

The logo for REN, consisting of the letters 'REN' in a bold, dark blue sans-serif font, followed by a stylized 'X' symbol composed of two overlapping triangles, one green and one blue.

PDIRG

PLANO DE
DESENVOLVIMENTO
E INVESTIMENTO
DA RNTIAT

2026-35

Proposta inicial
março 2025



SUMÁRIO EXECUTIVO

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

O presente documento constitui a proposta inicial do plano de desenvolvimento e investimento da Rede Nacional de Transporte ("RNTG"), Infraestruturas de Armazenamento ("AS") e Terminais de Gás Natural Liquefeito ("TGNL"), no seu conjunto "RNTIAT", para o período 2026-2035 ("PDIRG 2026-2035" ou "Plano").

No presente documento, são apresentados os projetos de investimento alinhados com as obrigações inerentes às respetivas concessões e metas de política energética no contexto da descarbonização da economia, nomeadamente entre outros, através da redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa ("GEE") e de introdução de gases renováveis no Sistema Nacional de Gás ("SNG"). Deste modo, para além das condições de segurança, sustentabilidade e operacionalidade das infraestruturas existentes, os temas relacionados com a transição energética assumem relevância no presente exercício de planeamento da RNTIAT como um contributo para o objetivo associado às metas de política energética estipuladas a nível nacional e europeu. Nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto ("DL 62/2020"), o operador da RNTG elabora o Plano Decenal Indicativo de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT — o "PDIRG".

INFRAESTRUTURAS E
PERÍODO DO PLANO



PROCEDIMENTO DE ELABORAÇÃO DO PDIRG

Em conformidade com o Artigo 87.º do DL 62/2020, "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 Direção-Geral de Energia e Geologia ("DGEG") e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("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, a DGEG e a 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, acompanhada do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo o mesmo membro do Governo de 15 dias para submeter a proposta final 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.

CONTEÚDOS E ORGANIZAÇÃO

A janela temporal abrangida pelo PDIRG, 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.

O PDIRG tem em conta a caracterização da RNTIAT e toma como referência os pressupostos do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás para o período 2024-2040 (“**RMSA-G 2023**”), o mais recente à data de preparação da proposta inicial deste Plano, em que ambas as trajetórias Ambição e Conservadora assumem, para o mercado de eletricidade, a cessação da produção de eletricidade da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029. Tal como no anterior Plano, este PDIRG procura alinhar os projetos de investimento com os objetivos delineados no DL 62/2020, na Estratégia Nacional para o Hidrogénio (“**EN-H2**”) e no Plano de Ação para o Biometano (“**PAB**”), nomeadamente com os objetivos e as metas de redução das emissões de GEE e de introdução de gases renováveis na RNTG, de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal continental.

PRESSUPOSTOS E
DETERMINAÇÕES DE
POLÍTICA ENERGÉTICA

RMSA-G
PNEC
Reservas
Estratégicas

EN-H2
REPowerEU
PAB

O PDIRG 2026-2035 inclui ainda projetos que possibilitam dar resposta às determinações do Governo português relacionadas com a criação de duas novas cavidades no AS do Carriço, cf. Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, com vista a dotar Portugal de reserva estratégicas de gás.

O investimento é apresentado a custos diretos externos e a custos totais, integrando os últimos os encargos de estrutura, gestão e financeiros, no sentido de promover uma melhor perceção entre os valores dos projetos apresentados neste PDIRG e o seu reflexo nas tarifas.

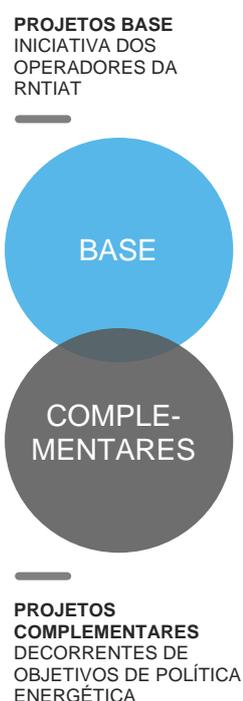
São identificados os projetos que requerem uma Decisão Final de Investimento no âmbito da apreciação deste PDIRG, tendo por base o pressuposto adotado sobre o processo de tramitação do PDIRG para efeitos de identificação e seleção de Projetos Base e dos Projetos Complementares com datas-objetivo indicadas, e, para os Projetos Complementares sem datas-objetivo fixadas, a indicação do período de concretização e os prazos mínimos a acautelar entre uma tomada de decisão e a entrada em operação desses projetos.

A presente proposta de PDIRG 2026-2035 inclui uma Nota Técnica Justificativa de não sujeição a Avaliação Ambiental Estratégica (“**AAE**”) que assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos projetos de investimentos para o próximo decénio, para esse efeito, já foi concretizado em

momento anterior (no PDIRG 2024-2033), nomeadamente no que refere aos projetos estratégicos com impacto mais significativo no território.

O PDIRG 2026-2035, mantendo a evolução de que tem vindo a ser alvo ao longo das mais recentes edições, incorpora também outras, num processo de melhoria contínua, que visa, para além de dar corpo à participação da DGEG, ERSE e outras partes interessadas 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, redução de gases com efeitos de estufa e valor 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.

Assim, à semelhança das propostas anteriores de PDIRG, a apresentação dos projetos do presente PDIRG — o **PDIRG 2026-2035** — é desenvolvida em dois grupos principais:



- Os **PROJETOS BASE** que dependem, essencialmente, da iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, com o objetivo de continuar a garantir a segurança, a resiliência, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos e em cumprimento das obrigações inerentes às atividades concessionadas, tendo em conta a avaliação que os operadores da RNTIAT fazem sobre o estado dos ativos em serviço, a sua envolvente e respetivos riscos, a segurança de operação e fiabilidade das infraestruturas, bem como os que permitem assegurar as funções cometidas ao Gestor Técnico Global do SNG e os que visam dar cumprimento a compromissos com os operadores de redes de distribuição relativamente à ligação das respetivas redes à RNTG. Os Projetos Base incluem ainda investimento associados à Rede de Telecomunicações de Segurança (“RTS”), à reabilitação e adequação regulamentar de edifícios, em IT, em Investimento não básico e à rubrica de Investimento corrente urgente, melhor detalhados no capítulo 4.
- Os **PROJETOS COMPLEMENTARES** que decorrem de necessidades com motivação externa e não circunscrita à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT, orientados por objetivos estratégicos ou decisões de política energética com impacto relevante, quer na estrutura existente da RNTIAT, quer no seu desenvolvimento. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por outras partes interessadas, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Adicionalmente a estes dois grupos de projetos, são reportados, no Anexo 2, os investimentos aprovados pelo Estado Concedente em anteriores edições do PDIRG ou através de procedimentos de aprovação autónomos, submetidos após a entrega da anterior proposta de PDIRG 2024-2033, e que ainda se encontram em curso à data da elaboração da presente proposta do PDIRG 2026-2035. No Anexo 4, reportam-se os projetos em curso ou previstos com entrada em

exploração até final do ano de 2025 e que ainda não foram objeto de aprovação, mas cuja realização é fundamental para assegurar as condições de segurança e funcionalidade das atividades das concessões, constituindo essa realização, em todo o caso, um pressuposto da presente proposta de PDIRG.

ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O corpo principal do PDIRG 2026-2035 está organizado em seis capítulos:

1. Enquadramento e âmbito

Inclui os objetivos gerais e estratégicos do PDIRG, o enquadramento legislativo e regulamentar, o planeamento da RNTIAT no contexto europeu, os objetivos do planeamento, os 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 a qualidade de serviço.

3. Pressupostos

Descrição da abordagem de apresentação dos Projetos Base e dos Projetos Complementares, a previsão da evolução da procura e da oferta, a descarbonização e contexto legislativo e regulamentar sobre gases renováveis, a EN-H2, o Plano RepowerEU da Comissão Europeia, o novo contexto legislativo e regulamentar associado à reserva estratégica de gás natural, o novo pacote de descarbonização do hidrogénio e do gás da UE, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789, o Plano de Ação para o Biometano, a adaptação às alterações climáticas, a descrição dos critérios e indicadores da atividade de planeamento.

4. Projetos Base de investimento

Apresentação dos Projetos Base e respetivo investimento estimado a custos diretos externos e a custos totais, desagregado por infraestrutura e por indutor de investimento.

5. Projetos Complementares de investimento

Apresentação dos Projetos Complementares, incluindo o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de hidrogénio e gás natural até 10% em volume, duas novas cavidades a desenvolver no parque de cavidades do AS do Carriço (no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro), a estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte e o gasoduto Monforte-Évora.

6. Impacto dos investimentos apresentados no PDIRG

Estimativa do impacto tarifário dos projetos, aplicação da análise multicritério/custo-benefício aos Projetos Base e aos Projetos Complementares e as conclusões relativas à Avaliação Ambiental do PDIRG no âmbito do Decreto-Lei n.º 232/2007, de 15 de junho.

PRESSUPOSTOS PARA ELABORAÇÃO DO PLANO

EVOLUÇÃO DA PROCURA ANUAL E DAS PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO

O PDIRG 2026-2035 tem em consideração três cenários distintos de evolução da procura e de pontas de consumo: Cenário Superior, Cenário Central e o Cenário Inferior, de acordo com o **RMSA-G 2023**.

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 os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados. O Mercado Convencional inclui os setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário.

Cenários de evolução da procura de gás para o período 2025-2035

A taxa média de variação anual ("TMCA") da procura total de gás para o período 2025-2030, prevista no RMSA-G 2023, é de -5,6% para o Cenário Central Ambição (Cenário Central do Plano), de -4,4% para o Cenário Superior Ambição (Cenário Superior do Plano) e de -4,9% para o Cenário Inferior Conservador (Cenário Inferior do Plano). A TMCA da procura total de gás para o período 2030-2035, é de -1,9% para o Cenário Central, de -2,3% para o Cenário Superior e de -1,4% para o Cenário Inferior.

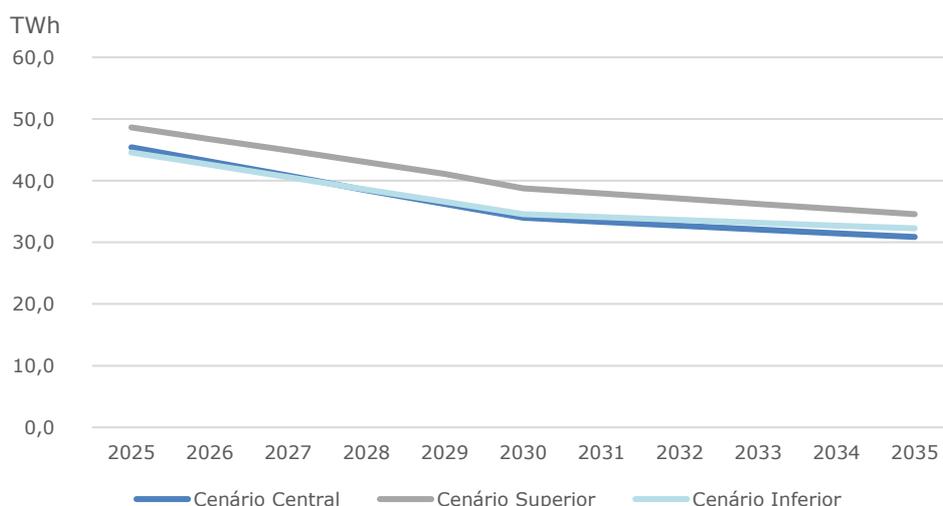
Figura SE-2

Estimativas de evolução da procura anual de gás no período 2025-2035
(fonte: RMSA-G 2023)

PREVISÃO DA PROCURA ANUAL NO FINAL DO 1.º QUINQUÊNIO (2030)



PREVISÃO DA PROCURA ANUAL NO FINAL DO 2.º QUINQUÊNIO (2035)

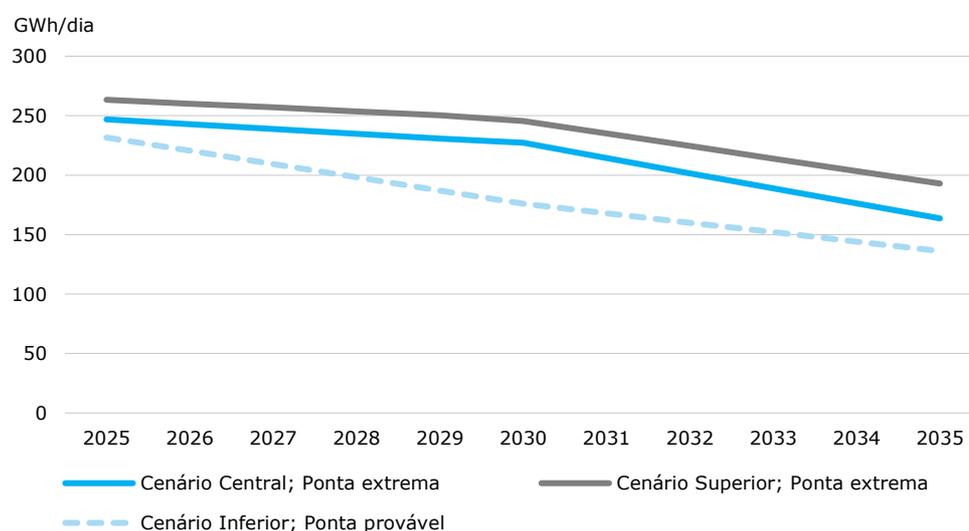


A redução da previsão de procura agregada que se verifica em todos os cenários entre 2025 e 2035, resulta essencialmente de um ajustamento realizado no comportamento da procura de gás para o Mercado de Eletricidade que pressupõe

um crescimento acentuado da componente de produção elétrica a partir de fontes de energia renováveis, a refletir o que será a sua possível evolução num cenário de hidraulicidade média.

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. Nesse sentido, apresentam-se as pontas prováveis e extremas de consumo diário do Mercado Convencional e do Mercado Elétrico, tendo por base os três cenários de evolução de procura em cada um dos mercados.

Figura SE-3
Previsão de evolução das pontas de consumo diário da RNTG
(fonte: RMSA-G 2023)



De acordo com os resultados apresentados na figura anterior, perspetiva-se uma redução da ponta de consumo diária global que acompanhará a tendência de redução da procura e que, em média, se traduz numa variação anual de -5,2% a -3,1%.

PROCURA DE GÁS ABASTECIDO POR UAG DE GNL

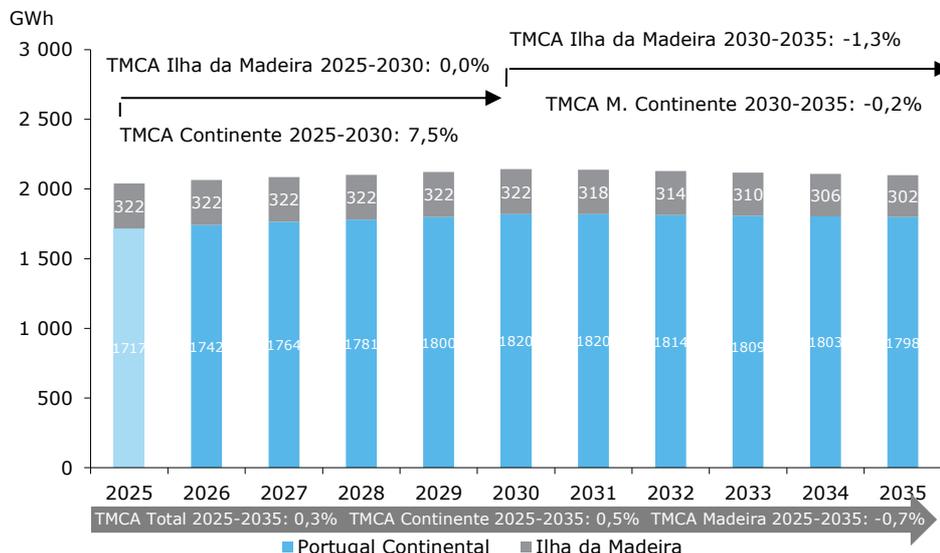
Tendo em conta a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por Unidades Autónomas de Gás ("UAG") no território nacional, com particular relevo em Portugal continental, apresenta-se *infra* um gráfico com a previsão da procura de gás abastecido pelas UAG em Portugal continental e na Ilha da Madeira, para o Cenário Central.

MÁXIMO HISTÓRICO DE
PONTA DE CONSUMO
VERIFICADO NA RNTG



TAXA MÉDIA DE
CRESCIMENTO ANUAL
DA PONTA EXTREMA DE
CONSUMO
CENÁRIO CENTRAL
PERÍODO 2025-2035

Figura SE-4
Previsão de evolução do consumo através de UAG
(fonte: RMSA-G 2023)



CONSUMO VIA UAG
TMCA NO PERÍODO
2025-2030
CENÁRIO CENTRAL

+1,0%
2025-2030

-0,4%
2030-2035

CONSUMO VIA UAG
TMCA NO PERÍODO
2030-2035
CENÁRIO CENTRAL

A taxa média de variação anual da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2025-2030 é de 1,0% e para o período 2030-2035 é de -0,4%, 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 Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e o Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, determinam que “o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais”, obtendo um incremento da capacidade de armazenamento do parque de cavidades do AS do Carriço num valor de 1,2 TWh, através da construção de duas novas cavidades. Com a construção destas duas cavidades, em data a definir pelo Concedente, a capacidade de armazenamento do AS do Carriço deverá aumentar de 3839 GWh para 5039 GWh.

AVALIAÇÃO AMBIENTAL

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental, nos termos do Decreto Lei n.º 32/2007, de 15 de junho, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal.

A presente proposta de PDIRG 2026-2035 é acompanhada de uma Nota Técnica Justificativa de não sujeição a Avaliação Ambiental Estratégica que assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos investimentos propostos para o próximo decénio já foi concretizado em momento anterior (PDIRG 2024-2033), nomeadamente no que se refere aos projetos estratégicos com impacto mais significativo no território.

PROJETOS DE INVESTIMENTO

PROJETOS BASE

Os **PROJETOS BASE** incluem

- projetos de remodelação, de modernização e digitalização de ativos ("**Modernização e Digitalização**"), por obsolescência das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;

A arquitetura da abordagem e apoio à decisão adotada para o PDIRG no âmbito da modernização e digitalização de ativos é, tal como no PDIRG anterior, comum às três concessões, agrupada de modo distinto para cada um dos conjuntos de projetos de Modernização e Digitalização:

- **Melhoria operacional**
Estes projetos resultam da análise de vantagens operacionais, sejam estas ao nível da 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 respetivas condições de operação e segurança.
- **Adequação regulamentar**
Os projetos apresentados no âmbito da adequação regulamentar são projetos que visam dar cumprimento ao estipulado na legislação, regulamentação específica do sector e normativos. Estes projetos relacionam-se maioritariamente com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e recondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, constituindo uma obrigação dos respetivos operadores da RNTIAT.

- **Gestão de ativos em fim de vida útil**
As necessidades de investimento em remodelação de ativos resultam de uma análise ao índice de estado dos equipamentos instalados na RNTIAT, ponderada pelo nível de risco e criticidade associados. 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 a sua idade. Desta abordagem, resulta necessariamente uma “onda” de substituição de ativos (designada por “*replacement wave*”), cujo planeamento terá de ser tido 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 adequado e satisfatório. Paralelamente, é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico e identificar os riscos de obsolescência e descontinuidade de fabrico, assegurando o respetivo *know-how* sobre os ativos em serviço.
- projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à Rede Nacional de Distribuição de Gás, a consumidores diretos em alta pressão e nas interligações);
- projetos para cumprimento de compromissos acordados com consumidores em alta pressão e/ou com os operadores de redes de distribuição de gás (“ORD”) relativamente à disponibilização de novos pontos de entrega ou expansão dos já existentes, no caso dos ORD em articulação com os projetos considerados nos planos de desenvolvimento e investimento das respetivas redes de distribuição;
- projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO₂, quer pela integração de fontes de energia renováveis para autoconsumo, de adaptação às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;
- projetos de gestão integrada de vegetação, que visam assegurar a resiliência das infraestruturas a fenómenos climáticos extremos, nomeadamente incêndios, atuando na sua envolvente;
- projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG e operação de Mercado, e Rede de Telecomunicações de Segurança (“RTS”), bem como de reabilitação e adequação regulamentar de edifícios;
- rubrica “Investimento corrente urgente”, que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à da elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos de aprovação dos PDIRG;

- outro investimento básico em tecnologias de informação ("IT"), que contempla projetos no âmbito de sistemas informáticos, e "Investimento não básico", que inclui o investimento em pilotos de inovação, bem como as despesas realizadas com a aquisição de ativos fixos tangíveis associados às "funções de suporte" dos operadores da RNTIAT, onde se incluem, entre outros, equipamentos de transporte e de apoio às atividades operacionais, aquisição, renovação ou modernização de mobiliário e material de escritório, aquisição de equipamento informático e outros equipamentos diversos.

INVESTIMENTO EM PROJETOS BASE PARA O PERÍODO 2026-2035

O cenário de investimento relativo aos Projetos Base é apresentado no Quadro e a Figura seguintes, com enfoque no período relativo aos cinco primeiros anos do Plano (2026-2030), assim como o valor médio anual referente aos dois quinquênios do período total do Plano.

Quadro SE-1

Repartição dos investimentos dos Projetos Base¹

(valores estimados a custos totais)

Grupo de projetos	2026-2030 M€	2031-2035 M€/ano
RNTG – Modernização e Digitalização	40,4	7,2
TGNL – Modernização e Digitalização	31,1	4,5
AS CARRIÇO – Modernização e Digitalização	10,6	2,1
Ambiente & Sustentabilidade	7,4	1,5
Gestão Integrada da Vegetação	2,4	0,5
Gestão Técnica Global do SNG, RTS e Edifícios	21,1	1,5
Tecnologias de Informação (IT)	0,6	0,2
Investimento Não Básico	7,5	1,3
Investimento Corrente Urgente	10,1	-
TOTAL do período (e média anual)	131,3 (26,3)	94,1 (18,8)
Decisão Final de Investimento ("DFI")	101,4	-

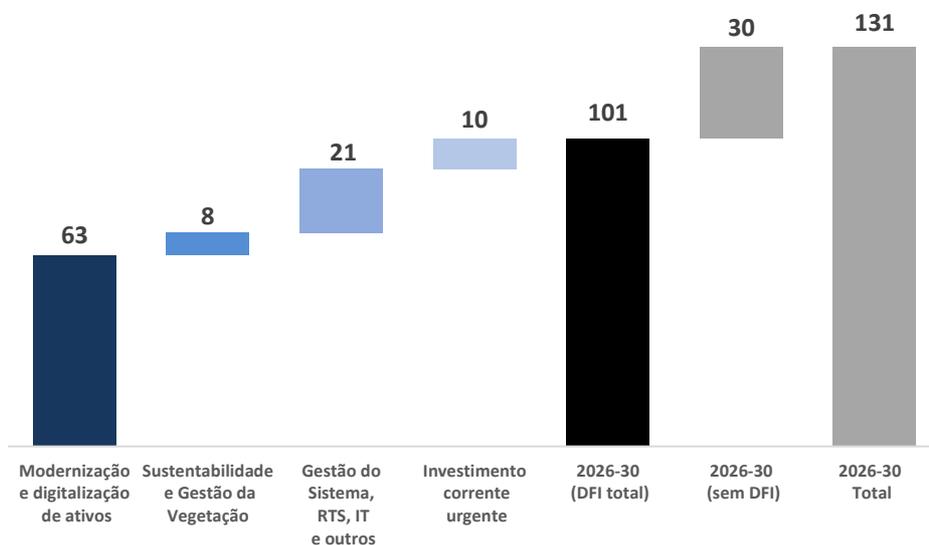
TOTAL 2026-2030
(E MÉDIA ANUAL)
PROJETOS BASE



DECISÃO FINAL DE
INVESTIMENTO DOS
PROJETOS BASE

¹ Montantes de investimento estimados a custos totais, i.e., custos diretos externos acrescidos de encargos de estrutura, gestão e financeiros.

