – Ponta de consumos de cada tipo de mercado (convencional e eléctrico)

Reserva de capacidade



Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carrigo já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNG.

A reserva de capacidade disponível na RNTG em base diária é um atributo que mede até que ponto as infraestruturas disponibilizam oferta de capacidade excedentária ao mercado, evitando o aparecimento de congestionamentos nos pontos de entrada da rede, contribuindo para a flexibilidade do sistema, e por conseguinte, para a integração do mercado e para a segurança do abastecimento.

A existência de reserva de capacidade é fundamental para o desenvolvimento do mercado liberalizado em Portugal e para a integração dos mercados da Península Ibérica.

#### 4.2. Capacidade Bidirecional

Este atributo pretende refletir o incremento de capacidade bidirecional associada aos projetos do plano, medindo o incremento de capacidade de exportação de gás associado. Para o caso das interligações com dupla direccionalidade, como é o caso das interligações entre Portugal e Espanha, a fórmula a aplicar é a seguinte:

$$\text{Min}(1; \frac{\text{Capacidade adicional na zona de interligação}}{\text{Soma das capacidades existentes na direcção prevalecte da zona de interligação}})$$

Onde:

Capacidade adicional de interligação - Capacidade adicional de interligação no sentido contrário ao sentido prevalecente, isto é, no sentido de Portugal para Espanha (exportação);

Soma das capacidades de interligação existentes na direção prevalecente – capacidade atualmente existente na direção prevalecente, isto é, no sentido de Espanha para Portugal (importação).

#### 4.3. Índice de Herfindahl Hirschman de Capacidade

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado à capacidade (IHHc) permite medir o grau de diversificação dos pontos de oferta, disponíveis para o abastecimento dos consumos do SNG. Este índice resulta do somatório das frações da capacidade de cada dos pontos de oferta elevadas ao quadrado e o seu valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$IHHc = \sum_i \left[ \left( \frac{EP_i}{Cap. total} \right)^2 + \left( \frac{LNG_i}{Cap. total} \right)^2 \right]$$

Onde:

EP<sub>i</sub> - Capacidade técnica de cada ponto de entrada das interligações

LNG<sub>i</sub> - Capacidade técnica de entrada na RNTG a partir do TGNL de Sines

Cap. Total - Total da capacidade técnica de entrada na RNTG

Para a determinação deste atributo, não é considerada a capacidade de extração do AS do Carricho já que esta infraestrutura tem apresentado um funcionamento essencialmente intermitente, se destina preferencialmente para fazer face a situações de contingência, ter associada uma quantidade de gás finita e uma parte considerável da capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e de reservas operacionais para a atividade de Gestão Técnica Global do SNG.

#### 4.4. Índice de Herfindahl Hirschman do Aprovisionamento

O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração, e portanto, o seu grau de diversificação. Este índice resulta do somatório das frações de cada uma das fontes de aprovisionamento elevadas ao quadrado e o seu

valor varia entre zero e um. Quanto menor for o seu valor menor será o grau de concentração, e portanto, maior será o grau de diversificação das fontes de aprovisionamento.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$IHHa = \sum_i \left( \frac{AP_i}{AP\ total} \right)^2$$

Onde:

$AP_i$  - Quantidade aprovisionada com origem no fornecedor  $i$

$AP\ total$  - Quantidade total aprovisionada

#### 4.5. Dependência dos Fornecedores

A dependência dos fornecedores é determinada pelo peso do maior fornecedor de gás aprovisionado para abastecimento do SNG. Atendendo ao atual portfólio de aprovisionamento à Península Ibérica é determinado, adicionalmente, o peso dos dois principais fornecedores de gás.

A seguinte expressão traduz o cálculo do atributo:

$$DF = \frac{C_{MFA}}{\sum_i CFA_i} \times 100$$

Onde:

$C_{MFA}$  - Capacidade do maior fornecedor de gás

$CFA_i$  - Capacidade do fornecedor de gás  $A_i$

#### 4.6. Critério N-1

Este atributo resulta da aplicação da norma relativa às infraestruturas do Artigo 6º do Regulamento (UE) Nº 994/2010 (critério N-1). De acordo com o Regulamento, caso se verifique uma interrupção da maior infraestrutura individual de gás (TGNL de Sines), a capacidade das restantes infraestruturas deverá 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 expressão apresentada em baixo traduz a aplicação do indicador "critério N-1":

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100, N - 1 \geq 100\%$$

Onde:

$D_{\max}$  - Procura diária total durante um dia de procura de gás excepcionalmente elevada cuja probabilidade estatística de ocorrência seja uma vez em vinte anos;

$EP_m$  - Soma da capacidade técnica de todos os pontos de entrada fronteiriços;

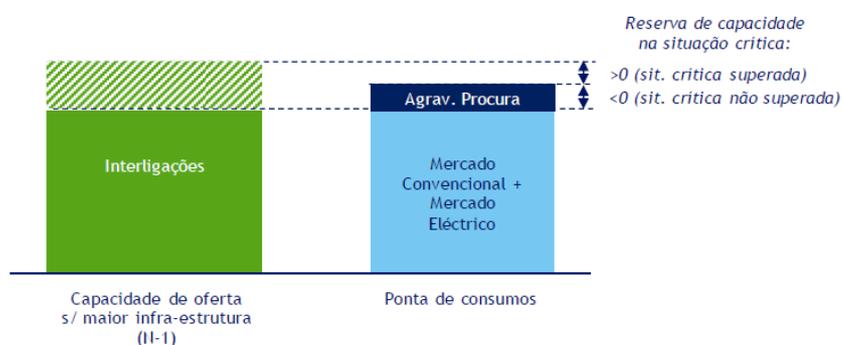
$P_m$  - Soma da capacidade técnica de produção diária máxima de todas as instalações de produção de gás;

$S_m$  - Capacidade técnica de extração diária máxima de todas as instalações de armazenamento;

$LNG_m$  - Capacidade técnica de expedição para a rede;

$I_m$  - Capacidade técnica da maior infraestrutura individual de gás, isto é, o TGNL de Sines.

Reserva de capacidade na situação crítica (falha da maior infraestrutura de oferta e ocorrência da ponta extrema)



#### 4.7. Capacidade de Armazenamento

A capacidade de armazenamento da RNTIAT é necessária para assegurar a constituição de volumes de gás suficientes para garantir o abastecimento dos consumos em situações críticas que se prolonguem no tempo. Relativamente às infraestruturas da RNTIAT elegíveis para a constituição e manutenção de reservas, o complexo de armazenamento subterrâneo no Carriço é, pela sua natureza, a que melhor se adequa para esse efeito. Os tanques de armazenamento de GNL do Terminal GNL de Sines têm como objetivo atenuar as flutuações de injeção de gás na RNTG, que resultam da entrega intermitente dos navios metaneiros, pelo que não é desejável a sua utilização para a constituição de reservas em quantitativos que possam comprometer a atividade desta infraestrutura.

Face ao exposto, a capacidade de armazenamento da RNTIAT será avaliada em duas etapas:

- i. Avaliação da existência de capacidade para armazenar o gás referente às reservas de segurança;
- ii. Determinação do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT.

#### 4.8. Reservas de Segurança

Este atributo avalia a existência de capacidade para armazenar o gás referente às reservas de segurança nas instalações do armazenamento subterrâneo do Carrigo e nas instalações de armazenamento do Terminal de GNL de Sines. A contabilização prevista em navios metaneiros que se encontrem em trânsito devidamente assegurado para um terminal de GNL existente em território nacional, a uma distância máxima de três dias de trajeto, de acordo com a alínea c) do ponto 1 do artigo 51.º Contagem das reservas de segurança, do Decreto-Lei Nº 231/2012, de 26 de outubro, só deverá ser aplicável até à entrada em serviço de capacidade adicional de armazenamento em instalações do armazenamento subterrâneo e em instalações de armazenamento de terminais de GNL, de acordo com o ponto 2 do artigo 51.º Contagem das reservas de segurança, do mesmo Decreto-Lei.

De acordo com o artigo 50.º-A Clientes protegidos e obrigações adicionais, do Decreto-Lei n.º 231/2012, de 26 de outubro, o gás destinado às reservas de segurança deverá garantir os consumos:

- i. De todos os clientes domésticos já ligados a uma rede de distribuição de gás e das pequenas e médias empresas, desde que estejam ligadas a uma rede de distribuição de gás, e dos serviços essenciais de carácter social, desde que estejam ligados a uma rede de distribuição ou de transmissão de gás e desde que todos esses clientes adicionais não representem mais de 20 % da utilização final do gás;
- ii. De todos os consumos não interruptíveis dos centros electroprodutores em regime ordinário.

A quantidade de gás para efeitos de reservas de segurança deverá satisfazer uma procura excepcionalmente elevada de gás durante um período de, pelo menos 30 dias, cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em 20 anos (situação mais gravosa prevista no artigo 52º Utilização das reservas de segurança, do mesmo Decreto-Lei).

#### 4.9. Saldo Efetivo de Armazenamento da RNTIAT

O saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT representa a capacidade comercial adicional que poderá ser utilizada na otimização da gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, fomentando a concorrência do mercado que conduzirá a preços finais de energia mais competitivos. Por outro lado, a existência desta capacidade, desde que acompanhada da existência de capacidade de interligação bidirecional entre as redes de

Portugal e Espanha, é também um fator importante que fomentará a integração dos mercados de gás na Península Ibérica.

Atendendo à necessidade de existência permanente de uma capacidade de armazenamento de 900 GWh (sensivelmente um navio metaneiro) associada ao processo de descarga de navios (*slot* de descarga), determina-se:

- i. O saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela subtração do valor equivalente a um navio metaneiro (900 GWh) ao saldo de armazenamento da RNTIAT;
- ii. O valor equivalente em navios metaneiros do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 900 GWh (quantidade equivalente a um navio metaneiro);
- iii. O valor equivalente em cavidades do AS do Carricho do saldo efetivo de armazenamento na RNTIAT, obtido pela divisão do valor de 690 GWh (capacidade equivalente a uma cavidade de média dimensão).

#### 4.10. Diminuição das Emissões (GEE)

Para a determinação do impacto na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa (GEE – Gases com Efeito de Estufa) são determinados os valores de toneladas emitidas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRG.

Para além do impacto ambiental associado a esta emissão de CO<sub>2</sub>, efetua-se também a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas CO<sub>2</sub> e o preço médio em euros por tonelada de CO<sub>2</sub> emitido (€/ton CO<sub>2</sub>).

#### 4.11. Backup às Fontes de Energia Renovável (FER)

A importância do gás na produção térmica através da utilização de grupos de ciclo combinado, designadamente o seu contributo no backup às fontes de energia renovável (FER), tem sido habitualmente referida como a melhor opção quando comparada com outras fontes de produção térmica como a centrais a carvão.

Duas abordagens são efetuadas para avaliar a importância e o peso relativo da produção térmica no cabaz de produção de energia elétrica:

- i. Uma análise anual para o horizonte do PDIRG, período de análise de 2022 a 2031, para cada um dos cenários de evolução de procura analisados no PDIRG;
- ii. Uma análise ao dia de maior consumo em cada mês do ano de 2025, apurando as necessidades de produção térmica respetivas.

#### 4.12. Critérios Técnicos de Dimensionamento das Infraestruturas

Neste ponto serão identificados os indutores de dimensionamento físico das infraestruturas que compõem a RNTIAT de acordo com os níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados.

##### TGNL – Terminal de gás natural liquefeito

O TGNL deverá permitir a receção, o armazenamento, o tratamento e a regaseificação de GNL para a RNTG, bem como o carregamento de GNL em camiões cisterna ou navios metaneiros. Para o dimensionamento da capacidade do TGNL de Sines é considerada a existência de três capacidades distintas, mas que devem estar corretamente dimensionadas entre si:

- A capacidade de acostagem e de receção de navios metaneiros;
- A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL;
- A capacidade de regaseificação para a RNTG.

Estas três capacidades devem estar dimensionadas de modo a garantir que cada uma delas contribui para o funcionamento correto da infraestrutura, isto é, nenhuma delas deverá limitar individualmente a capacidade da infraestrutura no seu conjunto.

Este dimensionamento é efetuado de acordo com o documento “Metodologia de determinação da capacidade no TGNL de Sines”. A capacidade de regaseificação do TGNL para a RNTG deverá garantir a capacidade média de descarga de navios metaneiros da infraestrutura (número de *slots* anuais). A capacidade de armazenamento nos tanques de GNL deverá garantir o armazenamento necessário aos processos de descarga e regaseificação, respetivamente a montante e a jusante, e deverá permitir a operação integrada e eficiente do TGNL de Sines.

##### RNTG – Rede nacional de transporte de gás

A RNTG deverá permitir a receção, o transporte e a entrega de gás, assim como os serviços de sistema decorrentes da atividade de gestão técnica global do SNG.

Os gasodutos de primeiro escalão que compõem a RNTG (alta pressão, acima de 20 barg) devem ser dimensionados para possibilitarem o transporte dos caudais previstos a pressões médias da ordem dos 70 barg, de modo a minimizar o efeito de perda de carga (perda de energia no transporte de fluidos devida ao atrito em gasodutos), e garantir as condições de abastecimento/ligação (pressão e caudal) a todos os pontos de entrega, designadamente a todas as estações de regulação e medida que abastecem as redes de distribuição regionais e ainda aos pontos de interligação com as redes internacionais e com as restantes infraestruturas da RNTIAT. A pressão máxima de operação é de 84barg.

O aumento da capacidade de transporte de um gasoduto pode fazer-se através da duplicação das linhas existentes, da construção de estações de compressão ou de soluções mistas destas duas componentes, devendo a solução escolhida ser a mais adequada do ponto de vista técnico-económico.

Os critérios enunciados são também aplicados nas estações de entrega de gás da RNTG aos clientes diretos (clientes AP) e da RNTG à RNDG, que deverão respeitar a legislação e a regulamentação específica em vigor. Estas infraestruturas podem resultar da necessidade de:

- Ligação de novos pontos de entrega à RNDG;
- Adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDG já existentes;
- Ligação e reforço de novos projetos industriais e de novas centrais de ciclo combinado (clientes AP);
- Garantia da capacidade de receção na RNTG, resultante das ligações ao AS do Carrigo e ao TGNL de Sines.

O Decreto-Lei n.º 62/2020 procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN-H2, renomeando o SNGN como Sistema Nacional de Gás (SNG) e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respectivo regime jurídico. A publicação, para além de incorporar a figura do produtor de gases renováveis e a implementação de sistemas inteligentes na Rede Pública de Gás (RPG), promove a progressiva integração do SNG e do SEN.

Como principais alterações na responsabilidade no segmento do transporte de gás, destaca-se o seguinte:

- Gestão da interligação de instalações de produção de outros gases e projeto/construção das instalações de monitorização e controlo;
- Garantir a acomodação de outros gases na infraestrutura, assegurando a qualidade de operação do SNG e os seus limites técnicos;
- Assegurar que o gás a transportar na RPG cumpre as características e especificações técnicas.

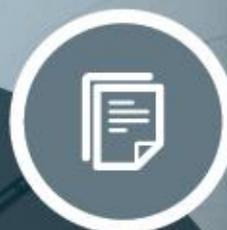
#### AS – Armazenamento subterrâneo

O AS deverá permitir a receção, a injeção, o armazenamento subterrâneo, a extração, o tratamento e a entrega de gás à RNTG. A capacidade de armazenamento subterrâneo deve ser dimensionada de modo a:

- Garantir a capacidade necessária ao armazenamento das reservas de segurança;
- Garantir a disponibilidade de capacidade de armazenamento comercial requerida pelo mercado;
- Permitir o livre acesso de terceiros e a exploração comercial das infraestruturas;

- Permitir a constituição de reservas operacionais destinadas à atividade de gestão técnica global do SNG.

Os reforços de capacidade dos processos de injeção e de extração da estação de gás devem estar alinhados com o desenvolvimento do parque de cavidades do AS do Carriço, de modo a permitirem uma operação eficiente, fiável e segura na interligação do AS com a RNTG.



9

## ANEXOS

ANEXO 4

Fichas de consulta dos projetos de Remodelação e Modernização, e dos investimentos na Gestão

Técnica Global

**REN**

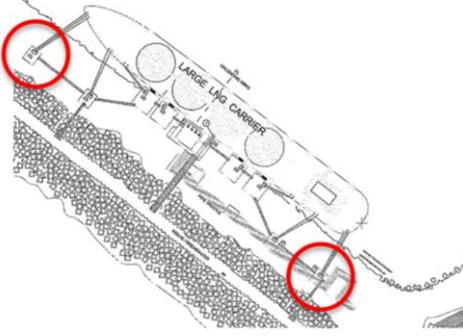
## Projetos de Remodelação e Modernização e de Gestão integrada de vegetação

Data objetivo: 2022-2026

### **LISTA DAS FICHAS DE PROJETO:**

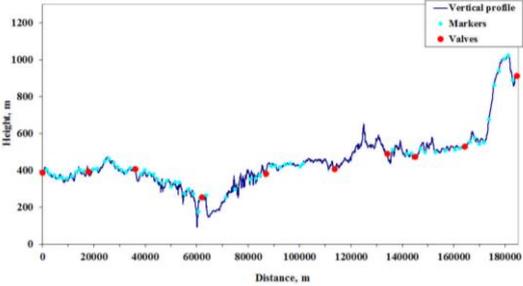
<b>Projetos de Remodelação e Modernização – Melhoria Operacional</b>	
Projeto 'Security' - Reforço Monitorização Remota	Pág. 2
Novos Cabeços de Amarração ('Mooring Point')	Pág. 3
Transformação Digital	Pág. 4
Projetos de Mitigação e Aumento da Resiliência das Infraestruturas às Alterações Climáticas	Pág. 5
Linha 10001 - Unidades recetoras e lançadoras de ILI	Pág. 6
Automatização e Expansão da Rede de Incêndios Armada (RIA)	Pág. 7
Outros Projetos de Melhoria Operacional	Pág. 8
<b>Projetos de Gestão Integrada de Vegetação</b>	
Estabilização das Faixas de Proteção e Aumento da Resiliência a Espécies Invasoras	Pág. 9
<b>Projetos de Remodelação e Modernização – Adequação Regulamentar</b>	
Gestão de Integridade de Infraestruturas	Pág. 10
Nova Baía de Enchimento de Camiões Cisterna no Terminal GNL de Sines	Pág. 13
<b>Projetos de Remodelação e Modernização – Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos</b>	
RNTG   Conservação e adequação	Pág. 14
RNTG   Equipamentos elétricos	Pág. 15
RNTG   Sistemas de Instrumentação e Controlo	Pág. 16
RNTG   Sistema de Odorização	Pág. 16
RNTG   Sistemas de Medição	Pág. 16
TGNL   Conservação e adequação	Pág. 17
TGNL   Sistema de Descarga	Pág. 17
TGNL   Sistemas de Armazenamento	Pág. 17
TGNL   Sistemas de Segurança	Pág. 17
TGNL   Enchimento Cisternas	Pág. 17
TGNL   Sistema de Emissão	Pág. 17
TGNL   Utilidades	Pág. 18
AS   Conservação e Adequação	Pág. 19