Figura SE-5
Projetos Base – Transferências para exploração no período 2026-2030²
 (valores em M€ estimados a custos totais)



Para o conjunto dos Projetos Base, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e aprovação do PDIRG, devem ter uma decisão final de investimento os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2026, 2027 e 2028, bem 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 TGNL de Sines.

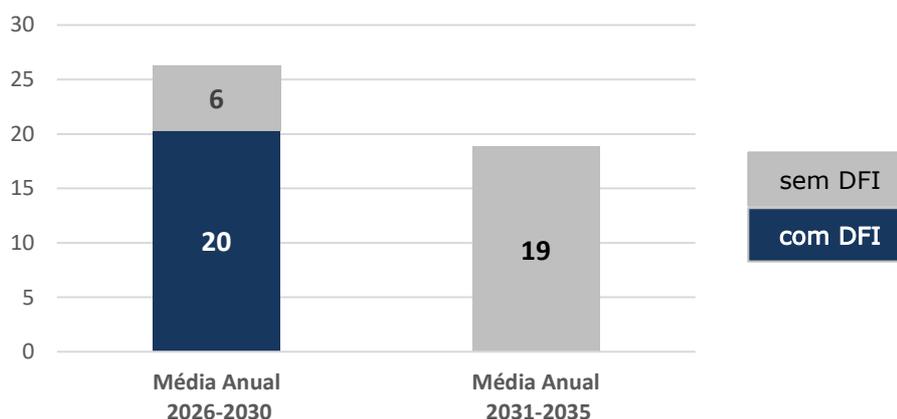
Assim, no período 2026-2030, o investimento médio anual dos **Projetos Base** é de ca. 26 M€, e, destes, os que requerem uma decisão final de investimento em apreciação no presente PDIRG correspondem a um total de **ca. 101 M€**.

Salienta-se que a apresentação dos projetos e investimento aqui enunciados, bem como a indicação dos que requerem uma DFI, tem como pressuposto, os projetos concretizados até ao final de 2024 e a concretização dos projetos em curso que, à data de elaboração da presente proposta de PDIRG, têm a respetiva transferência para exploração prevista para 2025 (incluindo os projetos ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano, vd. Anexo 4).

² Montantes de investimento estimados a custos totais, i.e., custos diretos externos acrescidos de encargos de estrutura, gestão e financeiros.

No gráfico da figura seguinte, apresenta-se, de forma conjunta, os valores médios anuais das transferências para exploração para os Projetos Base no primeiro e no segundo quinquênios do presente PDIRG, 2026-2030 e 2031-2035, respetivamente.

Figura SE-6
Projetos Base - Transferências para exploração nos períodos 2026-2030 e 2031-2035 (valores médios anuais em M€ estimados a custos totais).³



No esteio das recomendações anteriores da ERSE e das suas atribuições em sede de procedimento da elaboração do PDIRG, relativa à garantia da adequada cobertura de investimento, os valores de investimento incluem valores provisionais correspondentes a rubricas de programas de “Investimento corrente urgente”, para os primeiros três anos do Plano, e de “Investimento em equipamento não básico”, para os dois quinquênios do Plano: os primeiros relativos a projetos não caracterizáveis com a mesma densificação dos demais projetos apresentados, dada a sua incerteza e/ou carácter superveniente e, no segundo caso, dada a natureza do tipo de investimento, ainda que necessários, sobretudo de suporte às atividades subjacentes a parte ou à globalidade das concessões. Os valores provisionais destes programas de investimento representam, a custos diretos externos, um montante médio anual de 3 M€ e de ca. 1,3 M€, respetivamente.

IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE

A análise do impacto tarifário dos projetos do presente PDIRG é realizado recorrendo à estimativa da evolução dos proveitos unitários (por unidade de energia) para recuperação dos custos incorridos. A volatilidade acentuada da procura de gás 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.

³ Montantes de investimento estimados a custos totais, i.e. custos diretos externos acrescidos de encargos de estrutura, gestão e financeiros.

A análise do impacto tarifário através dos proveitos unitários é muito sensível à evolução da procura, mesmo num quadro de redução significativa da base de ativos regulados. Com efeito, a estimativa do proveito embora reflita a evolução da base de ativos regulada associada às amortizações e investimentos no horizonte temporal do PDIRG, o seu valor por unidade de energia é influenciado pela previsão de procura, sendo que os três cenários de procura projetados para o período do presente PDIRG traduzem uma redução da procura no mercado total com variações que oscilam entre -3,2% e -3,8% para o período em análise.

Para a realização da análise, foi considerado um conjunto de pressupostos que se encontram descritos nos pontos seguintes:

- O custo associado ao capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos previstos em exploração até ao final de 2025 e os novos investimentos previstos no período 2026-2035 a custos totais (custos diretos externos acrescidos de 12% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carricho, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
- Considera-se que o custo de exploração se mantém constante ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
- Os ajustamentos/desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos (para permitir evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento);
- A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 5,25%;
- A base de ativos de referência considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em exploração a 31/12/2024; (2) projetos aprovados em anteriores ciclos de planeamento ou através de procedimentos de aprovação autónomos (Anexo 2) e projetos em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial deste Plano com previsão de transferência para exploração em 2025 (Anexo 4);
- À base de ativos resultante do exposto no ponto anterior, considera-se, consoante os casos, (i) os Projetos Base com necessidade de DFI e (ii) a totalidade dos Projetos Base apresentados no presente Plano;
- Relativamente aos consumos de gás, consideram-se três cenários do RMSA-G 2023: o Cenário Central Ambição, o Cenário Superior Ambição e o Cenário Inferior Continuidade, bem como um cenário de consumo de referência correspondente a estagnação do consumo a partir do valor verificado em 2024.

Nos Quadros seguintes, é apresentada, por concessão, a evolução da base de ativos regulados ("RAB") considerando os Projetos Base apresentados neste PDIRG para o período 2026-2035 com necessidade de DFI e a totalidade dos Projetos Base, incluindo os projetos aprovados anteriormente e com datas para conclusão após 2024 (Anexo 2), bem como os projetos em curso ainda não aprovados com entrada-em-serviço prevista para 2025 (Anexo 4).

Quadro SE-2

Evolução do RAB com os Projetos Base com necessidade de DFI

em conjugação com os projetos do Anexo 2 (aprovados) e do Anexo 4 (em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano)

	2024	2025	2030	2035
Total	797,5	767,2	621,1	408,5
RNTG	526,9	509,0	414,2	255,0
AS do Carriço	161,9	158,2	151,3	129,2
TGNL de Sines	108,7	100,0	55,6	24,3
Variação acumulada		-30,3	-176,4	-389,0

Unidade: M€

Quadro SE-3

Evolução do RAB com a totalidade dos Projetos Base

em conjugação com os projetos do Anexo 2 (aprovados) e do Anexo 4 (em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano)

	2024	2025	2030	2035
Total	797,5	767,2	643,3	497,3
RNTG	526,9	509,0	430,9	308,1
AS do Carriço	161,9	158,2	153,3	139,7
TGNL de Sines	108,7	100,0	59,1	49,5
Variação acumulada		-30,3	-154,2	-300,2

Unidade: M€

PROJETOS BASE COM
NECESSIDADE DE DFI
VARIÇÃO DO RAB DA
RNTIAT 2024-2035



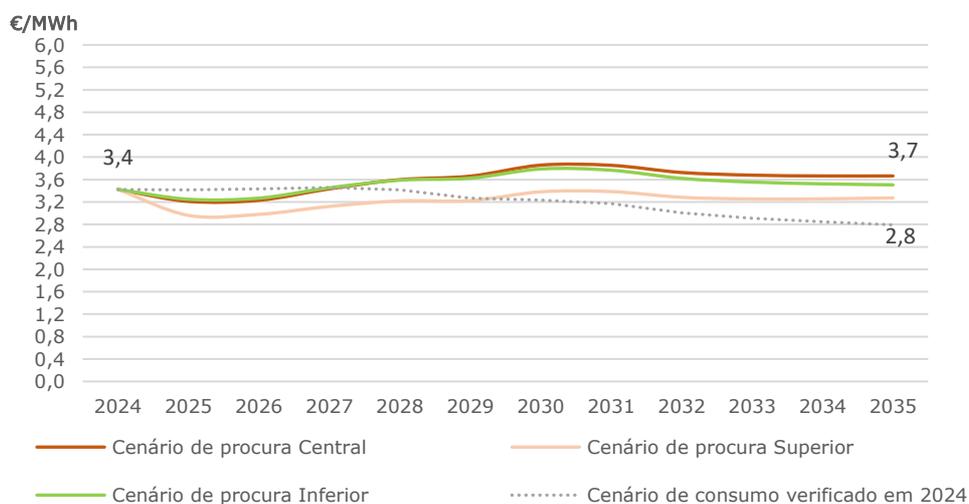
PROJETOS BASE COM
NECESSIDADE DE DFI
VARIÇÃO DOS
PROVEITOS
PERMITIDOS 2024-2035
COM ESTAGNAÇÃO DA
PROCURA

Apesar do decréscimo da base de ativos regulados, verificável igualmente com cenário de estagnação da procura, o efeito do decréscimo da procura tende a promover um aumento dos custos unitários da RNTIAT (vd. figuras seguintes).

Figura SE-7

Projetos Base – Evolução dos proveitos unitários na RNTIAT;

conjugação dos Projetos Base com necessidade de DFI com os projetos em curso (Anexo 4) e os aprovados em edições anteriores ou autonomamente (Anexo 2)



Considerando os Projetos Base com necessidade de DFI, através do gráfico da figura anterior, mantendo-se ao longo do período o consumo igual ao valor ocorrido em 2024, pode verificar-se um decréscimo de ca. 0,6 €/MWh nos valores unitários no período 2024-2035.

Por outro lado, considerando os Projetos Base com necessidade de DFI, do gráfico da figura anterior, verifica-se, para o Cenário Central de procura, um acréscimo de ca. 0,3 €/MWh em 2035 face aos valores unitários de 2024, correspondendo à variação máxima nos três cenários de evolução da procura.

Figura SE-8

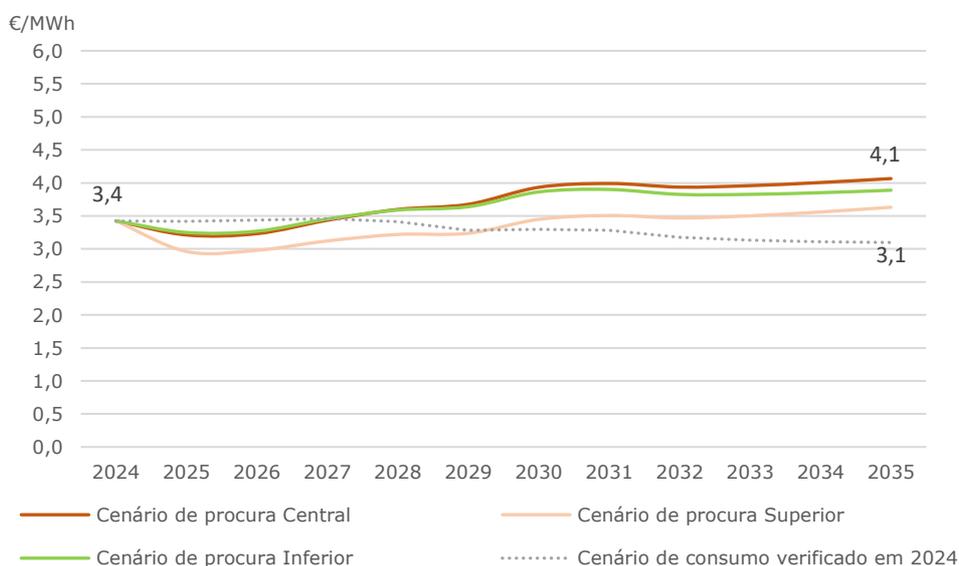
Projetos Base – Evolução dos proveitos unitários na RNTIAT;

conjugação da totalidade dos Projetos Base com os projetos do Anexo 2 (aprovados) e do Anexo 4 (em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano)

PROJETOS BASE
VARIÇÃO MÁXIMA
PERÍODO 2024-2035



PROJETOS BASE
VARIÇÃO MÍNIMA
PERÍODO 2024-2035
COM ESTAGNAÇÃO DA
PROCURA



Considerando todo o conjunto dos Projetos Base, do gráfico da figura anterior, verifica-se, para o Cenário Central de procura, um acréscimo de ca. 0,7 €/MWh em 2035, correspondendo à variação máxima dos três cenários de evolução da procura, e um decréscimo de ca. 0,3 €/MWh, para o cenário de estagnação da procura, face aos valores unitários calculados para 2024.

PROJETOS COMPLEMENTARES

ADAPTAÇÃO DA RNTG E DO AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% DE HIDROGÉNIO EM VOLUME

Relativamente ao conjunto de ações apresentadas na anterior proposta de PDIRG, o PDIRG 2024-2033, foram submetidos a aprovação autónoma os investimentos considerados urgentes e necessários implementar ou iniciar de imediato, os quais apenas em parte tiveram aprovação pelo Concedente (vd. Anexo 2).

Importa referir que os projetos de investimento aprovados não permitem por si só assegurar a compatibilidade da RNTG e AS do Carriço a misturas de gás natural com hidrogénio ("H2"), pelo que sem a realização dos projetos apresentados no presente Plano, não estarão reunidas as condições necessárias para assegurar a receção de misturas de H2 na RNTG e no AS do Carriço e a certificação das respetivas infraestruturas para veiculação de H2.

No âmbito dos contratos de concessão das atividades inerentes à RNTIAT, a REN desenvolveu e implementou o Programa H2REN com o objetivo de garantir a adequabilidade da RNTG e do AS do Carriço para, numa primeira fase, a receção e operação de misturas até 10% e posteriormente para 100% de H2, bem como a sua certificação por uma terceira parte independente. Em 2024, a REN submeteu à DGEG os relatórios que certificam as condições para viabilizar a veiculação de misturas de H2 com gás natural de até 10% de H2 por volume na RNTG e no AS do Carriço.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, determina que o membro do Governo responsável pela área da energia pode fixar regimes específicos de aquisição para determinados gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono, ouvida ERSE e o operador da RNTG, no âmbito das suas atribuições. Nesse sentido, foi publicada a Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renováveis, na aceção do Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro na sua redação atual, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista.

Em sequência, foi lançado, em 2024, o primeiro procedimento concorrencial, cuja publicação do respetivo relatório final ocorreu em 11 de fevereiro de 2025 e onde é determinada a injeção de 59,058 GWh/ano na RNTG (para além de 60,222 GWh/ano na RNDG). Isto implica que as primeiras injeções na RNTG possam ocorrer, previsivelmente, no final de 2026 / início de 2027, conduzindo à necessidade de assegurar que os investimentos necessários à adequação da RNTG e AS do Carriço a misturas de gás natural com H2 sejam concretizados, para que após a primeira injeção de H2 no sistema, seja possível assegurar a sua operação em segurança de forma sustentada no tempo.

INJEÇÃO ANUAL DE
H2 NA RNTG
PROCEDIMENTO
CONCORRENCIAL
LANÇADO PELO
ESTADO PORTUGUÊS



INÍCIO DE INJEÇÃO DE
H2 PREVISTO NO
PROCEDIMENTO
CONCORRENCIAL
LANÇADO PELO
ESTADO PORTUGUÊS

Sublinhe-se que os estudos técnicos que suportam a certificação da RNTG e do AS do Carricho para veicular misturas até 10% de H2 com gás natural impõem um Plano de Ação que contempla modificações na infraestrutura e o reforço e/ou implementação de novos programas de inspeção e manutenção, de forma a monitorizar a evolução da integridade dos ativos conforme a evolução do teor de H2 veiculado nas misturas com gás natural.

Considerando que, comparativamente com o apresentado na proposta do PDIRG 2024-2033, os relatórios finais apresentam alguns ajustes nas intervenções a realizar nas infraestruturas, nomeadamente no AS do Carricho, para garantir a sua adequação no horizonte temporal dos mencionados procedimentos concorrenciais, foi submetido um pedido de aprovação autónomo ao Concedente em 2024, onde se descrevem as principais alterações e se justifica a pertinência da sua urgência.

A principal alteração para além do período temporal em causa, reside nas intervenções no AS do Carricho onde se confirma a necessidade de intervenção nas unidades de compressão para operações com misturas de H2 superiores a 3%, bem como a substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades por materiais "H2Ready" e "H2SReady".

Para além dos estudos de adequação supramencionados, destas alterações, que se detalha no Capítulo 5, tiveram aprovação, por parte do Concedente, a adaptação das unidades de compressão existentes para operarem com misturas até 10% de H2 com gás natural, a instalação de um terceiro compressor com motorização elétrica e adaptação dos equipamentos de superfície não compatíveis com H2, bem como intervenções essenciais para operar a curto e médio prazo o AS do Carricho com incorporação de H2.

Relativamente à RNTG, foram aprovados, pelo Concedente, as adaptações mais urgentes a realizar nos sistemas de medição e análise e nos sistemas de aquecimento, bem como a implementação de um projeto piloto para testar em ambiente controlado a operação de uma Estação de Mistura e injeção.

Não obstante, não foi alvo de aprovação um conjunto de investimentos a realizar, os quais, no entendimento da REN, são igualmente urgentes, vindo os mesmos a ser novamente apresentados na presente proposta de Plano, reforçando-se a necessidade da sua realização, bem como a aplicação dos Planos de Ação emitidos por entidade certificadora independente.

Estimativa de custos para os projetos de adaptação a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% de hidrogénio por volume

O investimento destes projetos para a RNTG e AS do Carricho, com vista à sua plena adaptação e certificação para operar com misturas de gás natural e H2 até 10% de H2 por volume é de ca. 111 M€, estimado a custos totais, com a seguinte desagregação: ca. 39 M€ na RNTG e ca. 72 M€ no AS do Carricho.

RNTG 10% H2
ADAPTAÇÃO E
CERTIFICAÇÃO



AS DO CARRIÇO 10% H2
ADAPTAÇÃO E
CERTIFICAÇÃO

NOVAS CAVIDADES NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Ucrânia e a eventuais interrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. De acordo com a referida Resolução do Conselho de Ministros, determina-se que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de

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

O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás importa reforçar as reservas do SNG, fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado Português.

Assim, no âmbito do contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente Plano considera a criação, em horizonte temporal ainda a definir, de duas novas cavidades de armazenamento de gás, desenvolvidas também numa perspetiva de armazenamento de 100% de hidrogénio cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço.

No decurso do ano de 2024, concluiu-se o projeto base e o Estudo de Impacto Ambiental para construção das duas novas cavidades, perspetivando-se que o prazo estimado entre uma decisão final de investimento e a entrada em operação destas cavidades seja de, pelo menos, cinco anos.

Assim, a concretização das duas novas cavidades está agora prevista para o período 2031-2035, dependendo da data-objetivo pretendida e da decisão, em conformidade, do Concedente.

O investimento estimado com as duas novas cavidades do AS do Carriço, a ficarem desde o início preparadas para utilização futura de 100% de hidrogénio, é de ca. 99 M€ (a custos totais), sem a inclusão do custo do *cushion gas*, estimando-se que este corresponda a, aproximadamente, 33 Mm³(n)/cavidade (v. nota na lateral com um exemplo de estimativa de custo com o *cushion gas*).

AS DO CARRIÇO DUAS CAVIDADES RESERVAS ESTRATÉGICAS DE GÁS



*) NÃO INCLUI CUSTO COM *CUSHION GAS* (~33 Mm³(n)/CAVIDADE)

A TÍTULO DE EXEMPLO, TOMANDO-SE COMO REFERÊNCIA O PREÇO GROSSISTA DO GÁS NATURAL PARA O DIA SEGUINTE PUBLICADO PELO MIBGÁS DE 1 DE JANEIRO A 16 DE MARÇO DE 2025, O CUSTO DO *CUSHION GAS* SITUAR-SE-IA NUMA GAMA ENTRE 14,8 E 22,6 M€ POR CAVIDADE, EVIDENCIANDO A SUA DEPENDÊNCIA AOS VALORES DE MERCADO.

BIOMETANO | ESTAÇÃO-PILOTO DE DESCARGA DE GÁS COMPRIMIDO EM MONFORTE E GASODUTO MONFORTE-ÉVORA

Em Portugal, o mercado de biometano encontra-se ainda numa fase incipiente de desenvolvimento, com apenas uma unidade de produção piloto concluída, localizada na região de Trás-os-Montes. Esta situação deve-se a um conjunto de fatores de mercado e regulamentares identificados no Plano de Ação para o Biometano ("PAB"). No que respeita às infraestruturas, é identificado o acesso às redes públicas de gás como um fator limitante ao desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal, seja pelos custos de ligação à rede terem de ser suportados pelos produtores de biometano, seja por parte do potencial de produção estar localizado em zonas onde a capacidade de receção existente é baixa ou inexistente por ausência de infraestruturas de transporte e distribuição nas proximidades.

No PAB, estima-se que o potencial de implementação de 2,7 TWh de biometano em 2030 decorra principalmente do aproveitamento da capacidade de biogás já instalada, inicialmente utilizada para produzir eletricidade e/ou calor para autoconsumo e injeção da rede elétrica em regime especial de contratos de 'feed-in', mas que está progressivamente a transitar para operação em condições de mercado. Uma base importante das matérias primas utilizadas para alcançar a meta de 2030 corresponde também a efluentes pecuários (cerca de 35%) que, segundo a Estratégia Nacional para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais 2030 (ENEAPAI 2030), estão bastante concentrados na região do Alentejo.

A integração do biometano no SNG assegura a utilização das redes públicas de gás num quadro concorrencial de soluções de descarbonização e maximização de recursos endógenos, promovendo a utilização competitiva e perene destas infraestruturas por parte da indústria consumidora intensiva de gás, gerando valor adicional decorrente da deslocalização de parte da atividade industrial potenciando o designado "carbon leakage".

Visando concretizar condições para uma implementação efetiva do PAB, foi criado, em fevereiro de 2025, o Grupo de Acompanhamento e Coordenação do Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, em linha com o previsto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março.

O operador da RNTG rececionou pedidos de ligação à RNTG para projetos de produção de biometano na zona do Alentejo assentes no setor pecuário e agrícola, perfazendo perto de 1,1 TWh/ano de potencial de produção, o que representa aproximadamente 40% da meta do PAB para 2030. Não obstante, devido ao facto das redes locais de Évora e Beja não terem capacidade para receber a produção destes projetos, agravado pela distância a que se encontram da RNTG, a ligação à Rede Pública de Gás via gasoduto individual destes projetos afigura-se economicamente inviável.

No caso específico do potencial de produção de biometano, considerando a relevância do biometano para a descarbonização da indústria e que as redes de distribuição existentes são redes isoladas alimentadas por UAG, situação que inviabiliza o recurso à utilização de 'reverse flow', são apresentadas duas

PLANO DE AÇÃO PARA
O BIOMETANO



PLANO DE AÇÃO PARA
O BIOMETANO
POTENCIAL EM 2030

soluções complementares para potenciar o acesso ao biometano na região do Alentejo: (i) a construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte e (ii) a construção de um novo gasoduto desde a JCT7300-Monforte até à zona da cidade de Évora.

Estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte

Conforme supramencionado, a sul do gasoduto existente da RNTG, no Lote 3, entre a estação da Bidoeira (JCT2500) e a de Campo Maior (JCT7000/CTS7000), surgiram um conjunto de manifestações de interesse de produção de biometano para ligação à RNTG, que se estimam na ordem dos 1,1 TWh/ano e cuja solução convencional de ligação às redes de gás inviabiliza a realização dos projetos e a captura deste potencial de gás renovável para o SNG.

Neste enquadramento, e face à ausência de infraestruturas de transporte e distribuição com capacidade de receção suficiente para receber estes projetos de produção de biometano, foi analisada a viabilidade de transporte deste gás por camião (comprimido a 250 bar), tendo-se concluído que o custo desta solução é competitivo por comparação com o custo médio do transporte de GNL para abastecimento das UAG existentes em Portugal.

Pese embora a injeção de biometano nas redes públicas de gás através de estação de descarga de gás comprimido transportado por camião esteja recentemente considerada como solução técnica no quadro dos Regulamentos da Rede Nacional de Transporte e da Rede Nacional de Distribuição, considera-se oportuna a construção de uma função de custos eficientes que estabeleça e suporte as condições de aplicabilidade desta solução técnica.