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Projeto 'Security' - Monitorização Remota</b>	CAPEX Total:	3 000 000 €
Instalação:RNTG		Execução:	2024-2026
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>Com o objetivo de garantir a integridade, a segurança, a operacionalidade e o prolongamento da vida útil do sistema de transporte de gás, pretende-se com este projeto, dar continuidade à implementação de um Sistema Integrado de Segurança nas Estações da RNTG (SIGÁS) que seja um complemento das funções de segurança e proteção, e um fator de incremento da operacionalidade dos serviços, designadamente pela informatização e automação de processos de controlo já efetuados.</p> <p>Áreas de segurança a implementar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Intrusão;</li> <li>▪ Videovigilância;</li> <li>▪ Controlo de acessos;</li> <li>▪ Intercomunicação de voz;</li> <li>▪ Mensagens de voz dissuasoras;</li> <li>▪ Iluminação noturna e de emergência;</li> <li>▪ Digitalização de procedimentos de segurança.</li> </ul> <div style="text-align: center;"> </div> <p>O projeto inclui obra de construção, instalação, integração e configuração de equipamentos.</p> <p>Benefícios do Projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Cumprimento da legislação em vigor;</li> <li>▪ Redução do risco de vandalismo e de eventuais falhas associadas no abastecimento de gás em Portugal;</li> <li>▪ Redução de prejuízos causados por roubo de equipamentos;</li> <li>▪ Redução do custo com a segurança humana;</li> <li>▪ Aumento da segurança das infraestruturas da REN Gasodutos.</li> </ul> <p>Necessidade do Projeto:</p> <p>Encontra-se inserido no projeto a segurança física e eletrónica das estações da RNTG. Neste âmbito é de referir quer a remodelação e instalação de iluminação perimétrica e portão de acesso, quer a instalação de equipamentos de segurança integrada com solução de cibersegurança para monitorização das redes de dados relativas à segurança eletrónica.</p> <p>Com este projeto será possível pretende-se monitorizar remotamente e enviar alertas, eventos, informações operacionais, para outros sistemas e centros de controlo.</p>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Cais de Acostagem – Cabeços de amarração</b>	CAPEX Total:	2 000 000 €
Instalação: TGNL		Execução	2025-2026
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>Este projeto tem como objetivo a construção de dois novos pontos de amarração (com inclui obra marítima incluída) que permitam evitar futuras restrições à receção de navios no Terminal.</p> <p>O sistema de amarração destina-se a evitar que o navio se afaste do cais durante sua estadia, resistindo às forças do vento, corrente, ondulação, marés e diferenças de calado. O cais de acostagem existente pode receber navios até 300 metros de comprimento e contém, para além da plataforma principal e defensas, quatro duques d'alba com cabeços de amarração de 1 000 kN de tensão nominal.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <p>Benefícios do Projeto:</p> <p>O projeto de construção de novos pontos de amarração será um contributo fundamental para assegurar a estabilidade dos navios, quando estes se encontrem ao cais, incrementando assim a segurança de todas as operações com navios. Simultaneamente este projeto permitirá receber ou manter navios ao cais em condições de mar mais exigentes o que contribuirá para uma adicional disponibilidade do cais de acostagem e do Terminal de GNL em Geral.</p> <p>Este projeto permitirá também ao terminal estar melhor preparado para receber os navios de GNL de nova geração Q-Flex.</p> <p>Necessidade do Projeto:</p> <p>O atual nível de utilização do Terminal de GNL, instalação atualmente responsável pela importação, durante longos períodos, de 100% do gás consumido em Portugal, e do seu cais de acostagem, com cerca de 6 navios por mês, tem acentuado a exigência de disponibilidade desta infraestrutura, em particular no que se refere à capacidade para receber navios com condições de mar difíceis. As condições de mar difícil, mar com vaga com períodos próximos de 20 segundos, são relativamente frequentes, verificando-se a por vezes a necessidade de os navios interromperem as suas operações de descarga.</p> <p>Para determinadas geometrias de navios, nomeadamente as utilizadas em novas construções, a distância e ângulo relativo dos cabos lançantes não são ideais para uma amarração eficiente. A construção de dois novos Duques d'Alba com cabeços de amarração permitirá fechar o ângulo dos cabos lançantes.</p> <p><b>Projeto enquadrado no âmbito do aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas.</b></p>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Transformação Digital</b>	CAPEX Total:	1 660 000 €
Instalação: RNTG		Execução:	2022-2026
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>O âmbito do projeto inclui as seguintes atividades:</p> <p>Digitalização:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Levantamento e atualização dos dados populacionais na proximidade do gasoduto;</li> <li>▪ Estudo detalhado das características do solo (resistividade) na faixa do gasoduto;</li> <li>▪ Digitalização e catalogação da documentação de construção e de manutenção;</li> <li>▪ Disponibilização em plataforma (de base de dados) de toda a informação técnica.</li> </ul> <p>Sensorização</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aumentar a quantidade de variáveis monitorizadas remotamente;</li> <li>▪ Instalação de sistemas de monitorização tendo em vista a eliminação de perdas de gás.</li> <li>▪ Instalação de sistemas de monitorização sísmica.</li> </ul> <p>Web Client</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Implementação de intranet em todas as estações;</li> <li>▪ Registo de eventos e atividades na estação (i-Pad);</li> <li>▪ Acesso a dados remotos na estação (via SCADA).</li> </ul> <div style="text-align: center;">  </div>			
<p>Benefícios do Projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Atualização de informação e obtenção de novos dados e plataformas de análise;</li> <li>▪ Atuação proactiva através de análise de desempenho baseada na série de dados;</li> <li>▪ Monitorização de novas variáveis e previsão de eventos;</li> <li>▪ Evitar a futura obsolescência tecnológica e de processos.</li> </ul> <p>Necessidade do Projeto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Desatualização de dados (populacionais e geológicos);</li> <li>▪ Otimização do trabalho das equipas de operação contrariando dispersão geográfica;</li> <li>▪ Evitar a futura obsolescência tecnológica e de processos.</li> </ul>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Projetos de Mitigação e Aumento da Resiliência das Infraestruturas às Alterações Climáticas</b>	CAPEX Total:	1 500 000 €
Instalação: RNTG TGNL AS		Execução:	2022-2026
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>Bloco de pequenos projetos que contribuem para a mitigação do fenómeno das alterações climáticas ou para a adaptação das infraestruturas aos fenómenos extremos decorrentes destas.</p> <p>Para tal, é apresentado no presente plano um projeto global que pretende incluir diversas atividades e melhorias nas várias instalações, com a seguinte distribuição:</p> <p>REN Gasodutos: 500.000 € (100.000 €/ano)</p> <p>REN Atlântico: 500.000 € (100.000 €/ano)</p> <p>REN Armazenagem: 500.000 € (100.000 €/ano)</p> <p>O bloco de projetos relativos ao aumento da resiliência das infraestruturas às alterações climáticas agrupa um conjunto de pequenos projetos complementares aos vários projetos estruturantes já desenvolvidos ou apresentados no presente PDIRG.</p>			
<p>Áreas de atuação:</p> <p>Este bloco de projetos terá entre outras as seguintes áreas de atuação:</p> <p>Mitigação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Minimização/eliminação de pontos de emissão de metano;</li> <li>▪ Geração de energia por fontes renováveis nas instalações;</li> <li>▪ Redução do consumo de água;</li> <li>▪ Tratamento e encaminhamento de resíduos e implementação de outras boas práticas.</li> <li>▪ Minimização de emissões diretas (frota, caldeiras de aquecimento, CH<sub>4</sub> fugitivo);</li> <li>▪ Minimização de emissões indiretas (redução do consumo de energia nas instalações);</li> </ul> <p>Adaptação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reforço de escoamentos de águas pluviais;</li> <li>▪ Reforço de infraestruturas e edifícios;</li> <li>▪ Sistemas de proteção passiva (estruturas resistentes ao fogo);</li> <li>▪ Sistemas de deteção de movimentações de terra;</li> <li>▪ Aquisição de sistemas de compressão que permitam a trasfega de gás entre linhas, evitando a despressurização atmosférica, quando por razões de emergência ou intervenção existe a necessidade de despressurização desta.</li> </ul> <p><b>Projeto enquadrado no âmbito do aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas.</b></p>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Unidades recetoras e lançadoras de ILI</b>	CAPEX Total:	1 200 000 €
Instalação:RNTG		<b>LN 10001</b>	Início Previsto:
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>Alteração da estação BV10200 – Castelo Branco para uma estação tipo JCT com equipamento de receção e lançamento de ferramentas de inspeção dividindo a linha 10001 (Monforte – Guarda) em linha 10001A e 10001B.</p> <p>A linha 10001 tem cerca 184 km de extensão e um desnível de aproximadamente mil metros. A deslocação das ferramentas de inspeção interna é efetuada através do diferencial de pressão a montante e jusante desta.</p> <p>É uma linha com consumos relativamente baixos que liga o gasoduto de ligação à fronteira com a estação da Guarda que por sua vez liga a Mangualde e posteriormente a Cantanhede que se localiza no gasoduto principal, a jusante da unidade de Armazenamento Subterrâneo e do Terminal de Sines, num ponto em que não é possível baixar a pressão sem comprometer a qualidade de serviço no abastecimento ao norte do país.</p> <p>O projeto implica a reconfiguração da estação, mas poderá ser executado sem necessidade de interrupção do fornecimento.</p>			
<div style="display: flex; justify-content: space-around;">    </div>			
<p>Benefícios do Projeto:</p> <p>Possibilidade de execução em condições de segurança e operacionalmente eficazes da inspeção interna da tubagem, que é obrigação legal.</p>			
<p>Necessidade do Projeto:</p> <p>Com 184 km de comprimento e grande desnível, baixo diferencial de pressão e com consumo reduzido, a inspeção interna desta linha é uma operação complexa e de risco elevado.</p> <p>Esta linha foi inspecionada em 2014, operação que durou mais de uma semana com cada fase da inspeção a durar em média 14 horas.</p> <p>O risco de a ferramenta de inspeção ficar parada a meio da linha é elevado e tal levaria a uma intervenção com corte e substituição de um troço de gasoduto para a remoção da ferramenta, que para além de dispendioso provocará também indisponibilidade de um segmento da linha.</p>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Automatização e Expansão da RIA</b>	CAPEX Total:	600 000 €
Instalação: TGNL		Execução:	2022-2024
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>O âmbito do projeto inclui as seguintes atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Instalação de 10 novos Geradores de Espuma fixos;</li> <li>▪ Automatização dos Geradores de Espuma fixos existentes;</li> <li>▪ Alterações e configuração no sistema de controlo DCS;</li> <li>▪ Alteração da cortina de água (aspersão) existente nos vaporizadores de GNL;</li> <li>▪ Fornecimento e montagem de toda a tubagem, cablagem e restante material necessário.</li> </ul>			
			
<p>Benefícios do Projeto:</p> <p>Existência de novas unidades de geração de espuma nos pontos baixos em que estas não existiam, a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ponto mais baixo da linha de descarga (cais);</li> <li>▪ Lado sul da bacia de retenção do V301;</li> <li>▪ Bacia de retenção dos ORV's (projeto inicial) – 4 equipamentos;</li> <li>▪ Bacia de retenção dos ORV's (projeto de expansão) – 4 equipamentos.</li> </ul> <p>Atuação remota de todos os geradores de espuma existentes no Terminal a partir da sala de controlo.</p> <p>Afastamento entre a Cortina de aspersão e os vaporizadores permitindo aumentar a sua eficácia no aquecimento e dispersão de uma eventual nuvem de gás.</p> <p>Necessidade do Projeto:</p> <p>Existem zonas do Terminal não cobertas por unidades de geração de espuma essenciais para a mitigação de consequências em derrames ou incêndios de GNL.</p> <p>As atuais unidades de geração exigem a atuação local.</p> <p><b>Projeto enquadrado no âmbito do aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas.</b></p>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Outros Projetos de Melhoria Operacional (projetos com valor abaixo de 500.000 €)</b>	CAPEX Total:	1 250 000 €
Instalação: RNTG TGNL AS		Início Previsto:	2022
<p><b>LINHA 02515 – INSTALAÇÃO DE UNIDADE RECEÇÃO/LANÇAMENTO ILI</b> <span style="float: right;">RNTG</span></p> <p>Projeto tem como objetivo a instalação de equipamento de receção e lançamento de ferramentas de inspeção interna na linha 02515, mais concretamente nas estações DP 02518 e JCT 02540. A Inspeção Interna (ILI) é uma técnica utilizada pela REN para avaliação do estado dos seus gasodutos desde o início da exploração da RNTG, uma vez que não é económica e tecnicamente inviável a análise da sua integridade por intermédio de observação direta.</p>			
<p><b>INSTALAÇÃO DE FILTROS SEPARADORES NA GRMS02519</b> <span style="float: right;">RNTG</span></p> <p>Projeto tem como objetivo o upgrade do sistema de filtragem e separação na GRMS02519 permitindo assim aumentar a eficácia e eficiência na recolha de impurezas e condensados. Esta estação localiza-se imediatamente a jusante da instalação de armazenamento subterrâneo do Carricho.</p>			
<p><b>PROTEÇÃO CONTRA CORRENTES INDUZIDAS</b> <span style="float: right;">RNTG</span></p> <p>O projeto tem como objetivo mitigar o efeito deste tipo de correntes ao instalar sistemas (“drenos”) que permitam descarregar a componente alterna no potencial do gasoduto. As correntes induzidas são provenientes da exposição do gasoduto a campos eletromagnéticos tipicamente criados pela proximidade a uma linha de transporte ou de distribuição de eletricidade. Estas correntes (se não forem drenadas) irão ser escoadas em zonas em que o revestimento não garanta um isolamento eficaz criando pontos de fuga suscetíveis de favorecer a corrosão do ferro.</p>			
<p><b>INSTALAÇÃO DE VEDAÇÕES E PORTÕES DE ACESSO</b> <span style="float: right;">RNTG</span></p> <p>Este projeto tem como objetivo reforçar as condições de segurança num conjunto de estações identificadas.</p>			
<p><b>SUBSTITUIÇÃO DE EMMs DO LABORATÓRIO MÓVEL</b> <span style="float: right;">RNTG</span></p> <p>Projeto tem como objetivo a renovação e upgrade de equipamentos no laboratório móvel aumentando a sua capacidade de aferição.</p>			
<p><b>EQUIPAMENTO DE EMERGÊNCIA</b> <span style="float: right;">RNTG</span></p> <p>Projeto tem como objetivo renovar os meios necessários para resposta a emergência mantendo a operacionalidade das equipas no terreno.</p>			

Ficha de Projeto			
Nome do Projeto	<b>Projetos de Gestão Integrada de Vegetação</b>	CAPEX Total:	1 850 000 €
Instalação: RNTG		Execução:	2022-2026
<p>Descrição do Projeto:</p> <p>O presente projeto, agora apresentado em sede de PDIRG, tem como âmbito a gestão das faixas de proteção dos gasodutos e divide-se em duas atividades principais:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estabilização das Faixas de Proteção – projeto que pretende dar continuidade aos investimentos efetuados pela REN na gestão de combustível nas faixas da RNTG. O investimento apresentado corresponde a um ciclo de intervenção de 3 anos por infraestrutura.</li> <li>▪ Aumento da Resiliência a Espécies Invasoras - Projeto que tem como objetivo o lançamento de um programa para eliminação da proliferação de espécies invasoras ao longo da faixa de proteção da RNTG.</li> </ul>			
			
<p>Benefícios do Projeto:</p> <p>O investimento contínuo e especial atenção dedicada à estabilização das faixas de proteção permite que a gestão das redes e a respetiva qualidade de serviço, beneficie da baixa carga combustível existente nas respetivas faixas de proteção (exemplo disso é o ano de 2017, onde os incêndios extremos então ocorridos praticamente não tiveram impacto na operação do sistema).</p> <p>O projeto de aumento da resiliência a espécies invasoras permitirá mitigar os efeitos negativos causados por estas.</p>			
<p>Necessidade do Projeto:</p> <p>Os eventos climáticos extremos que ocorrem (também no nosso país) com cada vez maior frequência, estejam eles relacionados com incêndios florestais extremos, chuva de congelação, ventos extremos ou inundações, provocam cada vez mais e maiores desafios à gestão da RNTG.</p> <p>Assim, foi desenvolvida uma estratégia com o propósito de mitigar estes efeitos garantindo uma gestão eficiente da faixa de proteção e consequentemente uma operação segura da RNTG.</p> <p>As espécies invasoras são plantas não-nativas que causam impactos negativos, muitas vezes de difícil e dispendiosa resolução, tais como impacto nos ecossistemas, ao impedir o desenvolvimento da vegetação nativa, impactos ao nível dos custos, ao aumentar a frequência dos ciclos de intervenção, e outros impactos graves como o obstáculo ao escoamento de águas que aumenta o risco de cheias ou a inflamabilidade da maioria destas espécies que aumenta a probabilidade de ocorrência de incêndios.</p> <p><b>Projeto enquadrado no âmbito do aumento da resiliência das infraestruturas a alterações climáticas.</b></p>			