Com este objetivo e perante as manifestações de interesse de ligação à RNTG na zona, o operador da RNTG submeteu, à apreciação da ERSE, o desenvolvimento de uma estação de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte com vista a desenvolver um projeto piloto que permita o acesso a custos reais de operação e que possibilite analisar a supramencionada função de custos eficientes e as condições de aplicabilidade deste tipo de solução. A proposta considera que o custo logístico de transporte do biometano utilize a perequação já existente para o transporte de GNL em Portugal, condição considerada crítica para a viabilidade dos projetos e que deve ser alvo de avaliação no âmbito deste projeto piloto, estando o seu investimento estimado em ca. de 0,8 M€ (a custos totais).

Gasoduto de alta pressão Monforte - Évora

O transporte de gasoduto virtual por camião é uma solução complementar à RNTG e RNDG, sendo relevante em zonas em que a densidade de rede e os consumos são baixos, mas tem limitações no âmbito geográfico de aplicação. Considerando que a integração da produção de biometano é importante para assegurar o abastecimento dos consumos da indústria nacional, em particular os setores de consumo *'hard to abate'*, e que a região do Alentejo dispõe apenas de redes de distribuição isoladas abastecidas por UAG, sem ligação à RNTG e que implicam a circulação de GNL por rodovia numa capital de distrito, analisou-se a viabilidade técnica e económica de desenvolver e expandir a RNTG até Évora.

ESTAÇÃO-PILOTO DE
MONFORTE
CUSTO ESTIMADO
(BIOMETANO)



ESTAÇÃO-PILOTO DE
MONFORTE
DATA-OBJETIVO
(BIOMETANO)

Esta nova extensão da RNTG permitiria ultrapassar o isolamento referido e reforçar a segurança do abastecimento dos consumos da região de Évora, que representam 46 GWh/ano⁴, bem como criar condições a todo o SNG, e naquela região em particular, de acesso a um potencial relevante de gás renovável, designadamente o biometano. Efetivamente, a construção deste gasoduto é complementar ao transporte por camião de biometano, possibilitando que num raio estimado de cerca de 50 km a esta infraestrutura fosse tecnicamente possível efetuar a ligação de projetos de produção, nomeadamente a sul de Évora onde existe um número relevante de intenções de projetos de produção, suportados no setor agrícola e pecuário.

A construção deste gasoduto acarreta um tempo para avaliação, projeto, construção e comissionamento não comparável com o da construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido, afigurando-se esta última como solução de curto prazo para resposta expedita de ligação de projetos naquela região, e o gasoduto Monforte-Évora como solução de médio/longo prazo para reforço do abastecimento dos consumos de Évora e construção, se possível, de *hub* de descarga de camiões em Évora.

Na figura seguinte apresenta-se a zona de influência deste gasoduto, com um traçado estimado de 112 km e ca. 37 M€ estimados a custos totais.

Figura SE-9
Projeto Complementar – Gasoduto Monforte-Évora⁵



⁴ Valores registados em 2024

⁵ A localização e extensão do traçado final estará sempre dependente das condicionantes técnicas de projeto e licenciamento

GASODUTO
MONFORTE-ÉVORA
CUSTO ESTIMADO



GASODUTO
MONFORTE-ÉVORA
2.º QUINQUÉNIO
COM DATA DE
CONCRETIZAÇÃO
NESSE PERÍODO
DEPENDENTE DA
DECISÃO DO
CONCEDENTE

INVESTIMENTO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

Na figura seguinte, apresentam-se os valores correspondentes de investimento, estimados a custos totais, para os Projetos Complementares *suprarreferidos*.

Os Projetos Complementares com datas-objetivo indicadas e para cumprimento das quais é requerida Decisão Final de Investimento correspondem a um custo de ca. 112 M€, estimados a custos totais.

Figura SE-10

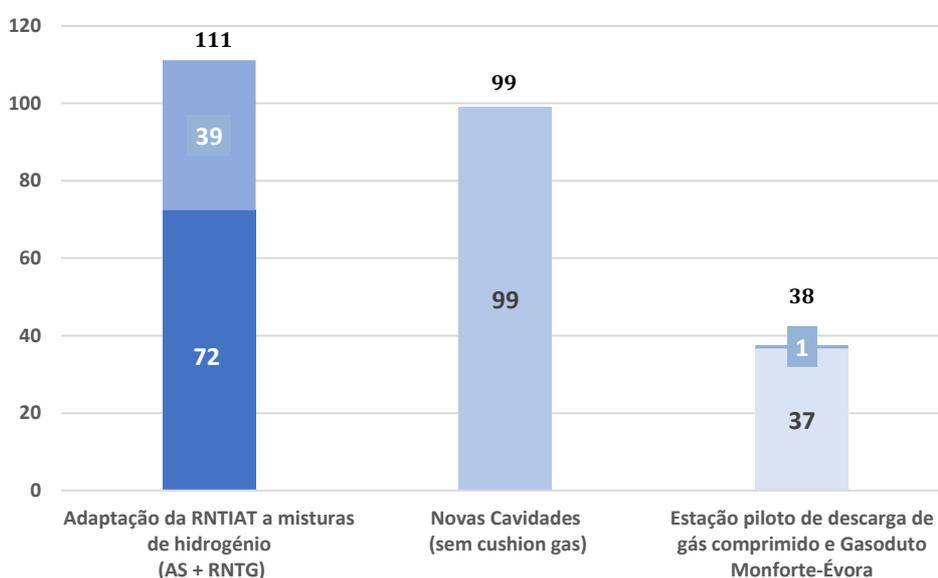
Projetos Complementares

(valores estimados a custos totais em M€)

PROJETOS
COMPLEMENTARES
COM DATAS-OBJETIVO
INDICADAS E COM DFI
CUSTO ESTIMADO



PROJETOS
COMPLEMENTARES
SEM DATAS-OBJETIVO
INDICADAS
2.º QUINQUÉNIO,
FICANDO A DATA DE
CONCRETIZAÇÃO
NESSE PERÍODO
DEPENDENTE DA
DECISÃO DO
CONCEDENTE



IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES

A partir dos pressupostos expressos *supra*, a propósito do cálculo da estimativa do impacto tarifário dos Projetos Base, efetuaram-se simulações de impacto tarifário relativas ao conjunto dos Projetos Base e Projetos Complementares, destes os que têm datas-objetivo indicadas na presente proposta de Plano e que requerem uma DFI para cumprimento das respetivas datas-chave (projetos de adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% de H2 e da estação piloto de descarga de biometano em Monforte).

Figura SE-11

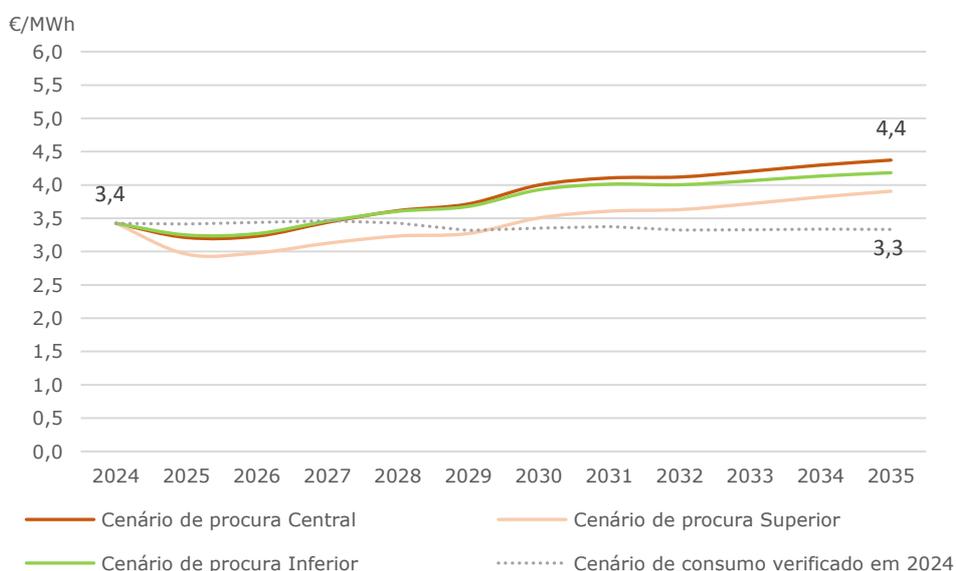
Evolução dos proveitos unitários do conjunto dos Projetos Base e Projetos Complementares (estes com datas-objetivo indicadas neste Plano)

com os projetos do Anexo 2 (aprovados) e Anexo 4 (em curso e não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano)

PROJETOS COMPLEMENTARES COM DATAS-OBJETIVO INDICADAS NO PLANO EM CONJUNTO COM OS PROJETOS BASE
VARIÇÃO MÁXIMA PERÍODO 2024-2035



PROJETOS COMPLEMENTARES COM DATAS-OBJETIVO INDICADAS NO PLANO EM CONJUNTO COM OS PROJETOS BASE
VARIÇÃO MÍNIMA PERÍODO 2024-2035 COM ESTAGNAÇÃO DA PROCURA



Verifica-se que a conjugação dos Projetos Complementares que apresentam datas-objetivo fixadas neste Plano com os Projetos Base e os demais projetos descritos no Anexo 2 e no Anexo 4, representa, no Cenário Central de procura um aumento de ca. 1,0 €/MWh nos valores unitários para o período 2024-2035, sendo que num cenário de estagnação do consumo face ao verificado em 2024, a variação, no mesmo período, corresponde a um decréscimo de 0,1 €/MWh.

OUTROS PROJETOS

ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO CARREGADO E *SMALL SCALE* LNG/MULTIPRODOTO

Em anteriores edições de PDIRG, foram apresentados os projetos de instalação no Carregado de uma estação de compressão e de instalação em Sines de infraestruturas associadas ao abastecimento de GNL no âmbito do *Small Scale* LNG/Multiproduto, os quais, face à evolução do SNG, não são apresentados para apreciação na presente proposta de PDIRG 2026-2035, remetendo-se a sua eventual apreciação e decisão para futura edição de PDIRG.

INFRAESTRUTURAS DEDICADAS A 100% DE HIDROGÉNIO

O pacote de descarbonização do hidrogénio e do gás da União Europeia, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789, introduziram um novo quadro regulamentar para as infraestruturas dedicadas exclusivamente ao hidrogénio, no qual é criada a figura da nova entidade europeia que associa os Operadores de Redes de Hidrogénio (ENNOH), independente das atuais congéneres para o gás (ENTSOG) e para a eletricidade (ENTSO-E), mas explorando sinergias de cooperação entre os três sectores.

À data de elaboração deste Plano, aguarda-se a transposição para o direito nacional da Diretiva (UE) 2024/1788, de modo a possibilitar a criação da entidade reguladora para o setor e a certificação oficial dos Operadores de Redes de Transporte de Hidrogénio (HTNO - *Hydrogen Transmission Network Operator*), elementos críticos para o sector, em particular para o desenvolvimento dos projetos incorporados no corredor transnacional de hidrogénio verde Portugal-Alemanha designado H2med.

Neste contexto, a proposta de PDIRG 2026-2035 apresenta o enquadramento e caracterização dos investimentos nacionais associados ao hidrogénio a 100% que fazem parte do H2med — a interligação Portugal-Espanha, Celorico da Beira – Zamora (“CelZa”) e o Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio — num apêndice próprio destacável ao presente Plano. Desta forma, permite-se que esses projetos possam beneficiar da consulta pública do PDIRG, ao qual se encontra apenso, e integrar o plano decenal do hidrogénio à escala europeia a elaborar, nesta fase de transição, pela ENTSOG, associação da qual o operador da RNTG é membro, cf. prevê o artigo 60.º do Regulamento (UE) 2024/1789.

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO

ÍNDICE

XXVI

SIGLAS E ABREVIATURAS

XXIX

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

1

1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 2

1.2. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR 3

1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU 8

1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO 9

1.5. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO 11

1.6. ARTICULAÇÃO ENTRE O PDIRG E OS PDIRD 13

2. CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA NACIONAL DE GÁS 15

2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNG 18

2.1.1. REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS 18

2.1.2. TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO DE SINES 21

2.1.3. ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO 22

2.2. ANÁLISE HISTÓRICA DA PROCURA 24

2.2.1. PROCURA ANUAL 24

2.2.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO DA RNTG 28

2.2.3. TAXAS DE UTILIZAÇÃO 30

2.3. ANÁLISE HISTÓRICA DA OFERTA 32

2.3.1. EVOLUÇÃO DO ABASTECIMENTO 32

2.3.2. CAPACIDADE DE OFERTA DA RNTG 37

2.3.3. CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO NA RNTIAT 38

2.3.4. TAXAS DE UTILIZAÇÃO DA RNTIAT 39

2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO 49

2.4.1. CONTINUIDADE DO SERVIÇO 49

2.4.2. CARACTERÍSTICAS DO GÁS 51

2.4.3. AÇÕES DE VERIFICAÇÃO E DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO 52

3. PRESSUPOSTOS 53

3.1. ENQUADRAMENTO 54

3.2. APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO 55

3.2.1. PROJETOS BASE 55

3.2.2. PROJETOS COMPLEMENTARES 56

3.3. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR SOBRE GASES RENOVÁVEIS, INCLUINDO O HIDROGÉNIO E O BIOMETANO 57

3.4. O PLANO REPOWEREU DA COMISSÃO EUROPEIA COM O OBJETIVO DE TORNAR A UNIÃO EUROPEIA INDEPENDENTE DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS RUSSOS ANTES DE 2030 70

3.5. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR ASSOCIADO À RESERVA ESTRATÉGICA DE GÁS NATURAL 72

3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA 73

3.6.1. PROCURA ANUAL 74

3.6.2. PONTAS DE CONSUMO DIÁRIO 80

3.7. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA 85

3.7.1. PROJETOS BASE 85

3.7.2. PROJETOS COMPLEMENTARES 86

3.8. CRITÉRIOS DE PLANEAMENTO 88

3.8.1. ANÁLISE MULTICRITÉRIO/CUSTO-BENEFÍCIO APLICÁVEL AOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO DOS ATIVOS (PROJETOS BASE) 89

3.8.2. ANÁLISE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO SISTÊMICO DA RNTIAT 94

4. PROJETOS BASE DE INVESTIMENTO 97

4.1. ENQUADRAMENTO 98

4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO	100
4.2.1. INVESTIMENTO ASSOCIADO AOS PROJETOS BASE	100
4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO, MODERNIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS	103
4.3.1. ENQUADRAMENTO E AGREGAÇÃO DE PROJETOS	103
4.3.2. INVESTIMENTO EM PROJETOS DE MODERNIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS PARA O PERÍODO 2026-2030	104
4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS	108
4.4.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	108
4.4.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NA RNTG	109
4.4.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR NA RNTG	110
4.4.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NA RNTG	111
4.4.5. PROJETOS DE AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE NA RNTG	113
4.4.6. PROJETOS DE GESTÃO INTEGRADA DE VEGETAÇÃO NA RNTG	113
4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO	115
4.5.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	115
4.5.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO TGNL DE SINES	116
4.5.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR DO TGNL DE SINES	117
4.5.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO TGNL DE SINES	117
4.5.5. PROJETOS DE AMBIENTE E SUSTENTABILIDADE NO TGNL DE SINES	119
4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO	120
4.6.1. SÍNTESE DOS PROJETOS APRESENTADOS	120
4.6.2. PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL NO AS DO CARRIÇO	121
4.6.3. PROGRAMA DE ADEQUAÇÃO REGULAMENTAR NO AS DO CARRIÇO	122
4.6.4. PROGRAMA DE GESTÃO DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS NO AS DO CARRIÇO	122
4.6.5. PROJETOS DE SUSTENTABILIDADE E AMBIENTE NO AS DO CARRIÇO	123
4.7. AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS	125
4.8. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL E EDÍCIOS	127
4.8.1. ENQUADRAMENTO	127
4.8.2. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE	128
4.8.3. REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA (RTS)	129
4.8.4. EDIFÍCIOS	130
4.8.5. MONTANTES DE INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL E EDIFÍCIOS	131
4.9. INVESTIMENTO EM IT E NÃO BÁSICO	132
4.9.1. INVESTIMENTO EM IT	132
4.9.2. INVESTIMENTO NÃO BÁSICO	132
4.10. INVESTIMENTO CORRENTE URGENTE	134
4.11. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS	135
5. PROJETOS COMPLEMENTARES DO PDIRG	137
5.1. ENQUADRAMENTO	138
5.2. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME	139
5.2.1. INVESTIMENTOS H2REN / PLANO DE CONFORMIDADE DE ATIVOS PARA 10% DE MISTURA DE H2	139
5.2.2. INVESTIMENTO A CUSTOS DIRETOS EXTERNOS NA RNTG E AS DO CARRIÇO PARA ADAPTAÇÃO A MISTURAS DE HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME	145
5.2.3. VALORES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS ASSOCIADOS À ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE HIDROGÉNIO ATÉ 10%	146
5.3. NOVAS CAVIDADES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	148
5.3.1. ENQUADRAMENTO E DESCRIÇÃO DO PROJETO	148
5.3.2. INVESTIMENTO A CUSTOS DIRETOS EXTERNOS ASSOCIADO A DUAS NOVAS CAVIDADES DO AS DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	149
5.3.3. VALORES DE ENTRADAS EM EXPLORAÇÃO A CUSTOS TOTAIS REFERENTES À IMPLEMENTAÇÃO DE DUAS NOVAS CAVIDADES NO AS DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	150
5.4. ESTAÇÃO PILOTO DE DESCARGA DE GÁS COMPRIMIDO EM MONFORTE E GASODUTO MONFORTE-ÉVORA	151
5.4.1. ENQUADRAMENTO	151
5.4.2. DESCRIÇÃO DO PROJETO	153
5.4.3. INVESTIMENTO ASSOCIADO À ESTAÇÃO PILOTO DE DESCARGA DE GÁS COMPRIMIDO NA JCT7300-MONFORTE E AO GASODUTO DE ALTA PRESSÃO MONFORTE-ÉVORA	157

5.4.4. VALORES DE TRANSFERÊNCIAS PARA EXPLORAÇÃO REFERENTES À ESTAÇÃO PILOTO DE DESCARGA DE GÁS COMPRIMIDO JCT7300-MONFORTE E AO GASODUTO MONFORTE-ÉVORA	157
--	-----

6. IMPACTO DOS INVESTIMENTOS APRESENTADOS NO PDIRG	159
6.1. IMPACTO TARIFÁRIO	160
6.1.1. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE COM DFI	162
6.1.2. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE	163
6.1.3. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS BASE + PROJETOS COMPLEMENTARES COM DATAS-CHAVE FIXADAS	165
6.1.4. IMPACTO TARIFÁRIO DOS PROJETOS COMPLEMENTARES SEM DATAS-OBJETIVO FIXADAS NO PLANO	166
6.1.5. EVOLUÇÃO DA BASE DE ATIVOS REGULADOS ("RAB")	166
6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO	168
6.2.1. PROJETOS BASE (REMODELAÇÃO E MODERNIZAÇÃO)	168
6.2.2. INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO – PROJETOS BASE	182
6.2.3. INDUTORES E ATRIBUTOS SISTÉMICOS DE PLANEAMENTO – PROJETO COMPLEMENTAR ASSOCIADO ÀS NOVAS CAVIDADES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)	217
6.2.4. AVALIAÇÃO DE BENEFÍCIOS E PRÓXIMOS PASSOS ASSOCIADOS AO GASODUTO MONFORTE-ÉVORA E À ESTAÇÃO PILOTO DE DESCARGA DE GÁS COMPRIMIDO EM MONFORTE	244
6.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL	246

ANEXOS

ANEXO 1 - RMSA-G 2023

ANEXO 2 - PROJETOS APROVADOS EM ANTERIORES EDIÇÕES DO PDIRG E APROVAÇÕES AUTÓNOMAS

ANEXO 3 - NECESSIDADES DECORRENTES DA RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022

ANEXO 4 - PROJETOS BASE NÃO APROVADOS COM PREVISÃO DE TRANSFERÊNCIA PARA EXPLORAÇÃO EM 2025

ANEXO 5 - METODOLOGIA DE ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

ANEXO 6 - FICHAS DOS PROJETOS BASE DE REMODELAÇÃO, MODERNIZAÇÃO E

DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS, SUSTENTABILIDADE E GESTÃO TÉCNICA GLOBAL

APÊNDICE - PROJETOS DEDICADOS AO TRANSPORTE DE 100% HIGROGÉNIO

SIGLAS E ABREVIATURAS

AA	Avaliação Ambiental
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
AP	Alta Pressão
AS	Armazenamento Subterrâneo
BV	Estação de seccionamento (<i>Block Valve</i>)
CCCG	Central de Ciclo Combinado a Gás
CCGT	Grupo de Turbina a Gás em Ciclo Combinado (<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>)
CD	Centro de Despacho
CDE	Custos direto externo
CE	Comissão Europeia
CEF	Connecting Europe Facility
CTS	Interligação (<i>Custody Transfer Station</i>)
DFI	Decisão final de investimento
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	Decreto-Lei
DPB	Despacho Principal de Bucelas
EN-H2	Estratégia Nacional para o Hidrogénio
GTG	Gestor Técnico Global do SNG / Gestão Técnica Global do Sistema
EC	Estação de Compressão
EM	Estado Membro
ENTSOG	Associação Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Gás
ERAE	Entidades com Responsabilidades Ambientais Específicas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ESG	Governança ambiental, social e corporativa (<i>Environmental, social, and corporate governance</i>)
FER	Fonte de Energia Renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
G	Gás
GN	Gás Natural
GNL	Gás Natural Liquefeito
GRMS	Estação de regulação de pressão e medida (<i>Gas Regulating and Metering Station</i>)
GS	Gestor do Sistema
H2	Hidrogénio
ICJCT	Estação de derivação em T simples (<i>Branch Station</i>)
JCT	Estação de derivação (<i>Junction Station</i>)
MC	Mercado Convencional (residencial, terciário e indústria)
ME	Mercado Elétrico
MIBGAS	Mercado Ibérico de Gás
Mm ³ (n)	Milhão de metro cubico normalizado
OPEX	Operational Expenditure
PAB	Plano de Ação para o Biometano
PCI	<i>Project of Common Interest</i>
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
PIC	Projeto de Interesse Comum

PIM	Projeto de Interesse Mútuo
PMI	<i>Project of Mutual Interest</i>
PNEC	Plano Nacional Energia e Clima
RAB	Base de Ativos Regulados (<i>Regulated Asset Base</i>)
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
REN	Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.
RFNBO	<i>Renewable fuel of non-biological origin</i>
RMSA-E	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional
RMSA-G	Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional 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
SEN	Sistema Elétrico Nacional
<i>Slot</i>	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
TGNL	Terminal de receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
TMCA	Taxa Média de Crescimento Anual
TU	Taxa de Utilização
UAG	Unidade Autónoma de Gás
UE	União Europeia
VIP	<i>Virtual Interconnection Point</i>



1

ENQUADRAMENTO E ÂMBITO

REN 

1.1. A REDE NACIONAL DE TRANSPORTE, INFRAESTRUTURAS DE ARMAZENAMENTO E TERMINAIS DE GNL NO SISTEMA NACIONAL DE GÁS

A rede nacional de transporte, infraestruturas de armazenamento de gás e terminais de gás natural liquefeito ("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 cavidades 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, no concelho de Pombal, 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 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.

A rede nacional de distribuição de gás ("RNDG") é constituída pelo conjunto das redes de distribuição, 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 86.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, compete à REN - Gasodutos, S.A. ("REN"), operador 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" do mesmo diploma legal, a proposta de PDIRG deve ser apresentada pelo operador da RNTG à Direção-Geral de Energia e Geologia ("DGEG") e à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("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.

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.

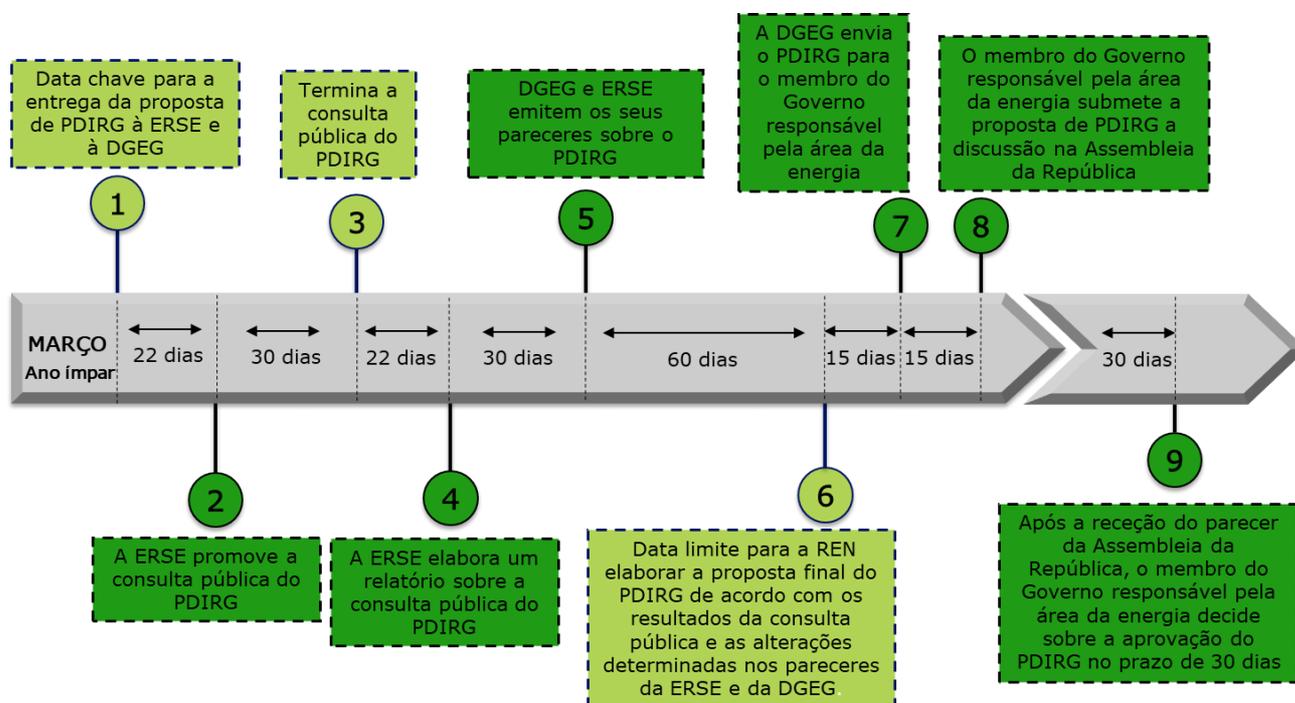
Recebida a proposta final do PDIRG, a DGEG, no prazo de 15 dias, envia-a ao membro do Governo responsável pela área da energia, acompanhado do parecer da ERSE e dos resultados da consulta pública, dispondo este de 15 dias para submeter a proposta de PDIRG a discussão na Assembleia da República.

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 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 dos Setores Elétrico e Gás, designadamente no Artigo 305.º Atividade de transporte de gás n.º 2 alínea 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 23.º Informação sobre novos projetos de investimento, 24.º Supervisão dos projetos de investimento e 25.º Realização de investimentos nas infraestruturas;
- O Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás, Despacho n.º 806-C/2022, de 14 de janeiro, da DGEG;
- O Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais, Despacho n.º 1112/2022, de 27 de janeiro, da DGEG;
- O Regulamento do Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, Despacho n.º 1113/2022, de 27 de janeiro, da DGEG;
- A Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2), aprovada e publicada na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto;
- O Plano Nacional de Energia e Clima 2030, aprovado e publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 149/2024, de 30 de outubro;
- O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, aprovado e publicado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, de 1 de julho;
- O Decreto-Lei n.º 60/2020, de 17 de agosto, 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, que estabelece disposições em matéria de eficiência energética, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2002;
- A Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no Sistema Nacional de Gás;
- A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, que apresenta o Plano de Poupança de Energia nacional e que procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia;
- O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro que cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás;

- A Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável;
- A Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de março de 2024, que apresenta o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB), o qual estabelece uma estratégia integrada e sustentada, para o desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal;
- Aguarda-se a publicação para o direito nacional da transposição do pacote de descarbonização do hidrogénio e do gás da UE, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789, que, quando transpostas, facilitarão a utilização de gases renováveis e de baixo carbono, incluindo o hidrogénio, garantindo simultaneamente a segurança do aprovisionamento e a acessibilidade da energia;
- Divulgação no portal da DGEG, em 12/02/2025, dos resultados do 1.º leilão eletrónico para a compra centralizada, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista, de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável.

LEGISLAÇÃO EUROPEIA

- 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 1391/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho de 14 de outubro veio alterar, no que diz respeito à lista de Projetos de Interesse Comum (“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 PIC;
- 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 PIC; 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 6.º “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 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, e publica a terceira lista de PIC;
- O Regulamento (UE) n.º 2020/389 da Comissão de 31 de outubro de 2019, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 347/2013 do Parlamento Europeu e do Conselho, e publica a quarta lista de PIC;
- O Regulamento (UE) n.º 2022/869 do Parlamento Europeu e do Conselho de 30 de maio de 2022, relativo às orientações para as infraestruturas energéticas transeuropeias, que altera os

Regulamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 e as Diretivas 2009/73/CE e (UE) 2019/944 e que revoga o Regulamento (UE) n.º 347/2013;

- O Regulamento Delegado (EU) da Comissão de 28 de novembro de 2023, que altera (no que diz respeito à lista de PIC) o Regulamento (UE) n.º 2022/869 e publica a 1.ª lista de PIC/PIM;
- 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;
- O Plano REPowerEU da Comissão Europeia de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a Europa independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030;
- O Regulamento (UE) n.º 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho de 29 de junho de 2022, que altera os Regulamentos (UE) n.º 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que respeita ao armazenamento;
- O Regulamento (UE) n.º 2022/1369 do Conselho de 5 de agosto de 2022, relativo a medidas coordenadas de redução da procura de gás;
- O Regulamento (UE) nº 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024 relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, que altera os Regulamentos (UE) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 e (UE) 2022/869 e a Decisão (UE) 2017/684 e que revoga o Regulamento (CE) n.º 715/2009.

1.3. O PLANEAMENTO DA RNTIAT NO CONTEXTO EUROPEU

Ao abrigo do Regulamento (UE) n.º 2024/1789, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, a coordenação e o planeamento das infraestruturas de transporte de gás a nível europeu é assegurada pela “European Network of Transmission System Operators for Gas”⁶ (“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 lista de projetos da oitava edição deste plano, o “TYNDP 2024”⁷, foi disponibilizada na página eletrónica da ENTSOG no dia 18 de junho de 2024 e a versão final do Plano europeu deverá ser publicada no terceiro trimestre de 2025. Este documento e as metodologias que lhe estão associadas visam apoiar as ambições europeias de energia e clima, incluindo o “REPowerEU”, o “Fit for 55”, o “Green Deal” e as estratégias europeias para a integração do sistema de hidrogénio e a “Energy System Integration”, 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 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.

⁶ Designada na legislação portuguesa por “Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte”.

⁷ https://www.entsoq.eu/sites/default/files/2024-06/PR0323_240617_Press%20Release%20ENTSOG%20publishes%20the%20list%20of%20projects%20included%20in%20TYNDP2024.pdf

1.4. OBJETIVOS DO PLANEAMENTO

Tendo por objetivo facilitar a perceção e clareza da proposta de PDIRG para o período 2026-2035 (“**PDIRG 2026-2035**”), nomeadamente no que se refere ao enquadramento e motivações subjacentes aos diversos projetos nele apresentados e correspondentes processos de decisão, os projetos estão organizados em dois blocos principais, em que o primeiro diz respeito a projetos cuja iniciativa depende sobretudo da avaliação técnica e de sustentabilidade que a REN faz sobre os ativos da RNTIAT em serviço e sobre as condições de segurança e operacionalidade da infraestrutura existente, e o segundo diz respeito a projetos que resultam fundamentalmente da necessidade de criação das condições requeridas para o cumprimento das orientações de política energética, em linha com os compromissos assumidos pelo Estado Concedente ou que decorram diretamente de iniciativas e decisões do mesmo.

Nesse sentido, o PDIRG 2026-2035 deve ser elaborado tendo em conta o seguinte:

- Assegurar a existência de capacidade das infraestruturas, o desenvolvimento adequado e eficiente da rede de transporte e a segurança do abastecimento;
- Os pressupostos do PNEC 2030 e do Relatório de Monitorização da Segurança do Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023 para o período 2024-2040 (“**RMSA-G 2023**”), 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 2024/1789, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho;
- Contemplar um horizonte temporal de dez anos, neste caso de 2026 a 2035, contendo informação sobre as infraestruturas a construir ou modernizar no decénio 2026-2035, evidenciando os projetos que necessitam de decisão final de investimento, e apresentando a calendarização da realização dos vários projetos de investimento;
- Os planos quinquenais de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição (os “**PDIRD**”), permitindo a integração e a harmonização das propostas de desenvolvimento e investimento das redes de distribuição apresentados pelos respetivos operadores de rede (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 Sistema Nacional de Gás (“**SNG**”), assegurando a coordenação integrada e a compatibilidade de capacidade das infraestruturas de distribuição e de transporte de gás;
- As orientações de política energética, as previsões de procura de gás e a evolução dos gases renováveis, 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, os Projetos Base apresentados na proposta de PDIRG dependem essencialmente da iniciativa dos operadores da RNTIAT, com o objetivo de continuar a assegurar a segurança e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, acompanhada de uma redução de gases com efeitos de estufa, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos, tendo em conta a avaliação da operação da RNTIAT 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 operadores de redes de distribuição de gás ("ORD") relativamente ao reforço de ligação à RNDG, projetos esses considerados nos respetivos PDIRD.

Um segundo conjunto de projetos, designado neste documento por Projetos Complementares, contém em si os projetos que decorrem de novas necessidades com motivação externa à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representem compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos respetivos PDIRD. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por parte de *stakeholders* externos, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Estes dois conjuntos, Projetos Base e Projetos Complementares, serão aprofundados em maior detalhe, respetivamente no Capítulo 4 e no Capítulo 5.

Não obstante o assinalado, na definição das propostas e soluções que apresenta, procura-se 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 descarbonização crescente das infraestruturas e por uma arquitetura equilibrada do sistema nacional de gás.

1.5. PRINCIPAIS DESTAQUES ORGANIZATIVOS E DE CONTEÚDO

A presente proposta de PDIRG 2026-2035, mantendo as melhorias que têm vindo a ser introduzidas ao longo das mais recentes edições, 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, 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, redução de gases com efeitos de estufa 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 PDIRG, de que se destacam os seguintes pontos:

- Toma como referência os pressupostos do PNEC 2030 e do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Nacional de Gás 2023 para o período 2024-2040, em que ambas as trajetórias Ambição e Conservadora assumem, para o mercado de eletricidade, o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro em 2029;
- Tal como nos dois planos anteriores, este PDIRG procura alinhar as suas propostas de investimento com os objetivos delineados no Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, e na 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 RNTG, de modo a potenciar as redes de transporte de gás na descarbonização do setor da energia em Portugal;
- Seguindo o modelo das edições anteriores, este PDIRG classifica os projetos em dois grupos principais: (i) os Projetos Base e (ii) os Projetos Complementares, seguindo a abordagem referida anteriormente;
- Os Projetos Base integram os investimentos na modernização, digitalização e gestão de fim de vida útil dos ativos, na gestão global do SNG e rede de telecomunicações de segurança, na sustentabilidade e gestão integrada de vegetação, na reabilitação e adequação regulamentar de edifícios da Concessão, entre outros. Dos Projetos Base faz ainda parte o Investimento não básico e a rubrica de investimento corrente urgente para acomodar elementos supervenientes;
- os Projetos Complementares incluem a adaptação da RNTG e do AS Carriço a misturas de hidrogénio e gás natural, a criação de duas novas cavidades do AS Carriço (cf. previsto na RCM n.º 82/2022, de 27 de setembro, e no Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro), o gasoduto de alta pressão Monforte-Évora e a estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte;
- São ainda mencionados, no Anexo 2, os investimentos aprovados pelo Concedente em anteriores edições do Plano, bem como os projetos aprovados através de procedimentos de aprovação autónomos;

- A janela temporal abrangida pelo PDIRG, 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. No segundo quinquénio do PDIRG, 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 cinco anos do primeiro quinquénio do presente PDIRG;
- São apresentados os valores de Investimento e de Transferências para Exploração a Custos Diretos Externos 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 PDIRG e o seu reflexo nas tarifas;
- Efetua-se uma análise do impacto dos investimentos a custos totais (i.e., custos diretos externos acrescidos dos encargos de estrutura, gestão e financeiros, usando para o efeito a taxa de 12% sobre os valores estimados a custos diretos externos) para a RNTIAT.

O PDIRG é sujeito a Avaliação Ambiental, nos termos do Decreto Lei n.º 232/2007, de 15 de junho, tendo em consideração a alínea a) do artigo 3.º do referido diploma legal. Tendo em consideração que o exercício de Avaliação Ambiental Estratégica ("AAE") dos investimentos apresentados no presente PDIRG para o próximo decénio já foi concretizado em momento anterior, no PDIRG 2024-2033, nomeadamente no que refere aos projetos com estratégicos com impacto mais significativo no território, a presente proposta de PDIRG 2026-2035 inclui uma Nota Técnica Justificativa de não sujeição a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE).

Por outro lado, o pacote de descarbonização do hidrogénio e do gás da UE, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789 introduziram um novo quadro regulamentar para as infraestruturas dedicadas exclusivamente ao hidrogénio, no qual é criada a figura da nova entidade europeia que associa os Operadores de Redes de Hidrogénio (ENNOH), que será independente das atuais congéneres para o gás (ENTSOG) e para a eletricidade (ENTSO E), mas explorando as sinergias da cooperação entre os três sectores. No presente, aguarda-se a transposição para o direito nacional da Diretiva (UE) 2024/1788, de modo a possibilitar a criação da entidade reguladora para o setor e a certificação oficial dos Operadores de Redes de Transporte Hidrogénio (HTNO - Hydrogen Transmission Network Operator) ao abrigo deste Pacote de Gás, elementos críticos para o desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio, em particular dos projetos incorporados no corredor H2med. Os países da União Europeia devem transpor a Diretiva para o direito nacional até ao dia 5 de agosto de 2026.

Neste novo contexto, e uma vez que a Diretiva (UE) 2024/1788 ainda não se encontra transposta para o direito português e desse modo ainda não está disponível um quadro regulamentar para as infraestruturas dedicadas exclusivamente ao hidrogénio em Portugal, o presente PDIRG 2026-2035 apresenta o enquadramento e caracterização dos investimentos associados ao hidrogénio a 100%, os projetos CelZa e Eixo Nacional de Transporte de Hidrogénio, num apêndice próprio destacável ao presente PDIRG. Desta forma, permite-se que esses projetos possam beneficiar da consulta pública do PDIRG, ao qual se encontra apenso, e integrar o plano decenal do hidrogénio à escala europeia a elaborar, nesta fase de transição, pela ENTSOG, associação da qual o operador da RNTG é membro, cf. prevê o artigo 60.º do Regulamento (UE) 2024/1789.

1.6. 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, considera-se importante salientar os seguintes pontos:

- Os PDIRD apresentados em 2024 procuram alinhar as suas propostas com os objetivos delineados no RNC 2050, no PNEC 2030, na EN-H2 e no Plano de Ação para o Biometano (“PAB”), 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 operadores de redes de distribuição (“ORD”) reconhecem que terão um papel importante nas metas a atingir a nível nacional e europeu;
- Os ORD reconhecem que o RNC 2050, o PNEC 2030, a EN-H2 e o PAB terão impacto durante o horizonte destas propostas de PDIRD e esperam realizar os investimentos necessários para viabilizar a introdução de gás de origem renovável;
- Os operadores das redes de distribuição planeiam investir em projetos na vertente de gases renováveis e descarbonização da rede (biometano e hidrogénio), de forma a alinharem as suas estratégias com as metas de descarbonização previstas;
- Não estando à data de elaboração desta proposta de PDIRG identificadas novas necessidades na interligação entre a rede de transporte de alta pressão e as redes de distribuição, para além dos projetos já aprovados para o efeito, os eventuais reforços da interface RNTG com as redes de distribuição que, entretanto, venham a ser necessários deverão ser alvo de procedimento de aprovação autónoma.

(Página em branco)



2

**CARACTERIZAÇÃO
ATUAL DO SISTEMA
NACIONAL DE GÁS**

REN 

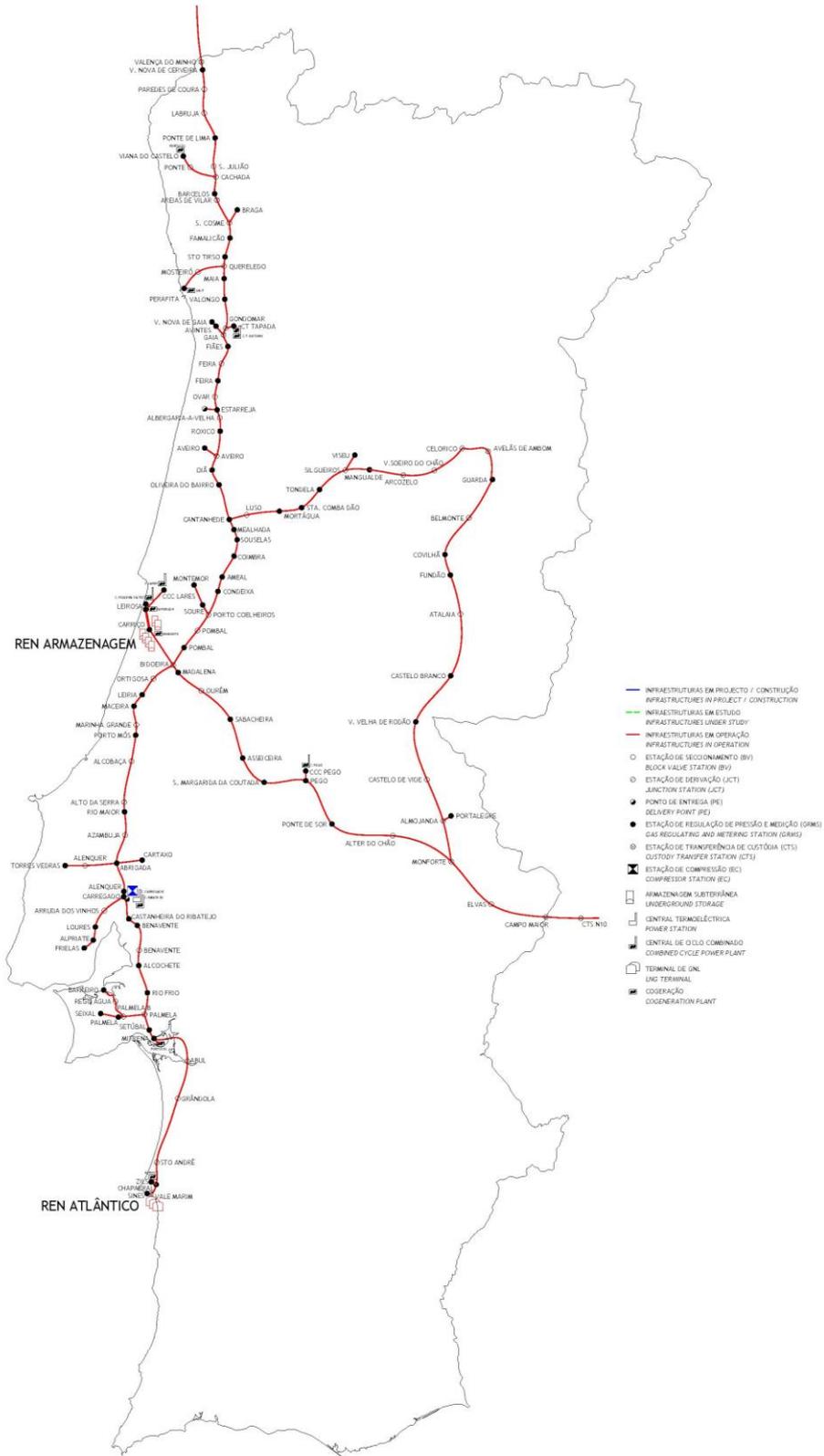
A RNTIAT é constituída pelo conjunto das infraestruturas destinadas à receção e ao transporte de gás por gasoduto, ao armazenamento subterrâneo e à receção, ao armazenamento e à regaseificação de gás natural liquefeito.

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 Carrigo (AS do Carrigo);
- O terminal de gás natural liquefeito de Sines (TGNL de Sines).

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

FIGURA 2-1
Mapa da RNTIAT (em 31 de dezembro de 2024)



2.1. CARACTERÍSTICAS DO SNG

2.1.1. Rede nacional de transporte de gás

A rede nacional de transporte de gás 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;
- 86 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;
- 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, apresenta-se as principais características da RNTG, verificadas no final de 2024.

QUADRO 2-1

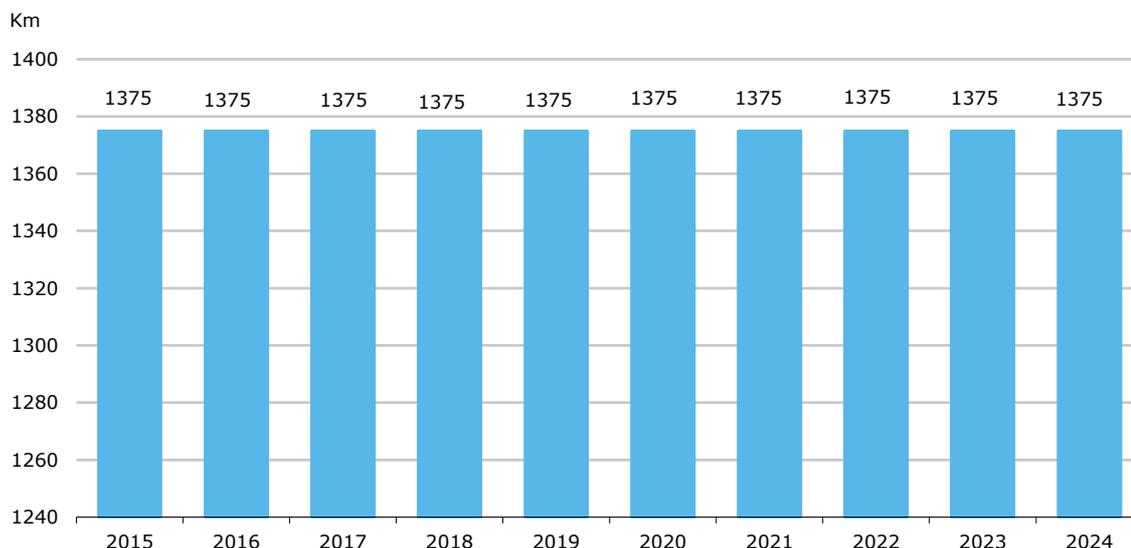
Características técnicas da RNTG

	Localidades	Diâmetro (mm)	Extensão (km)	GRMS	JCT	BV	ICJCT	CTS
RNTG	-	150 a 800	1375	86	66	45	5	2
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	5	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			
Lote 8	Celorico – Guarda	300	29			1		
	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 2015 e 2024. Sendo que, desde 2015 que não se verifica nenhuma alteração ao comprimento total da RNTG.