## GESTÃO DE INTEGRIDADE DE INFRAESTRUTURAS

### REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

#### Monitorização em linha (Pipeline Intelligent Gauge)

Monitorização em linha (detecção de corrosão externa e interna e de outros defeitos de material ou construção)

#### 1ª Fase (2022-2024)

Ano de Monit	Linha	Descrição	Km	DN	Ano Const	Histórico Monitorização		PIMS Criticidade Máx / Med	
2023	1000	Setúbal. Serra	105,9	700	1997	2004	2016	6	3
2023	12000	Sines-Setúbal	87,3	800	2003	2004	2016	7	4
2024	1018	C.T.Carreg-C.C. TER	1,2	500	2003	2017	-	6	4
2024	2512	Carricho-Leirosa	9,9	300	2000	2014		4	2
2024	10001	Monforte-Guarda	184,1	300	2001	2014		4	2
2024	13000	Mangualde-Celorico	47,9	700	2013	2014		4	2
2024	13001	Guarda-Celorico	28,9	300	2013	2014		4	1

#### 2ª Fase (2025-2026)

Ano de Monit	Linha	Descrição	Km	DN	Ano Const	Histórico Monitorização		PIMS Criticidade Máx / Med	
2025	5151	Cachada-V. Castelo	19,4	300	2004	2014		3	2
2025	1305	Abrigada-Cartaxo	11,4	200	2002	2016		3	2
2025	4121	Quereledo-Perafita	23,9	300	2009	2016		5	3
2025	5002	S. Cosme-Braga	6,5	200	1998	2016		4	2
2025	6000	Valença-Fronteira	0,1	500	1998			3	2
2026	11001	Cantanhede-Mangualde	68,0	500	1999	2016		4	2
2026	11270	Silgueiros-Viseu	8,2	200	1999	2016		4	2
2026	1002	Palmela-Seixal	19,6	400	1997	2004	2016	5	4
2026	2511	Bidoeira-Carricho	19,1	700	2000	2008	2016	5	3

### Caracterização e reparação de defeitos

Caracterização e priorização das indicações no terreno.

Programas de escavações e investigação que resultam da análise técnica efetuada aos resultados das inspeções em linha e dos estudos de indicação de estado de revestimento.

### Estudo do estado do revestimento

Métodos de avaliação direta também com capacidade de deteção de possível corrosão, da sua aglomeração e do estado do revestimento do gasoduto

#### 1ª Fase (2022-2024)

Ano EER	Linha	Descrição	Km	DN	Ano Const	Periodicidade Máxima	PIMS Ind. Risco Máx / Med	
2023	2004/6	P. Coel.-Montemor	14,5	150	1998	10 anos	3	2
2023	2500	Bidoeira-Ameal	44,1	700	1997	10 anos	5	3
2023	12000	Sines-Setúbal	87,3	800	2003	10 anos	7	4
2023	12221	Mitrena-PTL Setúbal	1,7	250	2009	10 anos	5	4
2023	12601	Chaparral-Ref. Sines	0,9	300	2004	10 anos	6	4
2023	12602	Chaparral-Repsol	2,4	300	2008	10 anos	5	3
2023	12603	Chaparral-Ref. Sines II	0,9	300	2011	10 anos	6	4
2024	4000	Gondomar-Famalicão	42,3	500	1997	10 anos	6	2
2024	4121	Quereledo-Perafita	23,9	300	2009	10 anos	5	3
2024	5000/1	Famalicão-Valença	81,7	500	1997	10 anos	5	3
2024	5002	S. Cosme-Braga	6,4	200	1998	10 anos	4	2
2024	5151	Cachada-V. Castelo	19,4	300	2004	10 anos	3	2
2024	5152	V. Castelo-V. Castelo	0,7	300	2004	10 anos	n.d.	

#### 2ª Fase (2025-2026)

Ano EER	Linha	Descrição	Km	DN	Ano Const	Periodicidade Máxima	PIMS Ind. Risco Máx / Med	
2025	3000	Ameal-Gondomar	120,1	700	1997	10 anos	6	3
2025	3002	Aveiro-Aveiro	7,1	200	1997	10 anos	5	2
2025	3003	Gaia-V.N. Gaia	8,4	400	1997	10 anos	5	3
2025	3006	C.T.Tapada-C.T.Tapada	0,2	700	1997	10 anos	n.d.	n.d.

<b>2025</b>	3254	Estarreja-Ar Líquido	4,8	250	2008	10 anos	6	4
<b>2026</b>	10001	Monforte-Guarda	184,1	300	2001	10 anos	4	2
<b>2026</b>	10071	Almojanda-Portalegre	4,3	250	1999	10 anos	3	2

### **Avaliação das classes de localização**

No enquadramento do artigo 63.º da Portaria n.º 142/2011, será realizado um estudo abrangente por forma a identificar e atualizar as alterações da densidade populacional na proximidade do gasoduto relativamente ao projeto inicial bem como o seu impacto na classe de localização e consequentemente nas as especificações de cálculo e construção. Este projeto tem como objetivo fazer o mapeamento da densidade habitacional dentro das faixas sob regulamentação referindo-se não apenas ao número de edifícios habitáveis, mas também à sua tipologia, ocupação e especificidade.

### **Deteção e localização de fugas**

Campanha extraordinária para deteção e reparação de fugas que será complementar às inspeções programadas em curso.

## ***ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO***

### **Monitorização tubagens verticais ('Casing Log')**

Monotorização de condição das tubagens verticais dos poços (prevista na Portaria n.º 181/2012) – Projeto já apresentado em PDIRG (2020-2029)

### **Estudo Geomecânico**

Estudo Geomecânico para revalidação das Pressões de Operação das Cavidades.

## **EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E LEITURA *REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS***

### **Recondicionamento de Unidades de Medida**

Calibração e aferição dos contadores de Gás conforme programa de calibrações.

## NORMATIVO LEGAL (RMSA-G)

### TERMINAL DE GÁS LIQUEFEITO DE SINES

#### Construção da 4ª Baía de Enchimento de Camiões Cisterna

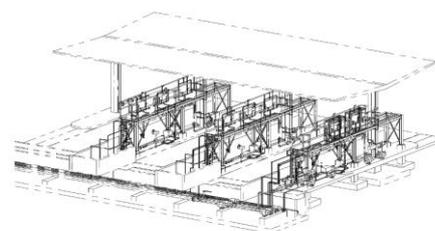
A execução deste projeto é uma recomendação da proposta de RMSA-G 2020. O Projeto está classificado como Adequação Regulamentar uma vez que resulta da obrigação do operador de responder a uma necessidade identificada. Este projeto é apresentado no subcapítulo 4.5 – Projetos no Terminal de Gás Liquefeito. A fundamentação deste investimento está explícita no capítulo 6.1 - Análise Multicritério/Custo-Benefício e deverá ser interpretada em conjunto com os conceitos e critérios definidos nos capítulos 2 e 3.

Este projeto consiste na aquisição e instalação de uma baía de enchimento adicional que será semelhante às existentes no que respeita ao arranjo de tubagem e equipamentos e que deverá ser integrada no atual sistema de controlo. A zona de enchimento de camiões localiza-se a oeste da zona de armazenamento de GNL numa área adjacente ao atual terminal de carvão.



O Sistema de enchimento a instalar inclui:

- Bâscula de pesagem.
- Um braço de GNL e um braço de retorno de vapor;
- Válvulas, instrumentação, medição e controlo;
- Linha de azoto para isolamento e inertização;
- Painel de controlo local/remoto e comunicações;
- Sistemas de segurança e paragem de emergência (ESD);
- Todos os trabalhos de civil, fornecimento, teste e instalação de tubagem bem como de eletricidade e instrumentação.



A execução deste projeto está subordinada ao estudo de viabilidade técnica a ser efetuado. O orçamento apresentado corresponde à melhor estimativa com os dados disponíveis. A configuração da obra poderá ser alterada pelo resultado dos estudos de detalhe, tais como o estudo dinâmico e de pressões transientes ou o estudo dos esforços combinados em tubagens

## GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Estas intervenções procuram, face ao conhecimento atual, as melhores e mais eficientes soluções privilegiando os projetos de extensão de vida útil em detrimento da substituição de equipamentos. No caso de alguns tipos de equipamentos, e.g. sistemas elétricos e eletrónicos, o grau de obsolescência não permite, na maioria dos casos, a extensão da sua vida útil pelo que estes terão de ser substituídos de modo a garantir a continuidade da segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT. Verificando-se a absoluta necessidade de intervir nas várias instalações para manter os níveis de segurança e disponibilidade, prevenindo a obsolescência e degradação, foram realizadas análises multicritério às diferentes soluções que, face ao conhecimento atual, identificaram os projetos abaixo descritos como a opção mais eficiente, em comparação com a remodelação da quase totalidade dos equipamentos/sistemas existentes.

### REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS - PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS:

Os programas de Gestão de Ativos têm como objetivo prevenir que a obsolescência e degradação dos equipamentos impeçam a operação das infraestruturas com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço. Estes programas são revistos e adaptados tendo como base o Indicador de Estado (IE) de cada equipamento e a condição e criticidade da infraestrutura - no final do ano de 2020 a idade média da RNTG era de 21 anos.

O programa de intervenção em caldeiras/sistemas de aquecimento deverá estar concluído no final de 2022 pelo que não se prevê a sua extensão no o próximo horizonte PDIRG.

### Conservação e Adequação

Conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos resultante de uma avaliação dos ativos, baseada em análises multicritério às diferentes soluções, e que identificaram os projetos abaixo descritos.

O projeto de reforço de integridade do gasoduto tem como objetivo adequar o nível de proteção deste ao resultado dos estudos de alteração das classes de localização em consequência do aumento do número de edifícios na sua zona de influência bem como a necessidade de intervenções em carga para substituir troços de tubo que não possam ser substituídos de outro modo. O projeto de readequação de estações compreende essencialmente trabalhos de beneficiação de construção civil.

<i>Conservação e adequação</i>		<i>Data Objetivo</i>
Equipamentos e sistemas	Substituição/Beneficiação de equipamentos e sistemas periféricos, incluídos no programa estão também os sistemas elétricos e de instrumentação (IE≤5)	2023-2026
Tratamento anticorrosivo	Instalações de Superfície – Proteção anticorrosiva	2023-2026
ICJCT Pombal e Palmela	Trabalhos de Civil – Recuperação de pavimentos e acessos	2022
Reforço integridade Gasoduto	Intervenção em carga ou implementação de medidas de segurança suplementares (aumento de espessura ou proteção adicional)	2023-2024

### Equipamentos elétricos e sistemas de controle

Equipamentos com períodos de vida útil exepetável mais curtos onde o grau de obsolescência não permite, na maioria dos casos, a extensão da sua vida útil pelo que a sua substituição é na maioria das vezes a solução adotada.

<i>Equipamentos elétricos e sistemas de controle</i>		<i>Data Objetivo</i>
UPS (alim. ininterrupta)	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2023-2026
Baterias	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2023-2026
Alimentação Estações	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2022
Componentes RTU	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2023-2024

### Sistema de odorização

<i>Odorização</i>		<i>Data Objetivo</i>
Bombas de THT	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2023-2026
Equipamento de injeção	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2023-2026

### Sistema de medição e analisadores

<i>Medição e Analisadores</i>		<i>Data Objetivo</i>
Caudalímetros de turbina	Substituição por fim de vida útil por caudalímetros de medição ultrassônicos (menores custos de manutenção)	2023-2024

## TERMINAL GNL DE SINES - PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS:

Os programas de Gestão de Ativos têm como objetivo prevenir que a obsolescência e degradação dos equipamentos impeçam a operação das infraestruturas com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço. Estes programas são revistos e adaptados tendo como base o Indicador de Estado (IE) de cada equipamento e a condição e criticidade da infraestrutura - no final do ano de 2020 o Terminal completava 17 anos de operação contínua.

O Terminal está inserido numa zona marítima e industrial que cria condições permanentes de elevada corrosividade atmosférica e de desgaste acelerado nas estruturas e equipamentos, o que aliado à sua elevada taxa de utilização, fomenta uma absoluta necessidade de continuar a intervir na instalação para manter os níveis de segurança e disponibilidade.

### Conservação e Adequação

Conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos resultante de uma avaliação dos ativos, baseada em análises multicritério às diferentes soluções, e que identificaram os projetos abaixo descritos.

O Terminal finalizará no final de 2022 uma empreitada de grande dimensão que visa a proteção anticorrosiva de infraestruturas. Embora a avaliação dos fenómenos de corrosão continue a realizar-se de modo sistemático, não se prevê para o próximo horizonte PDIRG outro projeto exclusivamente dedicado à proteção de infraestruturas.

Incluído neste item estão também os equipamentos elétricos, sistemas de controlo de instrumentação e de comando.

<i>Conservação e adequação</i>		<i>Data Objetivo</i>
Equipamentos e sistemas	Substituição/Beneficiação de equipamentos e sistemas periféricos (IE≤5)	2023-2026

### Sistemas de descarga de GNL

A elevada taxa de utilização do Terminal nos últimos 3 anos obrigou à antecipação do programa de renovação do sistema de braços de carga bem como da beneficiação do compressor de vapor de retorno ao navio.

Será realizada uma operação de remoção de cada um dos braços com recondicionamento e substituição de peças móveis – esta operação causará restrições pontuais no caudal máximo de descarga de navios. Os compressores de gás de retorno têm como objetivo equilibrar as pressões nos tanques do navio durante a descarga e serão recondicionados com o objetivo de extensão da sua vida útil.

<i>Sistemas de descarga de GNL</i>		<i>Data Objetivo</i>
Braços de Descarga	Renovação e substituição de peças móveis	2022-2023
Compressores de retorno	Recondicionamento	2023

### Sistema de armazenamento

O projeto de remodelação e substituição da sensorização dos Tanques de GNL é resultado da avaliação de estado efetuada. O sistema para além de controlar níveis e segurança permite monitorizar o perfil de temperatura e densidade antecipando fenómenos de estratificação.

<i>Sistema de Armazenamento</i>		<i>Data Objetivo</i>
Sensorização	Substituição por fim de vida útil e obsolescência	2024

### Sistema de segurança e combate a incêndios

O projeto de readequação do sistema de combate a incêndios do Terminal é resultado da avaliação de estado que verificou a existência de fenómenos de corrosão que impõem a substituição de determinados troços de tubagem.

<i>Sistema de segurança e combate a incêndios</i>		<i>Data Objetivo</i>
Rede de Incêndios Armada	Substituição baseada no estado (corrosão)	2022-2023

### Sistema de enchimento de camiões cisterna

Upgrade do sistema de controlo e gestão de enchimento de camiões cisterna por obsolescência e descontinuação por parte do fabricante.

<i>Sistema de segurança e combate a incêndios</i>		<i>Data Objetivo</i>
Sistema de enchimento de camiões cisterna	Substituição e upgrade por descontinuação do sistema	2022

### Sistema de emissão

Recondicionamento dos 3 compressores de vapor para extensão da sua vida útil com substituição de peças capitais após análise de condição.

<i>Sistema de emissão</i>		<i>Data Objetivo</i>
Compressores de vapor	Recondicionamento	2022

### Utilidades

Substituição da rede interna de água industrial e água potável atualmente em aço com elevados sinais de corrosão por tubagem em PEAD resistente a fenómenos de corrosão. Beneficiação da rede de azoto.

<i>Sistema de emissão</i>		<i>Data Objetivo</i>
Rede de água industrial	Fim de vida útil – substituição por PEAD	2022-2023
Rede de água potável	Fim de vida útil – substituição por PEAD	2022-2023
Rede de azoto	Beneficiação	2022-2023

### ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO - PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS:

Os programas de Gestão de Ativos têm como objetivo prevenir que a obsolescência e degradação dos equipamentos impeçam a operação das infraestruturas com os níveis adequados de segurança e qualidade de serviço. Estes programas são revistos e adaptados tendo como base o Indicador de Estado (IE) de cada equipamento e a condição e criticidade da infraestrutura - o Armazenamento Subterrâneo entrou em serviço em novembro de 2004, ou seja, há cerca de 16 anos. Estas instalações situam-se junto a uma instalação de processamento de sal o que implica a exposição a uma atmosfera altamente agressiva dos seus Ativos de superfície.

#### Conservação e Adequação

Conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para tipos de ativos específicos resultante de uma avaliação dos ativos, baseada em análises multicritério às diferentes soluções, e que identificaram os projetos abaixo descritos.

<i>Conservação e adequação</i>		<i>Data Objetivo</i>
Equipamentos e sistemas	Substituição/Beneficiação de equipamentos e sistemas periféricos, incluídos no programa estão também os sistemas elétricos e de instrumentação (IE≤5)	2023-2026
Tratamento anticorrosivo	Instalações de Superfície – Proteção anticorrosiva	2023-2024
Instrumentação local	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2023-2024
Computadores de caudal	Ciclo de substituição por fim de vida útil	2022
'ISS guard'	Beneficiação baseada no estado	2022
Válvula de sub-superfície	Beneficiação baseada no estado	2022

## GESTÃO TÉCNICA GLOBAL

*TECNOLOGIAS DE SUPORTE ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS*

4,790 M€

O programa de atualização das tecnologias de infraestruturas do gás, tem a missão de disponibilizar ferramentas de trabalho ágeis, eficientes, resilientes e sustentáveis, aos utilizadores internos e externos.

O conjunto de atualizações em plano têm como finalidade a atualização das tecnologias e desenvolvimento dos diversos componentes aplicativos e interfaces de ligação entre eles, subjacentes à atividade da gestão técnica global e de todos os processos inerentes ao acesso web de terceiros à Gestão do Sistema e infraestruturas de gás.