FIGURA 2-2

Extensão da RNTG



QUADRO 2-2

Características técnicas da RNTIAT

Pontos relevantes	Capacidade diária
TGNL de Sines*	Capacidade de regaseificação: 229 GWh/d, equivalente a 800 000 m ³ (n)/h
AS do Carrigo	Capacidade técnica de saída (injeção no AS do Carrigo): 24 GWh/d, equivalentes a 83 000 m ³ (n)/h Capacidade técnica de entrada (extração do AS do Carrigo para a RNTG): 129 GWh/d, equivalente a 450 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do Carrigo Capacidade técnica de entrada (extração do AS do Carrigo para a RNTG): 71 GWh/d, equivalente a 250 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do AS do Carrigo
Interligação de Campo Maior*	Capacidade de entrada: 134 GWh/d, equivalente a 470 000 m ³ (n)/h Capacidade de saída: 55 GWh/d, equivalente a 193000 m ³ (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.
Interligação de Valença do Minho**	Capacidade de entrada: 10 GWh/d, equivalente a 35 000 m ³ (n)/h Capacidade de saída: 25 GWh/d, equivalente a 88 000 m ³ (n)/h
Total dos pontos de entrega (GRMS e AP)	Capacidade de saída: 684 GWh/d, equivalente a 2 394 000 m ³ (n)/h

* A capacidade de regaseificação instalada no TGNL de Sines é de 321 GWh/d, mas a capacidade de receção de gás regaseificado na RNTG (a partir do TGNL de Sines) corresponde a 229 GWh/d.

** A capacidade agregada do VIP ("Virtual Interconnection Point", Campo Maior + Valença do Minho) apresenta um valor de importação de 144 GWh/d e de exportação de 80 GWh/d, anunciado até setembro de 2029.

2.1.2. Terminal de gás natural liquefeito de Sines

O 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 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 m³/h de GNL para navios metaneiros com volumes entre 40 000 e 216 000 m³ de GNL.

- **Armazenamento de GNL**

Depois de descarregado, o GNL é armazenado em tanques onde é mantido a uma temperatura de aproximadamente 160 °C negativo e a uma pressão próxima da pressão atmosférica. A capacidade de armazenagem é de 2 569 GWh, correspondente a dois tanques de 120 000 m³ de GNL e um tanque de 150 000 m³ 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/d (equivalente a 225 000 m³(n)/h). A capacidade de emissão nominal do TGNL de Sines para a rede é de 321 GWh/d (equivalente a 1 125 000 m³(n)/h), com uma capacidade de ponta horária de 1 350 000 m³(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 situadas em zonas de Portugal que não podem ser abastecidas pela rede de gás de alta pressão. Para esta atividade, o TGNL de Sines dispõe de três baías de enchimento, com uma capacidade total de 195 m³/h de GNL.

- **Carregamento de navios metaneiros**

A infraestrutura do TGNL de Sines 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 ³ /h de GNL Capacidade de receção anual, 72 navios metaneiros por ano com volumes entre 40 000 e 216 000 m ³ de GNL
Armazenamento de GNL	Capacidade de armazenagem: 2 569 GWh (considerando um poder calorífico superior) Tanques: 2x 120 000 m ³ e 1x 150 000 m ³ , totalizando 390 000 m ³ de GNL
Regaseificação para a RNTG	Capacidade diária: 321 GWh/d, equivalente a 1 125 000 m ³ (n)/h (5x 225 000 m ³ (n)/h por vaporizador) Capacidade horária: 1 350 000 m ³ (n)/h (6x 225 000 m ³ (n)/h por vaporizador)
Baías de enchimento de GNL	Capacidade horária: 195 m ³ /h de GNL (3 baías)
Carregamento de navios metaneiros	1 500 m ³ /h de GNL

2.1.3. Armazenamento subterrâneo

Nas instalações de armazenamento subterrâneo 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 que utilizam a mesma estação de gás de superfície, permitindo 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 2024, as instalações do complexo de armazenamento subterrâneo de gás do Carricho que integravam a RNTIAT apresentavam as seguintes características:

- Total de seis cavidades em operação, com uma capacidade total de armazenagem de 3 839 GWh (322,6 Mm³);
- Capacidade de injeção de 24 GWh/d (equivalente a 83 000 m³(n)/h) e de extração de 129 GWh/d, equivalente a 450 000 m³(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do Armazenamento Subterrâneo do Carricho, e 71 GWh/d, equivalente a 250 000 m³(n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do Armazenamento Subterrâneo do Carricho.

QUADRO 2-4

Capacidades do Armazenamento Subterrâneo do Cariço

Cavidade	Armazenamento	Injeção	Extração
TGC-1S	325 GWh	Capacidade técnica de injeção no Armazenamento Subterrâneo: 24 GWh/d, equivalente a 83 000 m ³ (n)/h	Capacidade técnica de extração do Armazenamento Subterrâneo do Cariço: 129 GWh/d, equivalente a 450 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenagem do Armazenamento Subterrâneo do Cariço, e 71 GWh/d, equivalente a 250 000 m ³ (n)/h, com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenagem do Armazenamento Subterrâneo do Cariço
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

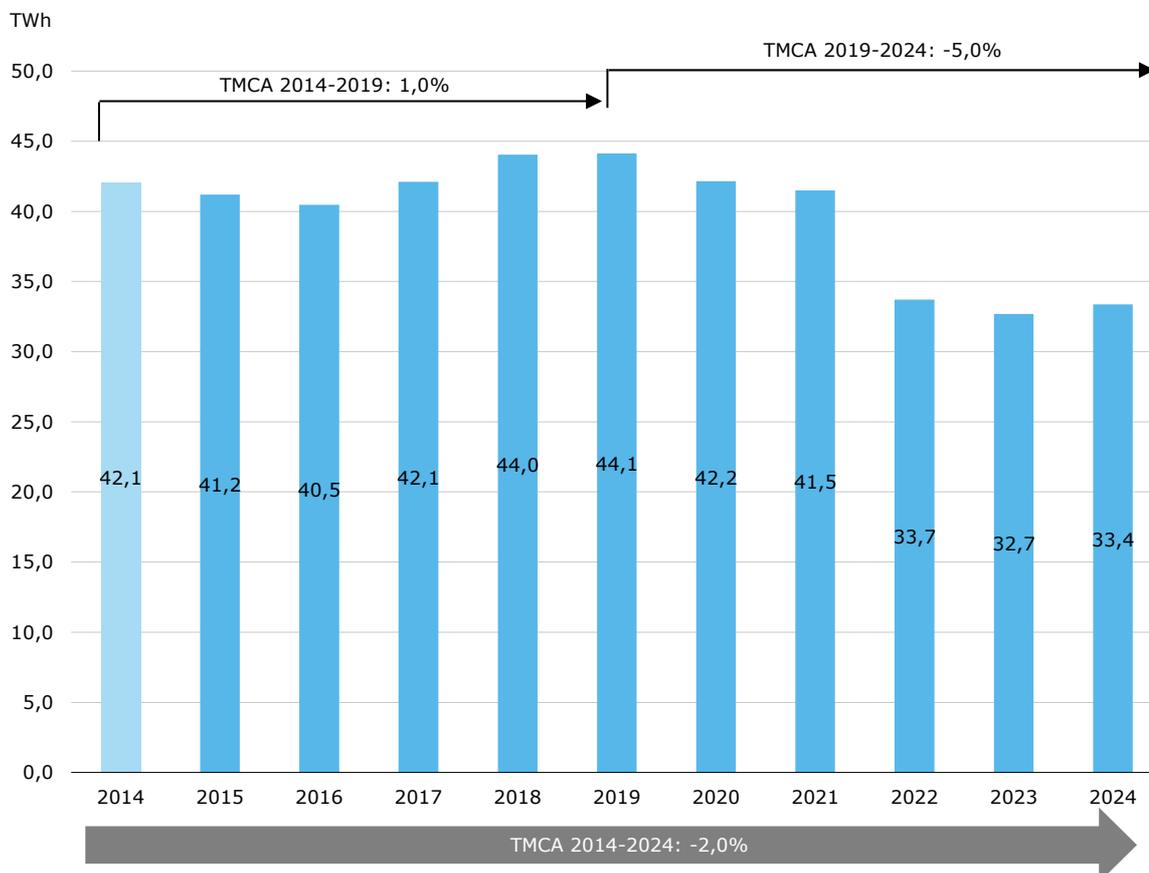
A procura de gás encontra-se desagregada pelo Mercado Convencional, que inclui o consumo de gás nos setores da Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário, e o Mercado de Eletricidade, que inclui o consumo de gás nas centrais termoelétricas para produção de eletricidade.

A procura de gás do Mercado Convencional registou um ligeiro decréscimo no período de 2015-2016, seguido de uma tendência crescente até 2018/2019. No período de 2019-2023, observou-se uma redução significativa, embora tenha ocorrido um ligeiro aumento no ano de 2024. A redução significativa de consumo do Mercado Convencional, verificada no período 2019-2023, deve-se à melhoria da eficiência energética nos diversos setores do mercado, ao impacto da pandemia COVID-19 na procura de alguns consumidores de alta pressão, e ao contexto internacional associado à escassez e ao preço elevado do gás natural nos mercados grossistas, verificado em particular no ano de 2022.

A figura seguinte mostra a evolução de consumo do Mercado Convencional no período compreendido entre os anos de 2014 e 2024, onde são indicadas as taxas de crescimento médio anual para os períodos de 2014 a 2019, de 2019 a 2024 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2014 a 2024.

FIGURA 2-3

Procura Histórica do Mercado Convencional



Mercado Elétrico

O Mercado Elétrico é caracterizado atualmente pela procura de gás em quatro centrais termoelétricas ("CT") de ciclo combinado: a CT da Tapada do Outeiro, a CT do Ribatejo, a CT de Lares e a CT do Pego.

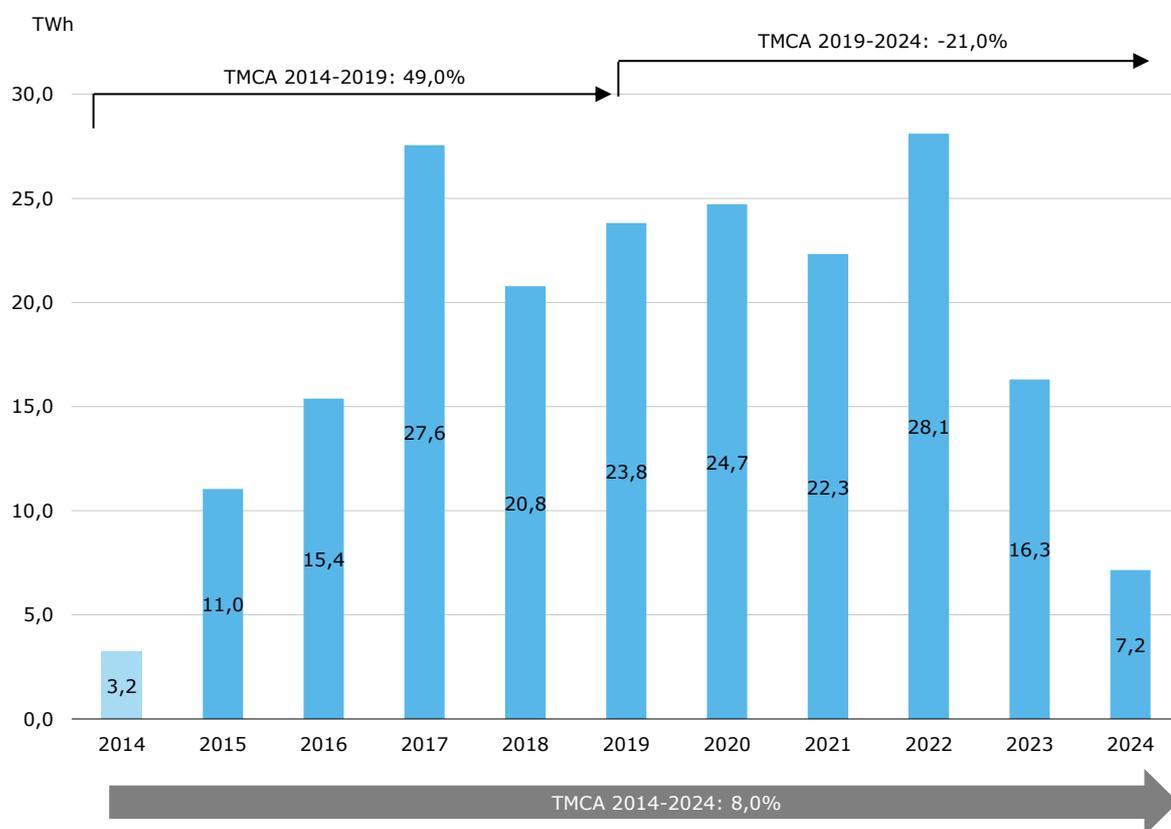
A procura de gás reduzida para produção elétrica verificada em 2014 justificou-se com o aumento da potência instalada em parques eólicos, o preço reduzido das licenças de emissão de dióxido de carbono, e o preço reduzido do carvão para produção elétrica quando comparada com a produção a partir de gás natural. A tendência de recuperação da procura de gás natural para produção elétrica ocorrida entre o período 2015-2022, 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. Em 2021, assistiu-se a uma redução da procura de gás para produção de eletricidade, em parte explicada por um maior recurso à importação de eletricidade, e em 2022 o regime de seca extrema, associado à

cessação da produção das centrais termoelétricas a carvão, conduziu a uma maior utilização das centrais de ciclo combinado a gás. A redução acentuada em 2023 deve-se, em grande parte, ao balanço importador, com Espanha a produzir excesso de energia elétrica e Portugal a beneficiar dessa situação. Já em 2024, o regime hidrológico acima da média permitiu uma redução na procura de gás natural, tal como foi visível em anos chuvosos anteriores.

O gráfico da figura seguinte apresenta a evolução do Mercado Elétrico de 2014 a 2024, onde são indicadas as taxas de crescimento média anual para os períodos de 2014 a 2019, de 2019 a 2024 e para a totalidade do período compreendido entre os anos de 2014 a 2024.

FIGURA 2-4

Procura Histórica do Mercado Elétrico

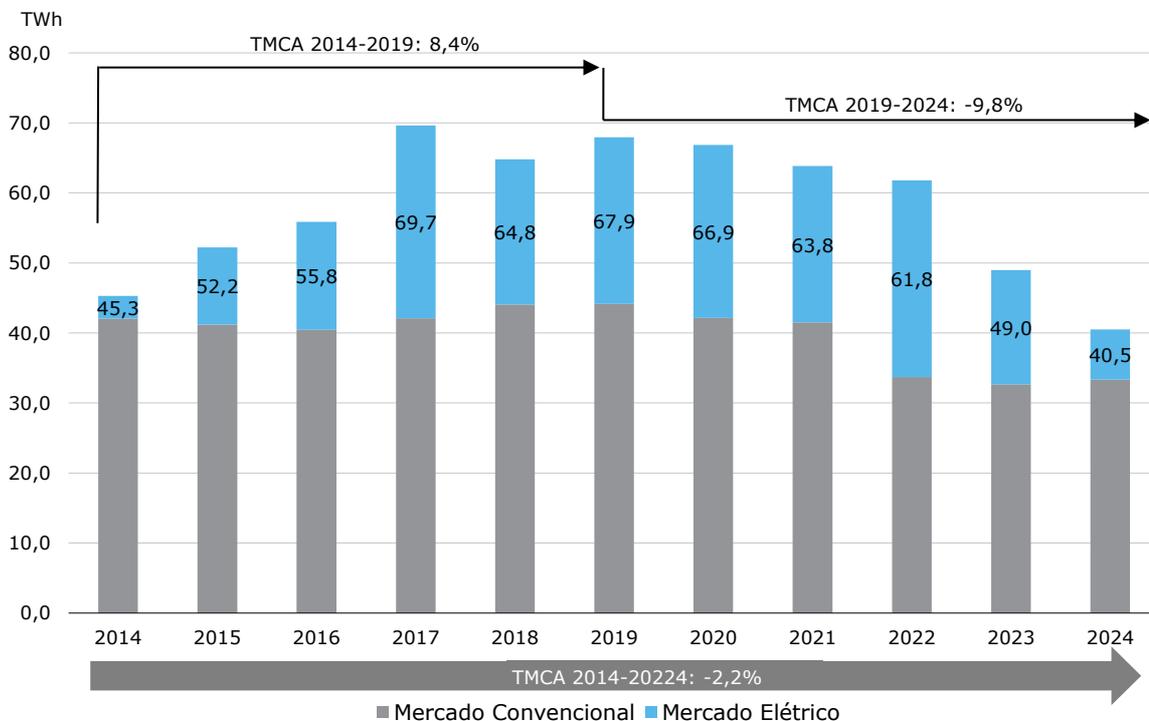


Procura total de Gás (Mercado Convencional e Mercado Elétrico)

Para o período em análise, de 2014 a 2024 verificou-se uma taxa média de crescimento anual de - 2,2%, registando-se, no entanto, uma grande diferença entre o período 2014-2019, que apresentou uma TMCA positiva, 8,4%, e o período mais recente, de 2019-2024, com uma TMCA negativa, - 9,8%.

FIGURA 2-5

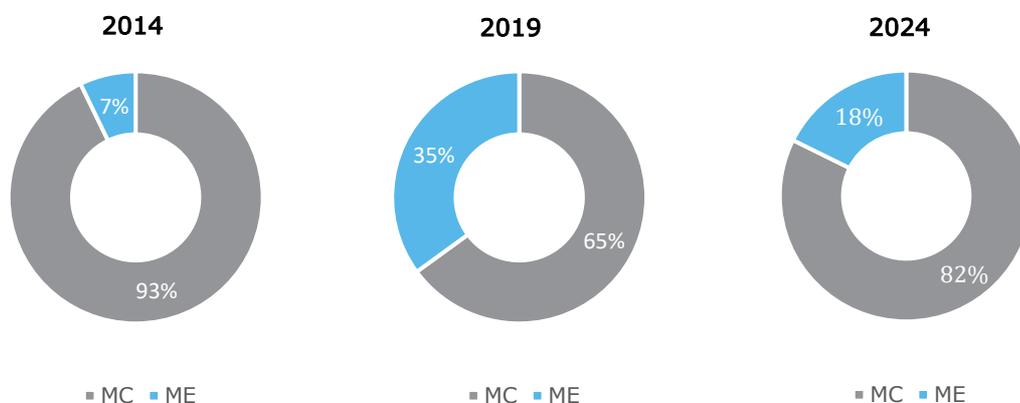
Procura histórica total (Mercados Convencional e Elétrico)



Na figura seguinte apresenta-se a repartição da procura de gás entre Mercado Convencional e Mercado Elétrico, em 2014, 2019 e 2024.

FIGURA 2-6

Repartição da procura de gás - Mercados Convencional (MC) e Elétrico (ME)



Entre 2014 e 2024, verificou-se uma alteração no padrão de repartição da procura de gás, ocorrendo um aumento acentuado da procura do Mercado Elétrico até 2019 e diminuição do mesmo até 2024. O aumento da procura do Mercado Elétrico verificado até 2019 justifica-se com fatores distintos e

independentes, tais como: o efeito da política fiscal em Espanha, 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 e o fim da produção elétrica a partir do carvão em Portugal continental. Em 2024 a procura do mercado elétrico reduziu novamente devido, sobretudo, a hidraulicidade mais favorável e ao balanço importador de eletricidade.

2.2.2. Pontas de consumo diário da RNTG

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

Identificam-se as pontas de procura verificadas nos Mercados Convencional e Elétrico, bem como do consumo global na RNTG, no período compreendido entre 2015 e 2024.

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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Mercado Convencional	142	135	144	145	143	144	152	107	111	111
Mercado Elétrico	90	104	134	120	125	136	150	138	122	153
Global	207	222	263	251	243	262	295	239	213	263
Variação (%)	13%	7%	18%	-5%	-3%	8%	13%	-19%	-11%	20%
Factor de simultaneidade	0,89	0,93	0,95	0,95	0,91	0,94	0,98	0,98	0,92	1,00

GWh/dia

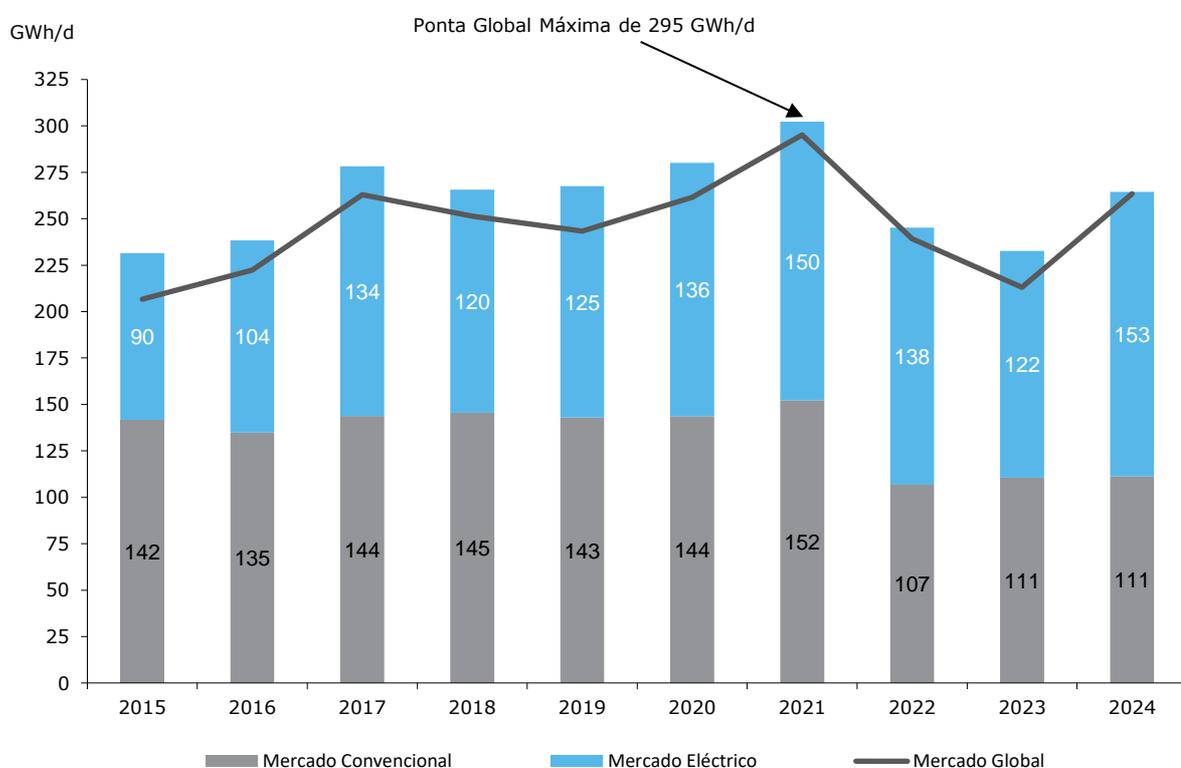
Da análise do quadro anterior e da figura seguinte verifica-se que no período 2015-2021 ocorre um incremento da ponta diária de consumo global, em consequência do aumento da ponta do Mercado Elétrico. No entanto, em 2022 verifica-se uma redução acentuada das pontas diárias dos Mercados

Convencional e Elétrico, devido aos fatores referidos nos subcapítulos anteriores. Deve referir-se ainda que nos dez anos apresentados, o fator de simultaneidade das pontas foi superior ou igual a 0,95 em cinco anos.

O máximo da ponta global na RNTG foi registado no dia 5 de janeiro de 2021, quantificado em 295 GWh/d. Em 2022 verificou-se uma ponta global de 239 GWh/d, o que representa uma redução de 19% face ao ano de 2021. No ano de 2024, com 263 GWh/d, verificou-se um aumento da ponta global da RNTG de 10%, face ao ano 2022.

FIGURA 2-7

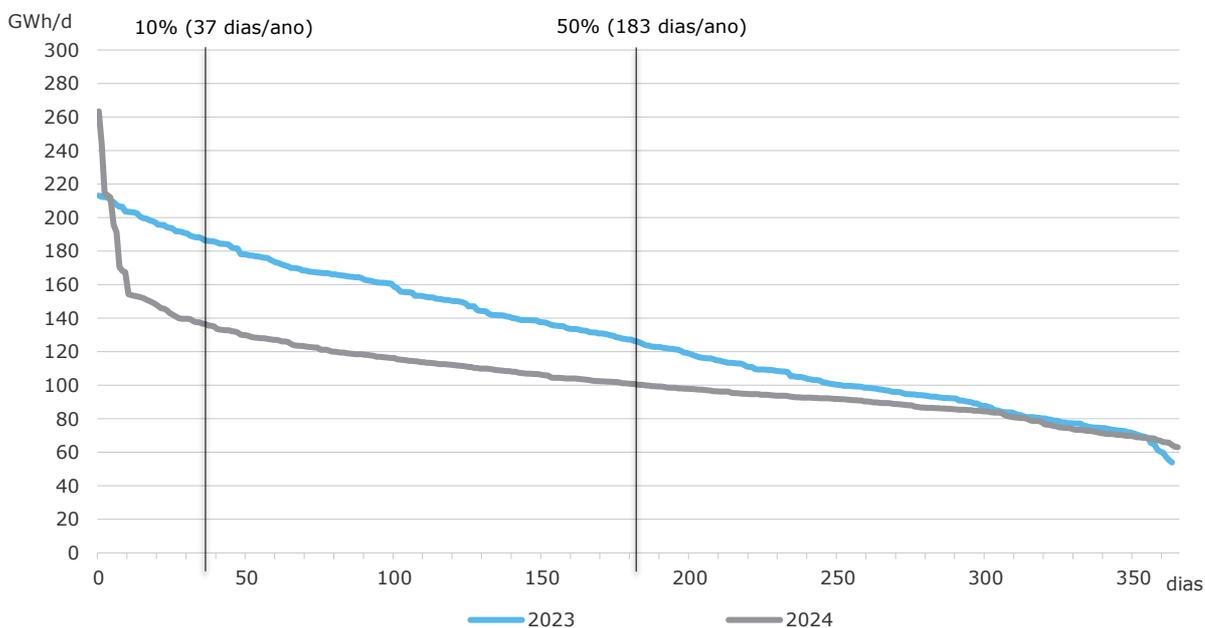
Pontas de consumo diário na RNTG



Na figura seguinte, é apresentada a distribuição de procura diária total na RNTG nos anos de 2023 e 2024.

FIGURA 2-8

Distribuição de procura diária total na RNTG em 2023 e 2024



Da análise da figura anterior, verifica-se que as curvas de distribuição da procura diária total da RNTG apresentam um padrão relativamente semelhante, nos anos de 2023 e 2024, embora no ano de 2024, seja possível notar uma redução nos consumos face ao ano de 2023.

No ano de 2023, a procura diária na RNTG foi superior a 188 GWh/d em 10% dos dias, e, no ano 2024, a procura diária na RNTG foi superior a 137 GWh/d em 10% dos dias.

No ano de 2023, a procura diária na RNTG foi superior a 125 GWh/d em 50% dos dias, e, no ano 2024, a procura diária na RNTG foi superior a 100 GWh/d 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 do ano, a mediana desta série de valores (125) apresentaria valores de 148 GWh/d em 2023 e de 111 GWh/d em 2024, 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, GRMS, nas quais é efetuada a entrega de gás à RNDG ou aos consumidores de gás em alta pressão (“AP”). Anualmente, monitoriza-se, em cada uma das GRMS, a capacidade disponível de forma a verificar se está ajustada à procura registada no dia de maior consumo.

No quadro seguinte, apresenta-se a taxa de utilização ("TU") da totalidade das GRMS verificada nos anos de 2021, 2022, 2023 e 2024, 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

	2021	2022	2023	2024
TU clientes AP ⁸	67%	54%	60%	60%
TU RNDG	36%	31%	33%	30%
TU Global	52%	43%	47%	50%

Verifica-se que a taxa de utilização para entrega a clientes em AP nos últimos anos apresentou valores que oscilam entre os 54% e os 67%. A taxa de utilização de entrega às redes de distribuição apresenta valores de 36% em 2021, de 31% em 2022 e 2023, e de 30% em 2024. A TU Global cifrou-se em 52% em 2021, 43% em 2022, 46% em 2023 e 49% em 2024.

⁸ 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 Sines⁹;
 - Extração do AS do Carricho¹⁰.
- **Infraestruturas de armazenamento de gás**
 - Cavidades do AS do Carricho;
 - Tanques de GNL do TGNL de Sines;
 - Existências (*linepack*) da RNTG¹¹.

2.3.1. Evolução do abastecimento

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

¹⁰ 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).

¹¹ 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.

Neste subcapítulo, efetua-se uma análise histórica da distribuição de entradas de gás por ponto de oferta da RNTG ocorrida nos últimos 10 anos, o balanço importador/exportador das interligações correspondente aos últimos 10 anos e apresentam-se, ainda, os valores de energia aprovacionados para abastecimento do SNG nos anos de 2023 e 2024, desagregados por gás e GNL, e por origem de aprovisionamento.

No período compreendido entre 2015 e 2016, a interligação de Campo Maior foi a principal responsável pelo abastecimento de gás natural à RNTG, com valores absolutos de 35,1 TWh e 36,2 TWh, respetivamente, correspondentes a percentagens de oferta de gás à RNTG de 68% e 66%, respetivamente. Relativamente à interligação do TGNL de Sines, esta apresentou valores absolutos de oferta de 16,2 e 18,2 TWh nos anos 2015 e 2016, respetivamente, correspondendo a 31% e 33% do total da oferta da RNTG. Nestes dois anos mencionados, a importação de gás por Valença do Minho foi praticamente nula. No período 2017-2024 verificou-se um aumento das entradas de gás natural pelo TGNL de Sines, sendo que nos últimos quatro anos da análise verificou-se um aumento do fluxo de exportação de gás da RNTG, essencialmente pela interligação de Campo Maior. Em 2022, 2023 e 2024, o TGNL de Sines registou um valor absoluto de 59,9 TWh, 50,5 TWh, e 46,6 TWh, respetivamente, e verificou-se que se exportou 3,0 TWh, 6,5 TWh e 9,2 TWh de gás natural pela interligação de Campo Maior nos anos, 2022, 2023 e 2024, respetivamente. Como todo o gás natural exportado pelas interligações é abastecido pelo TGNL de Sines, nos anos de 2022, 2023 e 2024, o TGNL de Sines forneceu à RNTG 93%, 101% e 115% do gás natural, respetivamente. A superação do valor de 100% nos últimos dois anos deve-se ao facto de o saldo das interligações ter sido exportador, ao contrário do que ocorreu nos anos anteriores a 2023, conforme ilustrado no gráfico da figura 2-10.

O ponto de entrada de Valença do Minho registou o seu máximo anual de 1 TWh, no ano 2023, correspondendo apenas a 2% do total de oferta da RNTG. Já a exportação de gás pela interligação de Valença do Minho foi maior em 2021 e 2022, com cerca de 500 GWh.

FIGURA 2-9

Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTG

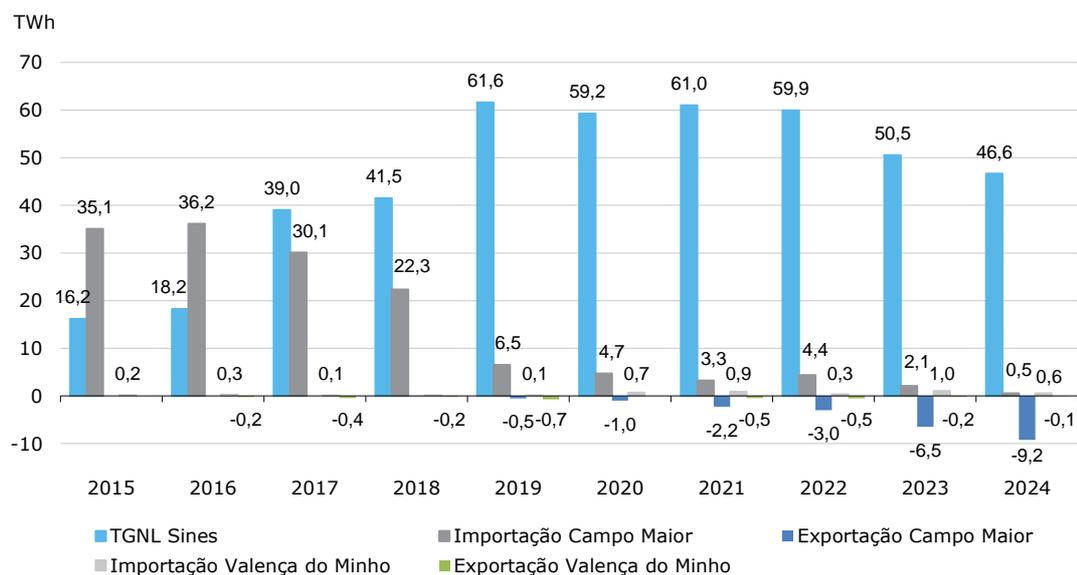
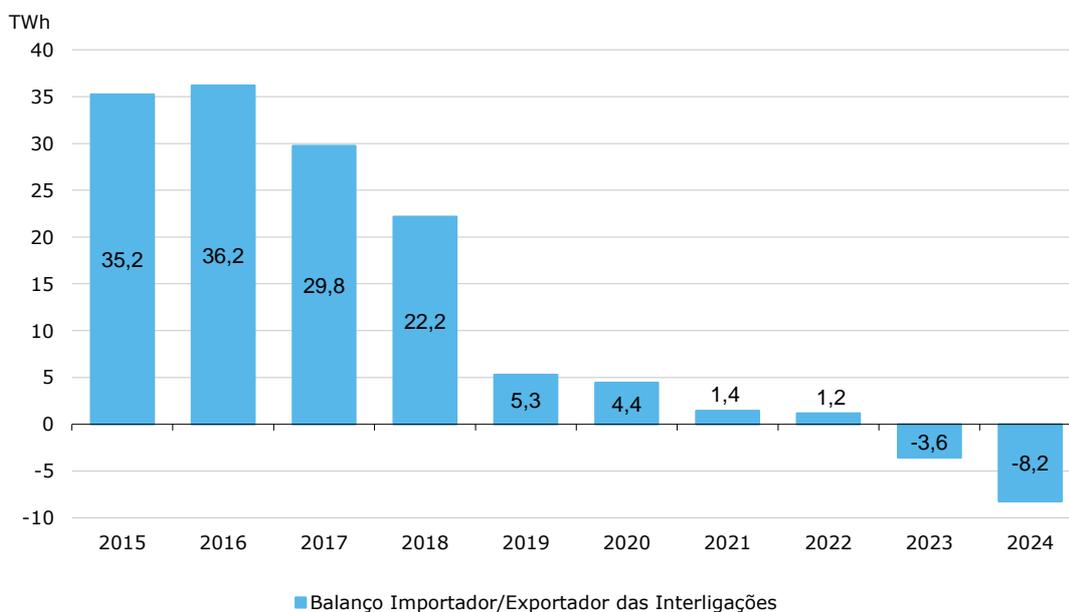


FIGURA 2-10

Saldo Interligações (Campo Maior + Valença do Minho)



Do gráfico apresentado na figura *supra*, é possível observar que no período 2015-2022 o balanço importador das interligações foi positivo, ou seja, Portugal importou mais gás, proveniente das

interligações com Espanha, do que exportou, sendo que entre 2015 e 2018 a quantidade de gás exportado foi quase nula.

No período 2019-2022 o fluxo de exportação aumentou, resultando em balanços importadores positivos, mas de valor absoluto menor.

Nos anos 2023 e 2024 o balanço importador foi negativo, ou seja, Portugal exportou mais gás natural para Espanha do que importou.

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

No quadro seguinte, são apresentados os valores de energia aprovionados, nos anos de 2023 e 2024, 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 TGNL de Sines, existem dois grandes países fornecedores de gás a Portugal, a Nigéria e os Estados Unidos da América, que totalizaram, em conjunto, 45,2 TWh em 2023 (76,9% do total) e 45,1 TWh em 2024 (84,9% do total) do gás aprovionado.

QUADRO 2-7

Aprovisionamento do SNG - Importação de gás e GNL em 2023 e 2024¹²

	País de Origem	2023	2024
		GWh	GWh
Gás - Gasoduto	Argélia	0	0
	Espanha	6 512	4 105
	Total	6 512	4 105
GNL - Camião Cisterna	Espanha	0	0
	Total	0	0
GNL - Navio	Trindade e Tobago	2 632	593
	Argélia	0	0
	Catar	0	0
	EUA	22 001	19 666
	Nigéria	23 157	25 398
	Holanda	0	
	Rússia	4 447	3 444
	Angola	0	0
	Noruega	0	0
	Guiné Equatorial	0	0
Total	52 238	49 000	
Total Global	58 750	53 105	

Os valores de reexportação de gás e GNL ascenderam a 10,2 TWh em 2023 e 12,4 TWh em 2024, sendo que neste último não houve reexportação para Espanha de GNL. Na tabela seguinte, são apresentados os valores de energia reexportada por gasoduto e por navio nos dois anos considerados.

¹² Fonte: DGE (os dados de 2024 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

QUADRO 2-8

Reexportação de gás e GNL em 2023 e 2024¹³

	País de Destino	2023	2024
		GWh	GWh
Gás - Gasoduto	Espanha	10 215	12 407
	Total	10 215	12 407
	<hr/>		
GNL - Navio	Espanha	36	0
	Total	36	0
	<hr/>		
Total Global		10 251	12 407

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.

No quadro e na figura seguintes, apresenta-se a evolução histórica da capacidade diária de oferta para fazer face à procura de gás no SNG de 2015 a 2024.

QUADRO 2-9

Evolução histórica da capacidade de oferta da RNTIAT

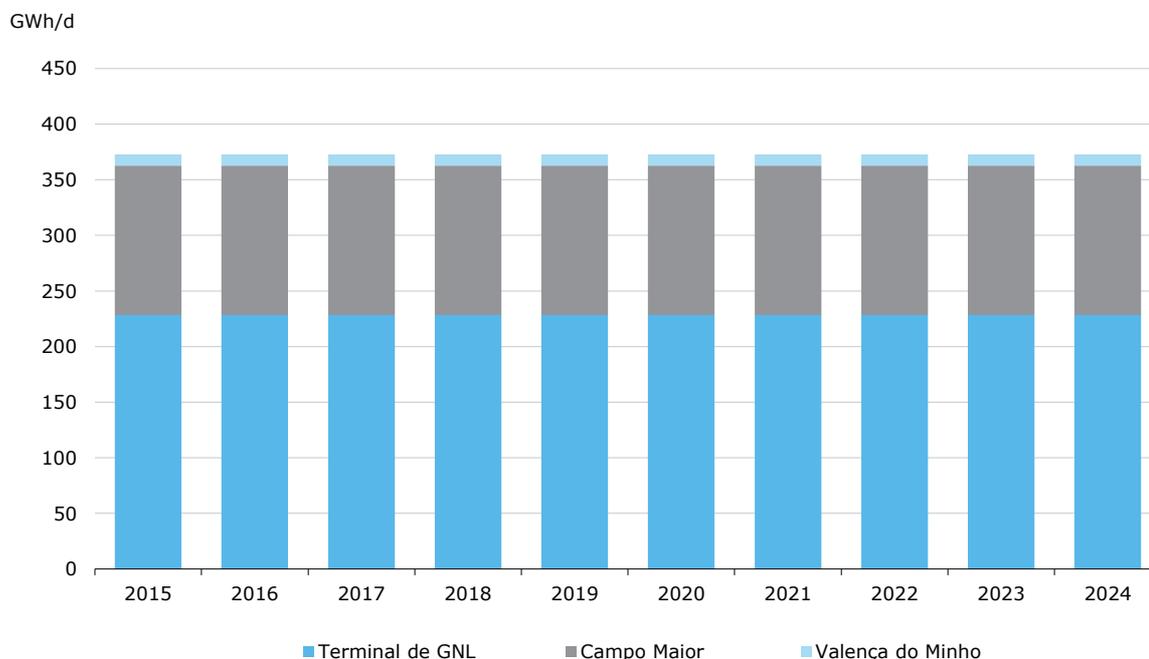
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valença do Minho	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Total	373									

GWh/dia

¹³ Fonte: DGEG (os dados de 2024 são provisórios, segundo a informação disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>)

FIGURA 2-11

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 quadro e a figura seguintes apresentam a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT no período compreendido entre os anos 2015 e 2024.

QUADRO 2-10

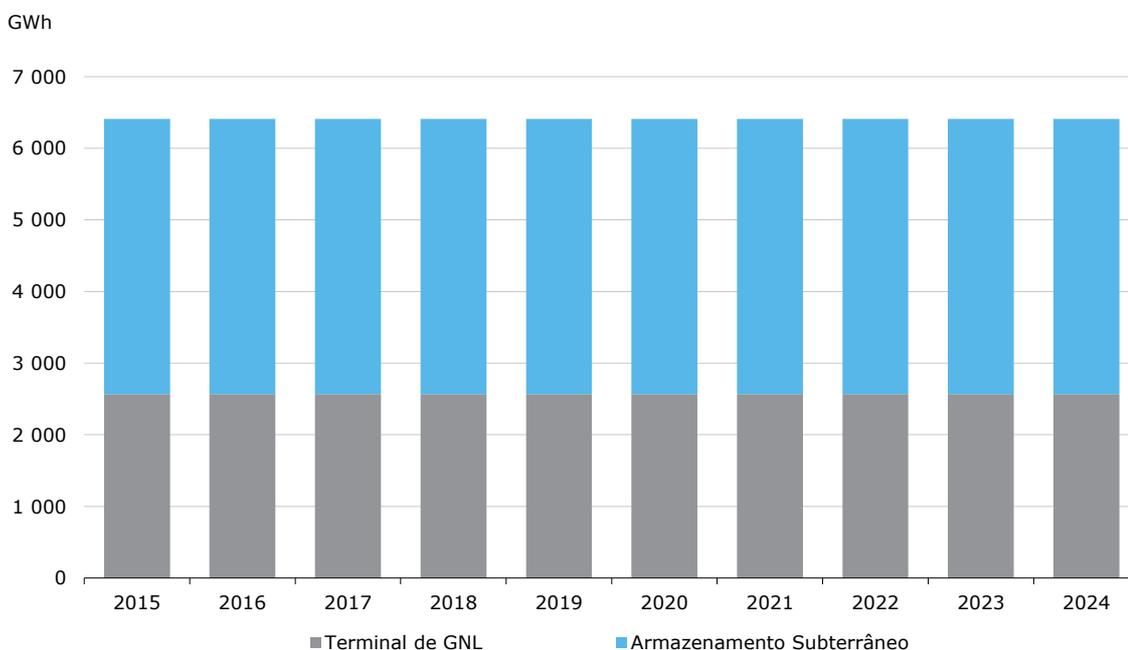
Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RNTIAT	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408	6 408
TGNL Sines	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569	2 569
AS Carrigo	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839	3 839

GWh

FIGURA 2-12

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, apresenta-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			
			2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024
Campo Maior*	Importação	134	7%	9%	4%	1%	42%	78%	49%	50%
	Exportação	55	11%	15%	32%	46%	89%	111%	114%	128%
Valença do Minho*	Importação	10	24%	9%	27%	15%	211%	152%	261%	183%
	Exportação	25	6%	6%	2%	1%	69%	106%	69%	72%
TGNL Sines Regaseificação	Técnica	229	73%	72%	61%	56%	99%	95%	88%	89%
	Anunciada	200	84%	82%	69%	64%	113%	108%	100%	102%
AS Carriço	Extração**	71/129	12%	3%	4%	5%	119%	67%	57%	67%
	Injeção	24	52%	25%	21%	25%	128%	125%	114%	150%

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

** 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 do ponto de entrada em Sines cifram-se entre 56% e 73% para a capacidade técnica do TGNL de Sines, e entre 64% e 84% para a capacidade anunciada do TGNL de Sines. Em relação a Campo Maior, as taxas de utilização média desta interligação em caso de importação de gás (sentido Espanha-Portugal) cifram-se entre 1% e 9%, e em caso de exportação de gás (sentido Portugal-Espanha) entre 11% e 46%.

As taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre 88% e 99% da capacidade técnica do TGNL de Sines, e entre 100% e 113% da capacidade anunciada do TGNL de Sines. Relativamente à interligação de Campo Maior, as taxas de utilização máxima verificadas apresentam valores entre 42% e 78% da capacidade de importação, e valores entre 89% e 128% da capacidade de exportação.

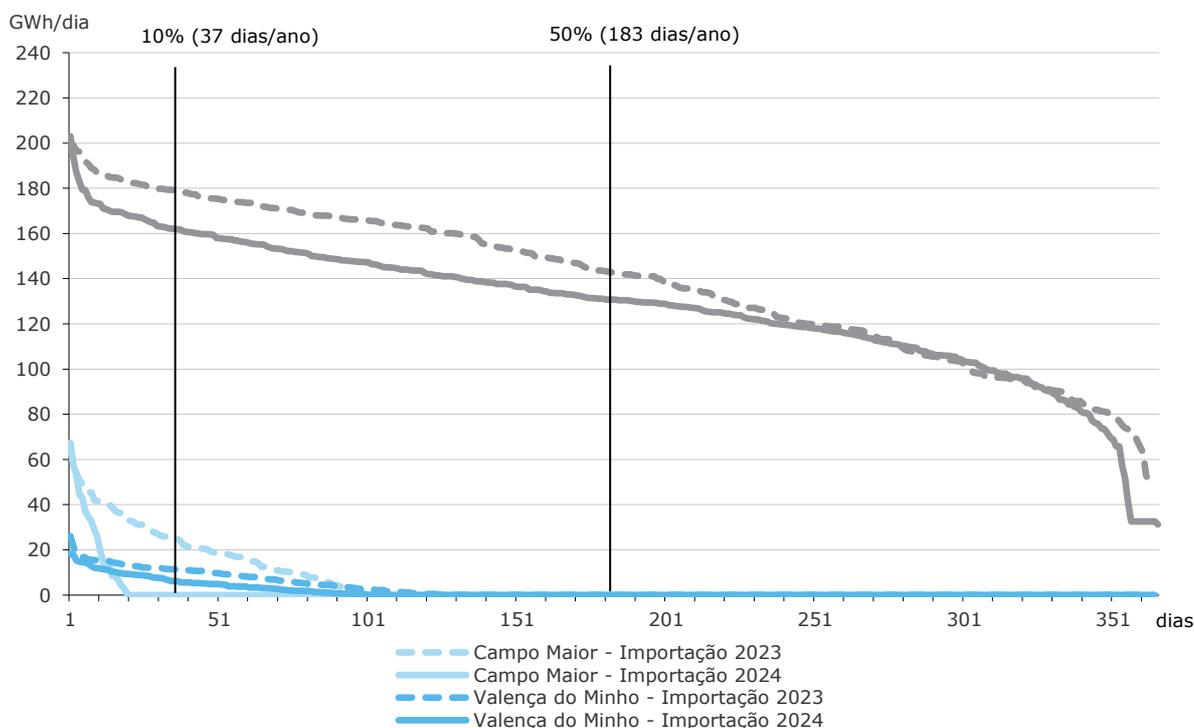
O ponto de oferta de Valença do Minho teve uma utilização média de importação de 24% em 2021, 9% em 2022, 27% em 2023 e 15% em 2024, verificando-se uma utilização máxima diária de 211% em 2021, 152% em 2022, 261% em 2023 e de 183% em 2024. Nas situações em que se verificou exportação, a interligação de Valença do Minho teve uma taxa de utilização média de exportação de 6% em 2021 e 2022, de 2% em 2023 e de 1% em 2024, verificando-se uma utilização máxima diária de 69% nos anos 2021 e 2023, 106% em 2022 e 72% em 2024.

O Armazenamento Subterrâneo do Carriço apresentou na capacidade de extração, uma utilização média de 12% em 2021, 3% em 2022, 4% em 2023 e 5% em 2024, e uma utilização máxima de 119% em 2021, 67% em 2022 e 57% em 2023 e 67% em 2024. A capacidade de injeção apresentou uma utilização média de 52% em 2021, 25% em 2022, 21% em 2023 e 25% em 2024, e uma utilização máxima de 128% em 2021, 125% em 2022, 114% em 2023 e 150% em 2024.

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 Armazenamento Subterrâneo do Carriço, nos anos de 2023 e 2024.

FIGURA 2-13

Distribuição diária da utilização da regaseificação do TGNL de Sines e da importação das Interligações de Campo Maior e Valença do Minho



Da análise da figura acima 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 2023 e 2024.