Contempla a atualização de software, cujo suporte já está descontinuado ou em fase de descontinuação pelos fornecedores das tecnologias, que carece de um cuidado e tratamento eficaz, face à necessidade de garantir a continuidade e resiliência dos respetivos componentes de software.

Esta atualização prevê a implementação de um plano de evolução do software aplicativo e respetivos interfaces, salientando-se a atualização do portal @IGN, na sua estrutura de apresentação da informação, pretendendo-se responder às necessidades dos agentes de mercado e operadores de rede de distribuição e garantir a continuidade do serviço de uma forma segura e sustentada.

Para a correta disponibilização da informação é necessário garantir a migração dos algoritmos e modelos de tratamento dos vários processos de negócio inerentes às atividades de gestão sistémica das infraestruturas da Rede de Transporte, Armazenamento Subterrâneo e Terminal de GNL, que inclui, entre outros, a gestão dos contratos de acesso a cada uma das infraestruturas de gás, a gestão dos vários produtos e serviços inerentes à gestão de capacidades das respetivas infraestruturas, com a verificação da exequibilidade das respetivas programações e planos de indisponibilidade, nos diversos horizontes temporais, execução dos cálculos do balanceamento da rede (gerindo fluxos de gás das infraestruturas de forma integrada), realização do apuramento dos desequilíbrios, cálculos de compensação, conciliações financeiras, encargos de neutralidade e apuramento dos valores a liquidar (gerindo e aplicando as respetivas tarifas) e envio do apuramento de forma automática para faturação.

Estes processos, estando encadeados no tempo com precedências nos diversos horizontes temporais, necessitam de obtenção de dados de forma atempada para poderem processar e de seguida disponibilizar os resultados com qualidade e eficácia aos processos seguintes, adjacentes e/ou a jusante que deles dependem para a execução dos respetivos processos, entre os quais o envio e receção de informação de e para as plataformas da PRISMA, OMIP e MIBGAS e a receção e envio de dados/informação aos Agentes de mercado e Operadores das Redes.

Os algoritmos e automatismos estão atualmente integrados em tecnologias que estão a ser descontinuadas, sendo necessário garantir a continuidade da evolução do software, quer na implementação ou atualização de regras inerentes à atividade, quer na implementação das devidas atualizações de cibersegurança.

Para garantia do correto e seguro funcionamento dos novos componentes de software a adquirir no programa de implementação, o projeto inclui a contratação de serviços externos de consultadoria sobre a aplicação das normas ISO 20000, 27001, 31000, para a análise e implementação de controlos de gestão de risco, qualidade e segurança, definição e apoio na implementação de um modelo de gestão das diversas aplicações e respetivos processos, bem como a contratação de serviços de execução de testes de cibersegurança, para certificação da qualidade e segurança das aplicações e respetivos dados/informação inerentes aos processos tecnológicos.

O plano inclui a execução de workshops e formação sobre as novas aplicações e processos ao utilizador, bem como a formação aos técnicos sobre as tecnologias associadas para garantia de desenvolvimento e sustentabilidade dos diversos componentes tecnológicos.

Para além da garantia de continuidade de suporte aos processos que correm sobre o sistema ATR (nos seus diversos componentes) procura-se em paralelo otimizar os processos informáticos existentes, de maneira a

poder proporcionar o acesso ágil aos dados/informação, aos diversos intervenientes, num mercado de energia organizado e integrado.

Prevê-se que as atualizações de software ocorram de uma forma faseada, durante um prazo de 4 anos. E que a atualização do respetivo hardware ocorra em 2027.

### *EVOLUÇÃO DIGITAL 2030*

2,700 M€

As alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, que cria as condições regulamentares e legais para a produção e incorporação no Sistema Nacional de Gás (SNG) de gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, medida inscrita na política energética nacional e europeia traduzida no PNEC 2030 e no Roteiro para a Neutralidade Carbónica em 2050, trazem para os operadores da rede e em particular para a atividade de Gestão do Sistema um conjunto de desafios que importa endereçar e que vão, entre outros aspetos, solicitar a atualização e digitalização dos serviços que atualmente servem esta atividade.

O programa de desenvolvimento dos sistemas de gestão, supervisão e monitorização, operacionais e de segurança, da Gestão do Sistema inclui a evolução das tecnologias e processos digitais, fomentando uma gestão cada vez mais eficiente e inclusiva do SNG. Esta evolução prevê uma crescente necessidade de integração de processos que ganham particular relevância com o surgimento da incorporação de energias renováveis no SNG, não só a nível dos processos de gestão interna de sistemas, mas também com outras partes interessadas, disponibilizando de uma forma digital, inteligente, integrada e transparente, a informação que possa ser útil na gestão dos fluxos de energia renovável, aproximando e servindo de ponte entre o meio industrial e diversas partes interessadas, incluindo o mercado.

Esses objetivos são alcançáveis, numa primeira fase, com a implementação das melhorias tecnológicas identificadas nos anteriores grupos de investimento, e num segundo momento com a possibilidade de implementar novos processos que permitam o desenvolvimento científico e tecnológico necessário para a integração das energias renováveis, materializados no conjunto de investimentos denominado de Evolução Digital 2030.

A estimativa realizada contempla assim a implementação de tecnologia que permita introduzir modelos e processos inteligentes, o que passa por juntar os intervenientes, e de uma forma colaborativa, estudar as necessidades e modelar os processos com especialistas, que acrescentem valor à criação de um modelo de gestão de energia renovável de uma forma eficiente, segura e resiliente.

Prevê-se a necessidade de realizar investimentos, ao nível de desenvolvimento de processos industriais, sobretudo na componente de interface/integração de automatismos que permitam acrescentar valor às partes interessadas internas e externas.

*ATUALIZAÇÃO DO CENTRO DE DESPACHO*

0,420 M€

Projeto que tem como objetivo não só a substituição do equipamento tecnológico dos Centros de Despacho (CD) e de Emergência (CDE), adequando as suas salas de acondicionamento a requisitos de ambientais, climatização e segurança, tem em paralelo o objetivo de disponibilizar uma sala de treino com as condições necessárias à execução da formação dos utilizadores exigindo a reformulação arquitetónica do espaço, atendendo a critérios de higiene, segurança e saúde no trabalho, de ergonomia dos postos de trabalho, ambientais, beneficiando assim de uma necessária diminuição do ruído provocado pelos equipamentos que se encontram na sala do CD e em salas adjacentes.

Prevê-se uma intervenção ao nível das salas do CD e do CDE na mesma data de atualização dos respetivos sistemas SCADA e ATR a executar de forma faseada.

O valor estimado contempla a aquisição e instalação dos equipamentos e atualização das versões de software nos diversos componentes do sistema SCADA.

Adicionalmente, os trabalhos de remodelação incluem a adaptação de uma sala de apoio à sala principal do CD, que se justifica pela necessidade de garantir a continuidade das operações em segurança em situações de contingência ou emergência sanitária ou de indisponibilidade total e provisória da sala principal. São o caso as situações, por exemplo, de necessidade de evacuação temporária alternada ou permanente motivadas por riscos de contágio, em condições de pandemia instalada, ou necessidades de desinfeção global do espaço. Esta adaptação prevê a criação das necessárias condições técnicas e de segurança, nas perspetivas de "security" e "safety", assim como a adequação dos acessos e saída de emergência, de utilização de instalações sanitárias e de refeição, de acordo com as boas práticas para este tipo de instalação.

Esta intervenção obedecerá assim a estudo de detalhe para determinação da melhor solução relativamente à localização, atendendo às possíveis soluções que vierem a ser estudadas no âmbito da renovação supra indicada.

*REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA*

4,075 M€

Diretamente relacionados com o plano de evolução da RNT estão previstos investimentos para a expansão da RTS às novas instalações da RNTIAT, para adequação das infraestruturas já existentes face às alterações topológicas da RNTIAT.

Estão igualmente previstos, no horizonte 2022-2031, investimentos de renovação das componentes da RTS que entrem em estado de obsolescência ou fim de suporte pelos fabricantes e que possam representar risco aos processos de operação da RNT, nomeadamente nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2011-2021 ou anterior, dando continuidade ao programa de renovação tecnológica em curso, nomeadamente nos sistemas de comunicações industriais de Voz e dados de suporte às operações dos Centros de Despacho e Gestão da Rede de Gás.

*INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL*

CAPEX 2022-2031:

12,290 M€



9

## ANEXOS

ANEXO 5

Perspetiva de Inovação

REN 



## Perspetiva de Inovação

### Tendências no sector energético

No contexto do contínuo investimento em novas tecnologias de produção de energia limpa a partir de fontes primárias de natureza renovável, da definição de uma estratégia para uma mobilidade sustentável e inteligente e da estratégia para uma Europa com impacto Neutro em Carbono, atualmente assiste-se ao desenvolvimento de outras áreas da chamada economia circular como a produção de hidrogénio ou do biometano, cujo impacto na descarbonização das infraestruturas de gás assumirá importância crescente ao longo da vigência do Plano Integrado de Energia e Clima (PNEC) de 2021 a 2030.