No ano de 2023, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 180 GWh/d em 10% dos dias, e superior a 143 GWh/d em 50% dos dias. No ano 2024, a capacidade utilizada na regaseificação do TGNL de Sines foi superior a 162 GWh/d em 10% dos dias, e superior a 131 GWh/d em 50% dos dias.

No ano de 2023, a capacidade utilizada na importação de Campo Maior foi superior a 25 GWh/d em 10% dos dias. A capacidade utilizada na importação de Valença do Minho, em 2023 e 2024 foi superior a 11 GWh/d e 6 GWh/d em 10% dos dias, respetivamente.

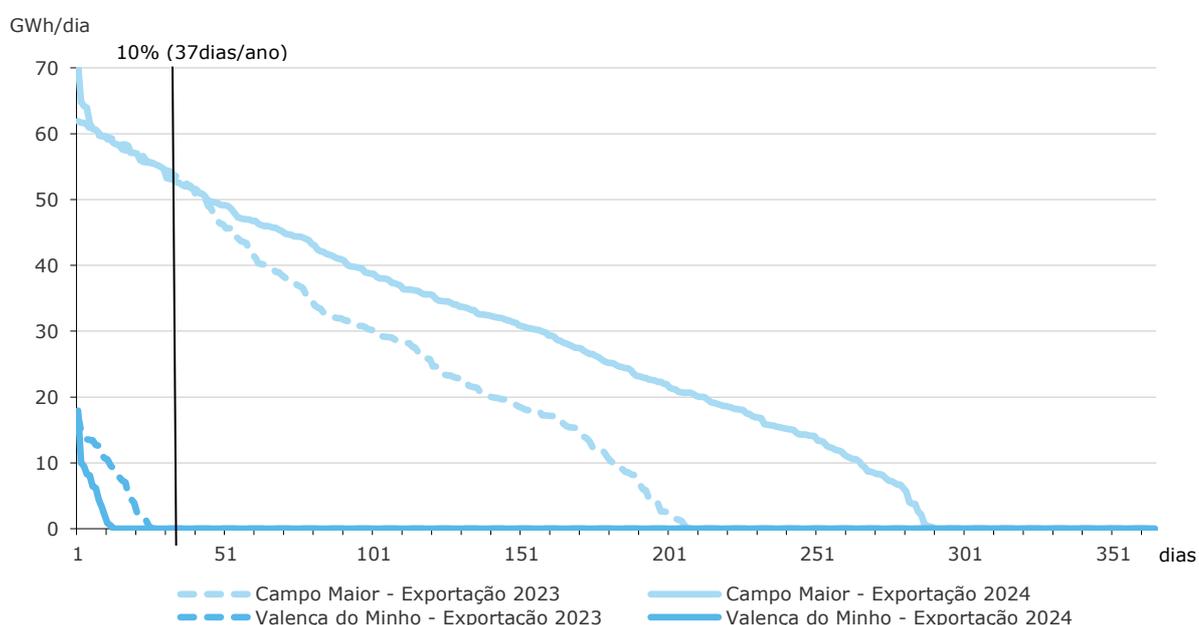
É importante notar que uma curva deste tipo pode dar uma ideia errónea da oferta a que está sujeita a rede, já que inclui na sua metade direita os dias de fim-de-semana, feriados e pontes, que apresentam tipicamente consumos mais baixos, e que não devem ser utilizados para dimensionamento e para o apuramento da eventual necessidade de infraestruturas. Considerando como mais relevante os 250 dias de maior oferta, a mediana desta série de valores (125) apresenta valores de 160 GWh/d em 2023 e de 141 GWh/d em 2024 em Sines, significando que a regaseificação do TGNL de Sines foi superior aos valores referidos, em 50% dos dias úteis dos anos apresentados. Contrariamente a esta, a capacidade de importação pelas interligações de Campo Maior e de Valença do Minho foram nulas na maioria dos dias nos anos 2023 e 2024. A capacidade

de importação da interligação de Campo Maior foi utilizada em 100 dias no ano de 2023, e em 19 dias no ano de 2024. Já a interligação de Valença do Minho, nos anos 2023 e 2024 foi utilizada em 122 e 95 dias, respetivamente.

A figura seguinte apresenta a distribuição diária da exportação através das interligações de Campo Maior e Valença do Minho.

FIGURA 2-14

Distribuição diária da utilização da exportação das Interligações de Campo Maior e Valença do Minho



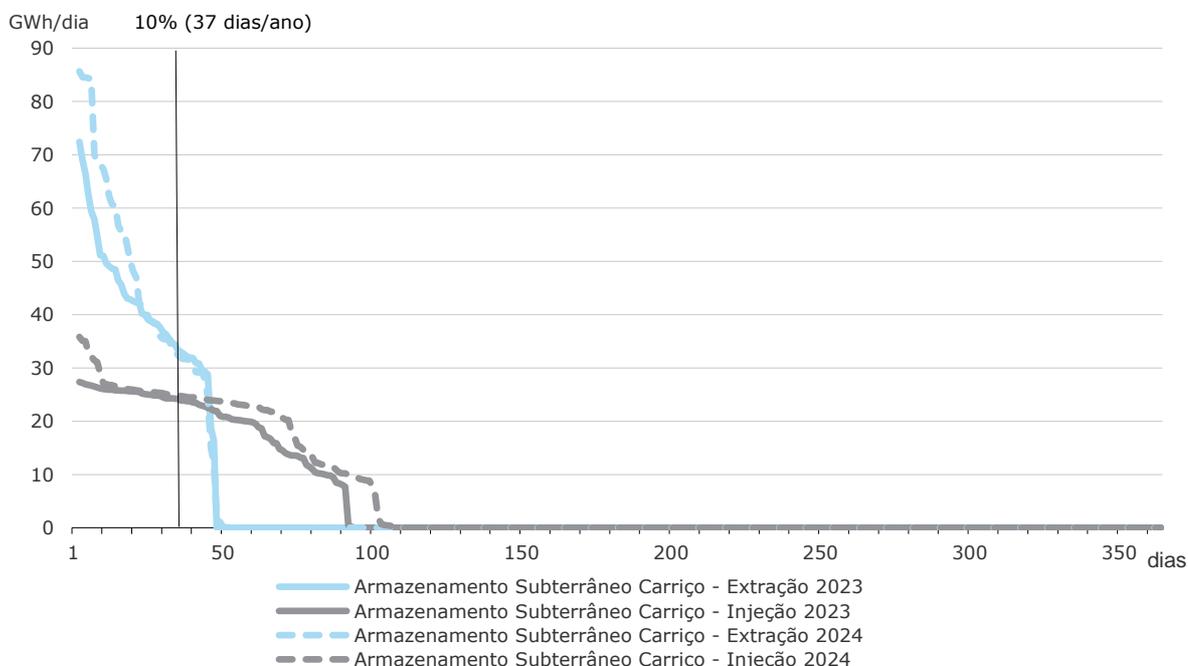
Da análise da figura acima verifica-se que as linhas de distribuição diária de importação nas interligações de Campo Maior e Valença do Minho apresentam um padrão semelhante nos anos de 2023 e 2024.

A capacidade de exportação da interligação de Campo Maior foi utilizada em 207 dias do ano de 2023, com um valor máximo de exportação diária de 63 GWh/dia. Ao longo do ano de 2024, a capacidade de exportação da interligação de Campo Maior foi utilizada em 287 dias, atingindo um máximo de exportação diária de 71 GWh/dia. Nos anos apresentados, a capacidade utilizada na exportação de Campo Maior foi superior a 52 GWh/dia em 10% dos dias.

A capacidade de exportação da interligação de Valença do Minho foi utilizada em 24 dias do ano de 2023, com um valor máximo de exportação diária de 17 GWh/dia, e em 12 dias no ano de 2024, atingindo um máximo de exportação diária de 18 GWh/dia.

FIGURA 2-15

Curva de distribuição diária da utilização da injeção e da extração do AS do Carricho



Da análise da figura anterior, verifica-se que as linhas de distribuição diária da capacidade de extração e de injeção do Armazenamento Subterrâneo do Carricho apresentam um padrão razoavelmente semelhante nos anos de 2023 e 2024, com a capacidade de injeção e de extração a apresentar valores superiores em 2024. No ano de 2023, a capacidade de extração e de injeção utilizada no Armazenamento Subterrâneo do Carricho foi superior a 32 GWh/dia em 10% dos dias. E no ano 2024 a capacidade de extração e de injeção utilizada no Armazenamento Subterrâneo do Carricho foi superior a 25 GWh/dia em de 10% dos dias.

A capacidade de extração do Armazenamento Subterrâneo do Carricho foi utilizada em 47 dias do ano de 2023, e em 49 dias no ano de 2024. Já a capacidade de injeção do Armazenamento Subterrâneo do Carricho foi utilizada em 91 dias do ano de 2023, e em 103 dias no ano de 2024.

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 quatro 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			
		2021	2022	2023	2024	2021	2022	2023	2024
TGNL de Sines	2 569	62%	72%	60%	54%	107%	109%	106%	99%
Armazenamento Subterrâneo CARRIÇO	3 839	58%	90%	95%	92%	75%	102%	102%	98%

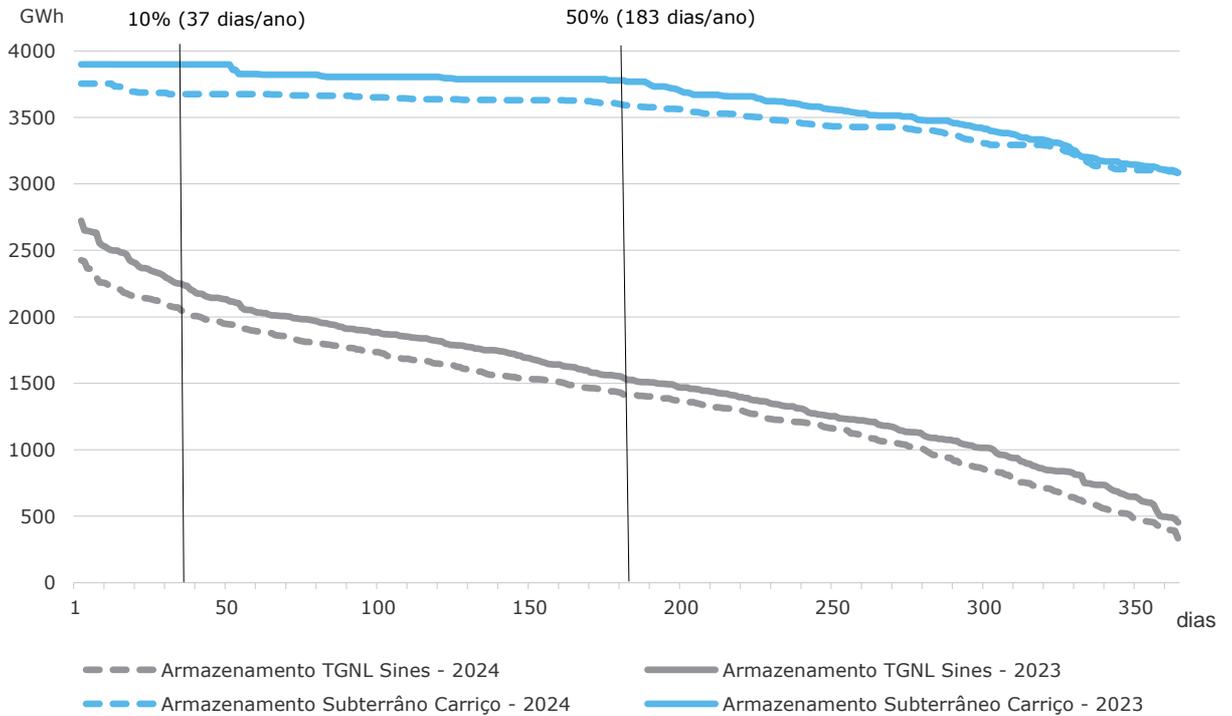
A taxa de utilização média do armazenamento de GNL no TGNL de Sines foi de 62% em 2021 e 72% em 2022, 60% em 2023 e 54% em 2024. A capacidade máxima dos tanques de GNL foi utilizada a 107% em 2021, 109% em 2022, 106% em 2023 e 99% em 2024.

O Armazenamento Subterrâneo do CARRIÇO é usado, essencialmente, para a manutenção das Reservas de Segurança e Reserva Adicional. Deste modo, esta infraestrutura apresenta uma menor amplitude entre as taxas de utilização média e máxima. O Armazenamento Subterrâneo do CARRIÇO registou uma taxa de utilização média de 58% em 2021, 90% em 2022, 95% em 2023 e 92% em 2024, e uma taxa de utilização máxima de 75% em 2021, 102% em 2022, 102% em 2023 e de 98% em 2024.

A figura seguinte apresenta a distribuição anual diária de utilização de capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do Armazenamento Subterrâneo do CARRIÇO, nos anos 2023 e 2024. De modo a tornar a respetiva leitura mais fácil, esta figura não apresenta a distribuição diária verificada nos anos de 2021 e 2022.

FIGURA 2-16

Distribuição diária da utilização da capacidade de armazenamento do TGNL de Sines e do AS do Carricho



Da análise da figura anterior, verifica-se que o padrão das linhas de distribuição diária do armazenamento do TGNL de Sines e do Armazenamento Subterrâneo do Carricho apresenta-se semelhante nos anos de 2023 e 2024, embora a quantidade de gás em *stock* no Armazenamento Subterrâneo do Carricho e no TGNL de Sines apresente valores em média superiores em 2023 por comparação com o ano de 2024.

No ano de 2023, a capacidade utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 236 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 529 GWh em 50% dos dias. No ano 2024, a capacidade de armazenamento utilizada do TGNL de Sines foi superior a 2 050 GWh em 10% dos dias, e superior a 1 416 GWh em 50% dos dias.

Relativamente ao Armazenamento Subterrâneo do Carricho, no ano de 2023, a capacidade utilizada foi superior a 3 899 GWh em 10% dos dias, e superior a 3 768 GWh em 50% dos dias. No ano 2024, a capacidade de armazenamento utilizada do Armazenamento Subterrâneo do Carricho foi superior a 3 675 GWh em 10% dos dias, e superior a 3 590 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 de Sines 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 de Sines ao longo do período analisado.

QUADRO 2-13

Evolução do número de operações de navios e taxa de utilização do cais do TGNL de Sines no período 2019-2024

		2019	2020	2021	2022	2023	2024
Número de Operações	[A]	67	63	64	71	58	53
Número de Descargas	[Ai]	65	62	64	71	56	53
Número de Cargas/Arrefecimento	[Aii]	2	1	0	0	2	0
Entrada Navios [GWh]	[B]	62731	61994	62631	63332	51587	48462
Descarga média por navio [GWh]	[B/Ai]	965	1000	979	892	921	914
Número <i>Slots</i> do anúncio anual	[C]	59	62	72	72	71	71
Taxa de Utilização	[A/C]	114%	102%	89%	99%	82%	75%

FIGURA 2-17

Evolução do número de operações de navios no TGNL de Sines

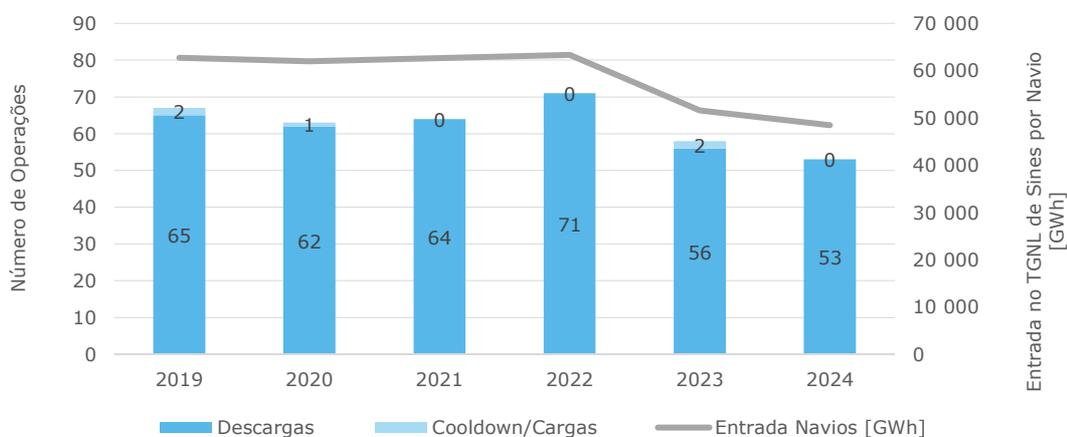
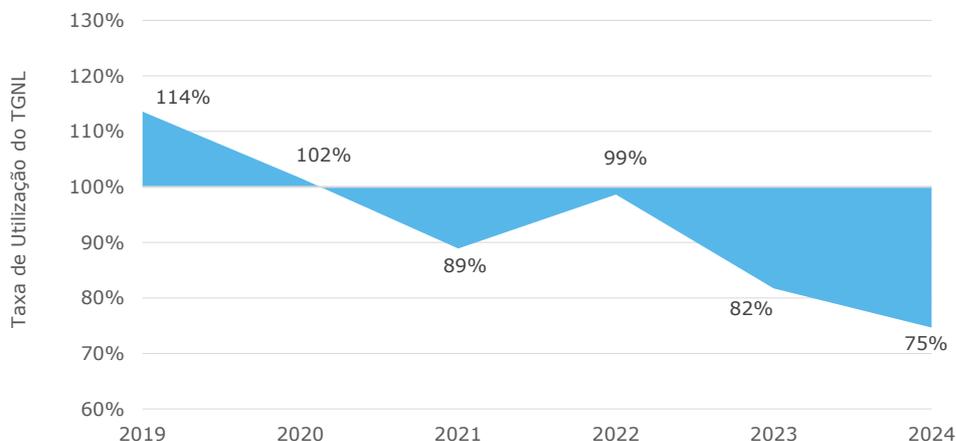


FIGURA 2-18

Evolução da taxa de utilização do cais do TGNL de Sines



Através da análise do quadro e das figuras anteriores, é possível verificar que nos anos 2021, 2022, 2023 e 2024 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 ao mercado no anúncio anual.

Nos anos de 2019 e 2020, realizaram-se mais operações do que aquelas que foram anunciadas no início do ano-gás, resultando uma taxa de utilização do cais do TGNL de Sines 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 uma redução no número de operações efetuadas no cais do TGNL de Sines, passando de 67 operações em 2019 para 53 operações em 2024, salvo o ano 2022 em que se verificou um aumento, comparativamente aos 2 anos anteriores a este.

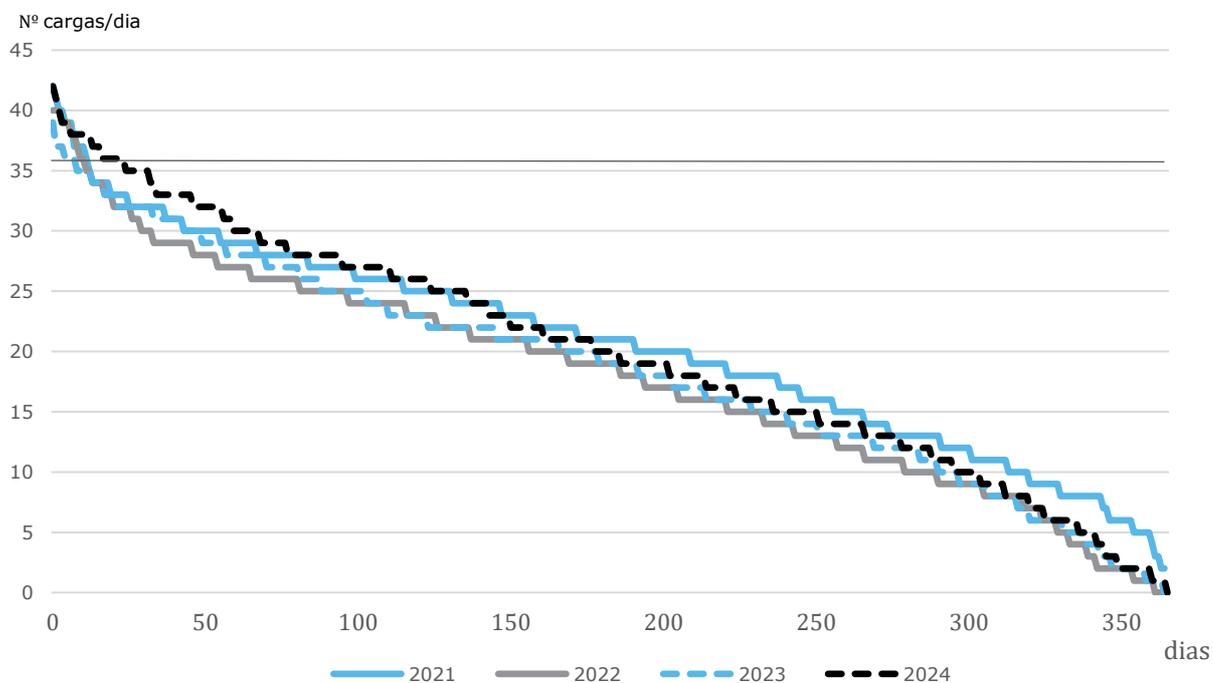
Taxas de utilização das Baías de enchimento de cisternas do TGNL de Sines

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 2021, 2022, 2023 e 2024.

FIGURA 2-19

Distribuição diária da utilização da capacidade das baías de enchimento do TGNL de Sines



Da análise da figura anterior, verifica-se uma utilização elevada das baías de enchimento do TGNL de Sines nos últimos quatro anos, para o abastecimento de cisternas e contentores de GNL.

O gráfico *supra* evidencia que as linhas de distribuição diária de capacidade utilizada nas baías de enchimento ultrapassaram o limite de capacidade máxima de referência da instalação nos últimos quatro anos. Assim, verifica-se que as baías funcionaram acima da sua capacidade diária máxima de referência em 11 dias do ano 2021, 9 dias do ano 2022, em 4 dias de 2023 e em 16 dias do ano 2024, indicando a necessidade de expansão da capacidade instalada.

2.4. QUALIDADE DE SERVIÇO

O operador da RNTG 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

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 RNTG para o período compreendido entre aos anos 2020 e 2024.

QUADRO 2-14

Indicadores gerais para a qualidade de serviço da RNTG

Indicador	2020	2021	2022	2023	2024
Número médio de interrupções por pontos de saída	0	0	0	0	0
Duração média das interrupções por pontos de saída (minutos/ponto de saída)	0	0	0	0	0
Duração média de interrupção (minutos/interrupção)	0	0	0	0	0

Indicadores gerais para a qualidade de serviço do Armazenamento Subterrâneo do Carricho

A continuidade do serviço de fornecimento do Armazenamento Subterrâneo do Carricho é avaliada com base nos seguintes indicadores:

- Cumprimento das nomeações de extração de gás, correspondente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento das nomeações de injeção de gás, equivalente ao quociente entre o número de nomeações cumpridas e o número total de nomeações;
- Cumprimento energético de armazenamento, determinado com base no erro quadrático médio da energia extraída e injetada no armazenamento subterrâneo nomeada relativamente à energia extraída e injetada.

O quadro seguinte apresenta os valores anuais para o período compreendido entre os anos 2020 e 2024.

QUADRO 2-15

Indicadores gerais para a qualidade de serviço do Armazenamento Subterrâneo do Carricho

Indicador	2020	2021	2022	2023	2024
Cumprimento das nomeações de extração de gás natural	99,95%	100,00%	100,00%	99,86%	99,96%
Cumprimento das nomeações de injeção de gás natural	99,80%	100,00%	100,00%	99,99%	99,82%
Cumprimento energético de armazenamento	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,99%

Indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines

A continuidade do serviço de fornecimento do TGNL de Sines 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 do TGNL de Sines relativamente ao período compreendido entre aos anos 2020 e 2024.

QUADRO 2-16

Indicadores gerais para a qualidade de serviço do TGNL de Sines

Indicador	2020	2021	2022	2023	2024
Cumprimento do serviço comercial (nomeações):	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Injeção de gás para a rede (injetado/solicitado)	99,70%	99,85%	99,85%	99,90%	99,93%
Disponibilidade da instalação	99,97%	99,86%	100,00%	99,95%	100,00%

2.4.2. Características do gás

A caracterização do gás é baseada nas monitorizações aos pontos de interligação da RNTG, 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 e para a Densidade relativa do gás, de acordo com os valores apresentados no quadro seguinte.