Esta tendência tem promovido uma visão de integração de setores / *smart sector integration* entre eletricidade e gás, a que se associa um incremento de investimento em novas tecnologias, como as relacionadas com as comunicações (5G, IoT), transações (*blockchain*), automatização (*drones*, veículos autónomos), multiexperiências (realidade aumentada, virtual e mista) e processos de aprendizagem automática (inteligência artificial, *business intelligence*) que no seu conjunto têm contribuído para a contínua digitalização do sector energético.

Pelo seu lado, a REN tem vindo a apostar em projetos inovadores, com particular destaque para os relacionados com a eficiência operacional dos processos e atividades das concessões, com a implementação de uma visão *smart* na gestão integrada da infraestrutura, com a sustentabilidade e descarbonização das infraestruturas de gás na transição energética e numa perspetiva de continuidade de negócio.

### Potencial de aplicação de algumas tecnologias no contexto da REN

Associada às grandes tendências globais estão as alterações climáticas, a nova infraestrutura de rede 5G, a cibersegurança, o futuro do trabalho e a relação entre tecnologia e humanos e o desenvolvimento tecnológico associado, que a Inovação tem observado, nomeadamente como suporte às operações das atividades do grupo REN.

Neste contexto, destacam-se as sinergias que se têm vindo a desenvolver entre as tecnologias digitais, a experiência humana e as cada vez mais sofisticadas tecnologias de inteligência artificial (IA), bem como a previsão de uma maior interatividade entre máquinas e pessoas através de plataformas digitais que conseguem captar o contexto envolvente e ter uma resposta aproximada à do ser humano.

### Robotização

Operações associadas à cadeia de valor do sistema energético requerem mão-de-obra significativa que, em muitos casos, impõe questões relativas à eficiência, consistência, qualidade e segurança, especialmente em ambientes de trabalhos com rede em serviço (em pressão), e que podem ser ainda mais comprometidas em condições climáticas severas e locais de difícil acesso.

Com a evolução tecnológica, surge a oportunidade de apostar na utilização da robótica como complemento e/ou substituto do ser humano, primordialmente em cenários nos quais a probabilidade de ocorrência de acidentes é elevada.

Como tantas outras indústrias, o sector energético conta cada vez mais com a robótica, que quando utilizada juntamente com outras tecnologias em crescimento como inteligência artificial e *big data*, traz inúmeras vantagens em termos de velocidade, agilidade, resistência, distância, consistência e precisão.

Os *cobots* que são robôs colaborativos foram criados para interagir com humanos em ambientes de trabalho e são capazes de realizar tarefas de automação inimagináveis para um robô, conseguindo elevar os níveis de produtividade.

Observando os diferentes cenários em que a robótica pode ser aplicada no médio prazo prevê-se o recurso a robôs dedicados a funções de construção, inspeção, manutenção e operações, não obstante existir ainda a necessidade de melhorar a sua adaptabilidade a ambientes adversos, autonomia e inteligência.

### ***Wearables***

Apesar da atual aplicação dos *wearables* ser ainda limitada, esta tecnologia tem a capacidade de incrementar a segurança dos trabalhadores (desde a medição de sinais vitais até à deteção de atmosferas e/ou localizações perigosas, no âmbito da realização de trabalhos) sendo que alguns dos principais obstáculos aquando da implementação destes dispositivos, se prendem com a privacidade dos dados.

A implementação dos *wearables* pode assim contribuir para a redução de custos operacionais e incremento da segurança dos trabalhadores.

Os exoesqueletos têm vindo a ser utilizados para proteger os colaboradores e melhorar a sua qualidade de vida ao mitigar problemas de saúde futuros, e tornando-os ao mesmo tempo, mais produtivos.

### **Digitalização e sensorização**

O papel das empresas de energia e particularmente das empresas de transmissão e distribuição, está cada vez mais focado na otimização dos ativos, na gestão das interfaces com outros atores e no equilíbrio entre a procura e oferta, cada vez mais granular e complexo. Com estes pressupostos, os dados desempenharão no futuro um papel tão relevante como "a infraestrutura física".

A sensorização dos ativos, nomeadamente a área dos nanosensores, tem sido alvo de desenvolvimentos significativos e exibem limites de deteção ultrasensíveis, garantindo enormes vantagens face aos "projetos convencionais". Essa vantagem é ainda maior quando o nanosensor "capta" as suas já de si reduzidas necessidades energéticas do ambiente *energy-harvesting* circundante, em contraponto com as tecnologias de nanosensores tradicionais, que dependem de uma fonte de energia externa (tipicamente uma bateria) para operar.

Os *energy-harvesting* que permitem capturar, converter, armazenar e usar a energia, por exemplo de energia mecânica/vibração – piezoelétrico, térmica - termoelétricos ou de campos electromagnéticos, associados ao desenvolvimento de comunicações 5G, constituem o próximo passo para eliminar a necessidade de baterias e outras fontes de energia externas.

Esta característica, associada ao baixo custo destes sensores, e à cada vez maior diversidade de modelos, amplifica o seu campo de aplicação potencial, permitindo uma "cobertura" cada vez mais ampla dos ativos da infraestrutura e da disponibilização de dados para, por exemplo, a integração em ferramentas digitais de inteligência artificial.

Assim, a perspetiva de inovação não deverá ser baseada apenas na abordagem clássica da transformação digital da cadeia de valor, mas sim, como se pode potenciar o ativo e respetivo negócio associado, através da transformação digital holística e colaborativa, potenciando novos modelos de negócio e/ou de posicionamento na cadeia de valor.

### Plataformas hiper-realistas

Para fazer face à excessiva mecanização nas interações digitais diárias, as empresas estão a introduzir inteligência “emocional” nos seus sistemas tecnológicos, através de inteligência artificial, como *machine learning* e reconhecimento facial e de voz, que conseguirá mais facilmente detetar e responder a interações humanas.

Por outro lado, a abordagem focada no fator humano, por oposição à tradicional abordagem centrada na informação, e o desafio do incremento das competências digitais, implicará o desenvolvimento de tecnologias para o reforço da humanização das organizações, para colocá-las ao serviço das pessoas e não o contrário.

### Inteligência Artificial

A inteligência artificial é uma tecnologia que torna possível a aprendizagem de contextos através de máquinas, captando experiências, e pode ser aplicado numa vasta área. A título de exemplo pode ser utilizado em modelos preditivos para gestão de ativos e previsão da produção e identificação de potenciais fraudes e/ou falhas nos sistemas de medição.

### *Digital Twins*

A ligação entre o físico e o digital permite a criação de modelos virtuais cada vez mais sofisticados, que potenciam a otimização de sistemas, aliado a *machine learning* e infraestruturas informáticas avançadas para conseguir desenvolver técnicas preditivas e de apoio à operação e sistemas de manutenção.

## Aspetos particulares da presente proposta do PDIRG

### Funcionamento da RNTG e do AS Carriço com misturas de Gás Natural e Hidrogénio

Destacam-se o conjunto de investimentos descritos nos Capítulos 4 e 6 para dar resposta ao requisito legal de adaptação das infraestruturas da RNTG e do AS Carriço para o funcionamento com misturas de gás natural e hidrogénio. De notar que o projeto “H2RENGRID - Enabler for decarbonisation” foi objeto de candidatura ao Innovation Fund da União Europeia, que constitui um dos maiores programas a nível mundial para apoio a projetos e tecnologias inovadoras com foco na redução das emissões de gases com efeito de estufa.

Dado o carácter particular e pioneiro deste projeto será necessário desenvolver um conjunto de estudos específicos abrangendo áreas técnicas e de segurança. Os resultados de alguns destes estudos poderão mesmo ter impacto no desenvolvimento do projeto. De facto, atualmente existem várias iniciativas de operadores de rede de transporte europeus a nível de projetos piloto localizados ou destinados a estudar aspetos particulares associados ao funcionamento das redes e dos equipamentos existentes com misturas de gás natural e hidrogénio, mas no caso do projeto para a RNTG e para o AS Carriço objetivo consiste em avançar diretamente para a respetiva adaptação (*retrofitting*) ao longo do horizonte temporal coincidente com o PNEC. Por outro lado, perspetiva-se ainda a futura reconversão (*repurposing*) das infraestruturas para ambiente de 100% em hidrogénio em prazo mais alargado, com início em 2027 e projetando-se a longo prazo até 2040.

### Resposta às Alterações Climáticas

Pelo facto de Portugal ser um dos países europeus mais fortemente sujeitos aos impactes das alterações climáticas, a presente edição do PDIRG propõe pela primeira vez no seu Capítulo 4 a análise e a sistematização das vulnerabilidades identificadas ao nível da RNTIAT sob esta perspetiva,

considerando as práticas que já são utilizadas nos projetos de novas infraestruturas e respetivos estudos de impacto ambiental e tendo por objetivo identificar e promover a realização de forma integrada de ações que contribuem para o aumento de resiliência e a adaptação à evolução rápida deste tipo de riscos que se vem observando nos últimos anos.

# CONTACTOS

---

**REN Gasodutos, S.A.**

Estrada Nacional 116, Vila de Rei  
2674-505 Bucelas - Portugal  
Telefone: (+351) 219 688 200

[www.ren.pt](http://www.ren.pt)

**REN** 