QUADRO 2-17

Limites para o Índice de Wobbe e para a densidade relativa

I. Wobbe [kWh/m ³ (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 e Densidade relativa nos pontos de monitorização da RNTG (Campo Maior e TGNL de Sines).

QUADRO 2-18

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

		Campo Maior		TGNL de Sines	
Ano	Intervalos	I. Wobbe KWh/m3(n)	Densidade relativa	I. Wobbe KWh/m3(n)	Densidade relativa
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
2021	Mínimo	14,66	0,58	15,025	0,575
	Máximo	15,406	0,624	15,423	0,622
	Mediana	15,168	0,601	15,255	0,6
2022	Mínimo	14,616	0,574	14,997	0,574
	Máximo	15,35	0,632	15,368	0,611
	Mediana	15,155	0,595	15,21	0,6
2023	Mínimo	14,702	0,575	15,003	0,575
	Máximo	15,415	0,633	15,421	0,616
	Mediana	15,162	0,592	15,167	0,591
2024	Mínimo	14,880	0,575	15,026	0,574
	Máximo	15,501	0,625	15,492	0,624
	Mediana	15,240	0,598	15,216	0,596

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 que respeita às infraestruturas da RNTG, Armazenamento Subterrâneo do Carrigo e TGNL de Sines, deu-se continuidade aos programas de modernização de ativos, atualização tecnológica em sistemas de comando e controlo e emergência, bem como ao nível das aplicações de gestão, incluindo as associadas à Gestão Técnica Global do SNG.



3

PRESSUPOSTOS

REN

3.1. ENQUADRAMENTO

Até ao final do mês de março dos anos ímpares, o operador da RNTG deve entregar junto da DGEG e da ERSE a proposta de PDIRG 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 2026-2035, o seu início teve lugar ainda durante o ano de 2024.

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 PDIRG, era previsto ficarem concluídos até 31 de dezembro de 2025.

Este capítulo inclui também uma explanação sobre a organização dos projetos de investimento (Base e Complementares), o contexto legislativo e regulamentar nacional e Europeu sobre gases renováveis, incluindo o hidrogénio e o biometano, uma síntese do Plano "REPowerEU" e do contexto legislativo associado à constituição da reserva estratégica nacional de gás natural, a previsão da evolução da procura e da oferta e os critérios de planeamento.

3.2. APRESENTAÇÃO DOS PROJETOS DE INVESTIMENTO

Na presente proposta de PDIRG 2026-2035, os projetos estão organizados em dois grupos principais de projetos: (i) Projetos Base e (ii) Projetos Complementares.

3.2.1. Projetos Base

O grupo dos Projetos Base (apresentados no Capítulo 4) incorpora aqueles projetos que deverão ser realizados para que se possa continuar a garantir a segurança, a sustentabilidade e a operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço com os critérios regulamentarmente estabelecidos, projetos cuja iniciativa e decisão depende fundamentalmente de uma apreciação direta dos operadores das respectivas infraestruturas e obrigações associadas às suas atividades correntes, tendo em conta a avaliação que realizam sobre o estado dos ativos e da sua envolvente, bem como a segurança de pessoas, bens e de operação das infraestruturas.

Fazem também parte dos Projetos Base investimentos 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 SNG, às atividades de Operação de Mercado e à Rede de Telecomunicações de Segurança, investimento não básico e a inscrever em programas de investimento corrente urgente de forma a acomodar, entre outros, imprevistos e necessidades supervenientes durante parte do primeiro quinquénio do presente PDIRG.

Nos Projetos Base, devem ser incluídos os seguintes tipos de projetos:

- projetos de remodelação, modernização e digitalização de ativos em serviço, por obsolescência, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- projetos destinados a garantir a continuidade e a qualidade de serviço em pontos de ligação a utilizadores da rede já constituídos (pontos de entrega à RNDG, a clientes diretos em AP e nas interligações);
- projetos de gestão integrada de vegetação;
- projetos para cumprimento de compromissos 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 considerados nos respetivos PDIRD;
- projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO₂, quer pela integração de fontes de energia renováveis para autoconsumo, de adaptação às alterações climáticas e mitigação do respetivo risco, bem como para prevenção e redução das emissões de metano;

- projetos no âmbito da Gestão Técnica Global do SNG, nomeadamente nas vertentes operação do SNG, Operação de Mercado e Rede de Telecomunicações de Segurança;
- outros investimentos (e.g. investimento em tecnologias de informação).

Nos Projetos Base estão ainda incluídos investimentos referentes às rubricas “Investimento corrente urgente” e ao “Investimento não básico”, melhor definidas no Capítulo 4.

3.2.2. Projetos Complementares

Os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRG são projetos que decorrem de necessidades com motivação externa à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representem compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos respetivos PDIRD. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por parte de *stakeholders* externos, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Esta edição do PDIRG inclui, no conjunto dos Projetos Complementares, o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carrigo a misturas de hidrogénio e gás natural até 10% em volume, para cumprimento do plano de certificação das infraestruturas e um projeto piloto para o biometano. Estes projetos complementares são apresentados com datas-objetivo identificadas para as respetivas transferências para exploração, para as quais é necessária a correspondente tomada de decisão pelo Concedente na presente sede.

Adicionalmente, são apresentados dois projetos complementares, sem data-objetivo fixadas, relativos à construção de duas novas cavidades a desenvolver no parque de cavidades do AS do Carrigo (no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro) e ao gasoduto de alta pressão Monforte-Évora. A concretização destes projetos deve considerar um período mínimo de cinco anos após a tomada de decisão.

3.3. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR SOBRE GASES RENOVÁVEIS, INCLUINDO O HIDROGÉNIO E O BIOMETANO

Neste subcapítulo pretende-se enquadrar o contexto legislativo e regulamentar nacional e europeu, bem como as perspetivas de evolução do sector do gás em Portugal em alinhamento com as orientações de política energética associadas à neutralidade carbónica e à segurança do abastecimento, incluindo a incorporação de gases renováveis na RNTIAT. Deste modo, apresentam-se os temas associados à Diretiva (UE) 2024/1788 e Regulamento (UE) 2024/1789, ao 'Roteiro Nacional para a Neutralidade Carbónica 2050'¹⁴, ao 'Plano Nacional de Energia e Clima 2030'¹⁵, à 'Estratégia Nacional para o Hidrogénio'¹⁶, ao Cenário energético CN50 (DGEG), ao 'Decreto-Lei n.º 62/2020'¹⁷: organização e regime jurídico do Sistema Nacional de Gás, com incorporação de gases renováveis', à Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de março de 2024, que apresenta o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040¹⁸ e ao Regulamento (EU) 2024/1787 de 15 de julho de 2024, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia. Alguns dos textos apresentados neste subcapítulo foram transcritos a partir dos documentos oficiais identificados *infra* em *notas de rodapé*.

Os gases de origem renovável desempenham um papel relevante na transição energética da economia nacional, de forma a garantir as metas de neutralidade carbónica da economia cujas trajetórias foram reiteradas pelo Governo Português na última versão do Plano Nacional de Energia e Clima 2030, de outubro de 2024. A descarbonização da economia implica um esforço de investimento, com necessidade de reforço de infraestruturas para integração de fontes renováveis, não descuidando a necessidade de investimentos que garantam a sustentabilidade do SNG com a proliferação de gases de origem renovável, de forma a acelerar a endogeneidade dos recursos e promover soluções custo-eficazes para os consumidores finais.

A sustentabilidade do SNG é potenciada por políticas públicas que promovem a utilização de recursos endógenos e contribuem para reduzir a dependência energética, reconhecendo os ativos de transporte de energia como instrumentos essenciais para veicular a energia proveniente de fontes renováveis até aos consumos.

O planeamento das infraestruturas implicará a preparação das mesmas para a injeção de hidrogénio em regime de *blending* e incorporação total de gases intermutáveis como o biometano e metano sintético. O potencial de contribuição das infraestruturas de transporte de gás e hidrogénio no seio da transição energética deve ser equacionado, quer com o incremento da segurança de abastecimento, ao reduzir a dependência externa do contexto geopolítico, quer como fator

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

¹⁵ Plano disponível em https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/20241030_pnec2030_maen.pdf

¹⁶ Estratégia (RCM n.º 63/2020) disponível em <https://dre.pt/home/-/dre/140346286/details/maximized>

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

¹⁸ Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 disponível em <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2024/03/05400/0003000080.pdf>

potenciador da criação de acesso equitativo à energia, ao reduzir a exposição nacional aos mercados internacionais pela produção interna destes.

Diretiva (UE) 2024/1788 e Regulamento (UE) 2024/1789

O pacote de descarbonização do hidrogénio e do gás da UE, composto pela Diretiva (UE) 2024/1788 e pelo Regulamento (UE) 2024/1789, foi adotado em maio de 2024. As regras revistas do mercado do gás entraram em vigor no dia 15 de julho de 2024, após a sua publicação no Jornal Oficial da UE. Este pacote atualiza as regras do mercado de gás natural da União Europeia, estabelecidas na Diretiva do Gás 2009/73/CE e no Regulamento do Gás 715/2009, introduzindo também um novo quadro regulamentar para as infraestruturas dedicadas ao hidrogénio.

Esta regulamentação europeia tem como propósito principal criar as condições para reduzir a pegada de carbono do mercado de gás, através da transição do gás natural fóssil para gases renováveis e de baixo carbono, impulsionando a sua adoção na UE até 2030 (em 2050, estes gases renováveis e de baixo carbono deverão cobrir dois terços de todos os combustíveis gasosos no mix energético), reforçar a segurança do abastecimento e reduzir a dependência de combustíveis fósseis importados na UE e promover o hidrogénio como vetor energético fundamental para a descarbonização da economia europeia. Destacam-se temas como a criação de uma nova entidade europeia que associa os Operadores de Redes de Hidrogénio (ENNOH), que será independente das atuais congéneres para o gás (ENTSOG) e para a eletricidade (ENTSO-E), mas explorando as sinergias da cooperação entre os três sectores; a autonomia de cada regulador nacional para estabelecer as suas próprias tarifas de rede, mas com a obrigação de consulta aos reguladores dos países vizinhos e apresentação da proposta à Agência da União Europeia de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER); a aplicação de descontos às tarifas de acesso aplicáveis ao biometano (objetivo indicativo de 35 bcm até 2030) e a criação de um regime de separação de atividades intra e inter sectoriais com derrogações que permitam criar condições de implementação eficiente do mercado do H2. No imediato é de extrema importância a transcrição da Diretiva (UE) 2024/1788 para o direito nacional de modo a possibilitar a indicação da entidade reguladora para o setor e a certificação oficial dos Operadores de Redes de Transporte de Hidrogénio (HTNO - Hydrogen Transmission Network Operator) ao abrigo deste Pacote de Gás, elementos críticos para o desenvolvimento de infraestruturas de hidrogénio, em particular dos projetos incorporados no corredor H2med. Deste modo, os países da União Europeia devem transpor a Diretiva para o direito nacional até ao dia 5 de agosto de 2026. Quando transpostas, as novas regras irão reger a utilização de gases renováveis e de baixo carbono, incluindo o hidrogénio, garantindo simultaneamente a segurança do aprovisionamento e a acessibilidade da energia a todos os cidadãos da UE.

Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050)

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

Cenário Energético CN50

A Divisão de Estudos, Investigação e Renováveis da DGEG apresentou a atualização do cenário *Carbon Neutrality by 2050* ("CN50") na página eletrónica da DGEG em fevereiro de 2025¹⁹.

Segundo a DGEG, este cenário de neutralidade carbónica para 2050 no setor energético, destina-se ao desenvolvimento, apoio e monitorização de Políticas Públicas em energia/emissões; na transposição de Diretivas Europeias; para satisfazer obrigações de reporte de Portugal junto da UE; em estudos de prospetiva e projetos de investigação; e na resposta aos numerosos pedidos de informação nacionais e internacionais submetidos à DGEG.

O Cenário Energético CN50 apresenta estimativas associadas aos valores de gases renováveis, incluindo o hidrogénio, o biometano e o metano sintético.

No quadro seguinte são apresentados os valores de produção nacional de hidrogénio, discriminados por três métodos principais: reforma de gás natural, processo termo-eletrólise de água. Estes dados fornecem uma visão geral das diferentes abordagens para a produção de hidrogénio no país, segundo a estimativa do cenário CN50.

¹⁹ <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/investigacao-e-inovacao/publicacoes-relatorios-estudos/cenario-energetico-cn50-update-2024/>

QUADRO 3-1

Produção nacional de hidrogénio

	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Através de reforma do gás natural	1,2	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Via termo-eletrólise	0,1	0,4	0,6	0,8	1,4	1,7	2,2	2,5	3,1	3,3	3,6	4,2	4,4
Através de eletrólise	2,6	6,4	10,3	16,7	23,3	30,6	38,9	47,2	53,6	60,0	66,1	72,5	78,9
Total	3,9	7,5	11,1	17,8	24,4	32,2	41,1	50,0	56,7	63,3	70,0	76,7	83,3
Total renovável	2,8	6,9	11,1	17,8	24,4	32,2	41,1	50,0	56,7	63,3	70,0	76,7	83,3

TWh

No quadro seguinte são apresentados os valores associados à utilização final nacional do hidrogénio renovável, distribuída pelos principais setores de consumo.

QUADRO 3-2

Utilização final nacional do hidrogénio renovável

	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Procura final de energia													
Agricultura	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pescadores	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construção e obras públicas	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Indústria extrativa	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,06	0,06	0,06	0,08	0,08	0,11	0,11	0,14
Indústria transformadora	0,33	1,47	3,11	4,42	5,67	6,64	7,58	8,53	9,44	10,33	11,25	12,14	12,97
Diretamente sob a forma de hidrogénio	0,22	1,22	2,72	3,97	5,19	6,17	7,14	8,11	9,03	9,94	10,89	11,81	12,67
Através de gases de rede	0,08	0,25	0,39	0,44	0,47	0,47	0,47	0,44	0,42	0,39	0,36	0,33	0,31
Transportes	0,03	0,06	0,14	0,56	0,97	2,58	4,44	6,42	8,47	10,61	12,83	15,11	17,42
Camiões	0,00	0,00	0,03	0,03	0,08	0,14	0,28	0,47	0,75	1,08	1,47	1,92	2,39
Autocarros	0,00	0,00	0,03	0,03	0,08	0,14	0,28	0,47	0,75	1,08	1,47	1,92	2,39
Carros, carrinhas e motocicletas	0,03	0,03	0,08	0,11	0,19	0,33	0,47	0,67	0,89	1,14	1,39	1,67	1,97
Locomotivas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,03
Navegação doméstica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Pilhas de combustível	0,01	0,03	0,04	0,08	0,11	0,14	0,17	0,20	0,23	0,26	0,29	0,31	0,34
Gases	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Navegação internacional	0,00	0,03	0,03	0,08	0,11	0,14	0,17	0,19	0,22	0,25	0,28	0,31	0,33
Pilhas de combustível	0,01	0,03	0,04	0,08	0,11	0,14	0,17	0,20	0,23	0,26	0,29	0,31	0,34
Gases	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aviação doméstica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,31	0,50	0,67	0,83	1,00	1,14	1,28
Aviação internacional	0,00	0,00	0,00	0,25	0,50	1,72	2,89	4,03	5,11	6,14	7,14	8,08	9,00
Habitacões	0,03	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,06	0,06	0,06
Serviços	0,03	0,06	0,08	0,08	0,11	0,11	0,11	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Total	0,28	1,67	3,33	5,28	6,94	9,44	12,22	15,28	18,33	21,39	24,44	27,50	30,83
Utilizações como matéria bruta													
Indústria Química	0,06	0,11	0,22	0,39	0,61	0,86	1,08	1,25	1,33	1,39	1,42	1,44	1,44
Exportação Líquida													
Total	0,56	1,39	1,39	1,39	3,89	4,17	4,44	5,56	4,44	3,89	3,61	3,89	6,67
Perdas													
Armazenamento e transmissão	0,00	0,03	0,03	0,06	0,06	0,08	0,14	0,17	0,19	0,22	0,25	0,28	0,31

TWh

A descarbonização da rede de gás é descrita no CN50 como sendo um processo progressivo, com a introdução de hidrogénio e metano renovável, incluindo biometano e metano sintético (RFNBO).

No quadro seguinte é apresentada a procura de gás no SNG de acordo com o cenário CN50 da DGEG.

QUADRO 3-3

Gases na rede pública de gás (SNG)

	2026	2028	2030	2032	2034	2036	2038	2040	2042	2044	2046	2048	2050
Mercado Convencional	33,8	32,4	30,6	27,8	25,0	22,4	19,6	17,1	15,4	13,8	12,7	11,8	11,1
Gás natural	25,9	24,4	22,9	20,3	17,8	15,0	12,1	9,7	7,3	5,0	3,0	1,4	0,0
Metano renovável	0,5	0,9	1,3	1,6	1,8	2,6	3,6	4,4	6,2	7,7	8,9	9,8	10,5
Metano sintético	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4	1,1	2,1	3,0	4,6	6,0	7,2	8,1	8,8
Biometano	0,5	0,9	1,3	1,1	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,8	1,8
Hidrogénio renovável	0,2	0,5	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5
Refinação de petróleo	6,9	6,2	5,3	4,7	4,1	3,4	2,6	1,8	1,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Transportes rodoviários	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Navegação doméstica	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Navegação internacional	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0
Mercado Elétrico (CCGT)	11,7	8,7	6,6	3,8	3,0	1,5	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	45,5	41,0	37,3	31,6	28,0	23,9	19,9	17,1	15,4	13,8	12,7	11,8	11,1

TWh

Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC 2030)

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 149/2024, de 30 de outubro de 2024, procede à publicação da revisão 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 2045.

As metas são ambiciosas²⁰ e assentam na eletrificação, na incorporação das FER, na eficiência energética e na redução da intensidade carbónica, sublinhando a importância do desenvolvimento

²⁰ Destacam-se algumas das metas estabelecidas no PNEC 2030: redução de emissões de GEE no intervalo de -55% (em relação a 2005); incorporação de FER de 51%; o consumo de energia primária não deve exceder o limite de 17 Mtep; o consumo de energia final não deve exceder o limite de 14 Mtep; e definição da meta de 15% de Interligações Elétricas.

de uma estratégia complementar para a produção de gases renováveis, com destaque para o hidrogénio e para o biometano.

A revisão do PNEC 2030 incorpora os objetivos, princípios e obrigações previstos na Lei de Bases do Clima ("LBC"), que têm impacto direto na estratégia climática e energética nacional. Entre as principais medidas, inclui-se a limitação da comercialização de novos veículos ligeiros movidos exclusivamente a combustíveis fósseis até 2035 e a proibição do uso de gás natural de origem fóssil na produção de eletricidade a partir de 2040, salvo para garantir a segurança do abastecimento. O uso de gás natural fóssil será, portanto, restrito a situações de backup no sistema de produção de eletricidade.

Para atingir esses objetivos, será promovida a produção e integração crescente de gases renováveis, em particular o hidrogénio verde e o biometano. A descarbonização gradual das centrais térmicas a gás natural será garantida, com a incorporação progressiva de percentagens de gases renováveis até alcançar, em 2040, a total descarbonização dessas centrais.

Estratégia Nacional para o Hidrogénio

O objetivo do governo Português de alcançar a neutralidade carbónica durante a primeira metade deste século 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 Estratégia Nacional para o Hidrogénio ("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.

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.

Neste aspeto em particular, com as primeiras manifestações de interesse por parte de promotores de projetos de produção de hidrogénio verde em injetar essa sua produção na RNTG, a REN realizou um conjunto de estudos com vista a avaliar a adequação das infraestruturas de Transporte e Armazenamento para acomodar misturas de H2 com gás natural e certificar, por entidade independente, as condições para operar nessas condições, para além de avaliar e estimar a capacidade de receção da RNTG nos seus diferentes lotes, de acordo com metodologia publicada no Regulamento da RNTG (Despacho n.º 3264/2025, de 13 de março, da DGEG).

Devido ao plano de ação atualmente em vigor para a adequação da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural à incorporação de misturas gasosas de gás natural com hidrogénio, é necessário cumprir um limite máximo de concentração de hidrogénio na mistura gasosa transportada pelos gasodutos, com a finalidade de garantir a segurança do abastecimento. Dado que existe um valor máximo admissível de hidrogénio na mistura com gás natural, a capacidade de cada ponto da rede para receber hidrogénio depende essencialmente do caudal de gás que circula nesse ponto e da sua composição química (em termos da concentração prévia de hidrogénio). Assim, a possibilidade de injeção de hidrogénio em um determinado ponto está condicionada não apenas pela procura de gás, mas também pelas injeções de hidrogénio em outros pontos da rede.

Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto: 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, de 28 de agosto, procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/692 e dá resposta à EN-H2, renomeando o Sistema Nacional de Gás Natural como Sistema Nacional de Gás e redefinindo a sua organização e funcionamento, bem como o respetivo 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 Sistema Elétrico Nacional.

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 deve incorporar a produção de outros gases;
- A elaboração do Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT 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 futuro 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 RNTG, tal como já decorre da Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro.

Assim, tendo em conta o enquadramento referido anteriormente nas peças regulamentares/legislativas supramencionadas, em particular o Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, conjugado com a EN-H2, o operador da RNTG apresenta um conjunto de projetos com vista a garantir a qualidade e a segurança da operação futura da RNTIAT neste contexto.

Deste modo, apresenta-se no Capítulo 5, no âmbito dos Projetos Complementares, o Projeto de Adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas gás natural e hidrogénio até 10% em volume, onde se faz uma identificação dos ativos que carecem de intervenção e/ou substituição para adaptação daquelas infraestruturas às novas misturas gasosas.

Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (PAB)

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de março de 2024, apresenta o Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, que visa desenvolver o mercado de biometano em Portugal de forma sustentável. Este Plano pretende desenvolver o biometano até 2040 como uma alternativa renovável ao gás natural importado, aproveitando os recursos endógenos nos setores industriais e doméstico, incluindo a mobilidade.

O PAB é dividido em duas fases:

- Fase 1 (2024-2026): Criação do mercado de biometano, com ações como a produção de biogás (principalmente de RSU), investimentos em novas unidades de biogás, incentivos ao biometano, clarificação dos processos de licenciamento e integração do gás renovável na rede de gás natural. Em relação a este último é de realçar o facto do biometano obtido, por exemplo a partir da digestão anaeróbia de resíduos, poder vir a ser injetado na rede de gás natural sem limitações, devido à sua intermutabilidade com o gás natural, ou ser utilizado em Unidades Autónomas de Gás ("UAG");
- Fase 2 (2026-2040): Consolidação do mercado e expansão da produção de biometano, incluindo o aproveitamento de resíduos pecuários (estrumes e chorumes) e a adoção de tecnologias inovadoras para a produção de biometano, como a gaseificação e 'power-to-methane', e consequente criação de novas cadeias de valor. O foco será também no aumento do financiamento em I&D&I nas áreas de investigação associadas ao aproveitamento deste gás alternativo.

O PAB identifica cinco setores estratégicos para o desenvolvimento do biometano: RSU, águas residuais, agricultura, pecuária e agroindústria. Segundo as metas estabelecidas, a produção de biometano a partir da digestão anaeróbia das matérias-primas residuais desses setores pode atingir cerca de 2,7 TWh em 2030, substituindo até 9,1% do consumo de gás natural, e 3,1 TWh em 2040, com tecnologias inovadoras permitindo um aumento para 5,6 TWh e a substituição de até 18,6% do gás natural, em relação aos valores de consumo na Rede Pública de Gás ("RPG") previstos para 2030.

Para concretizar este potencial é essencial prosseguir o quadro de apoio ao investimento ou à operação, que pode ser via apoios ao CAPEX ou OPEX.

É reconhecido que a injeção de biometano na rede de gás deverá ser potenciada, promovendo a adequação das infraestruturas de gás para suportar a veiculação de biometano, garantindo a compatibilidade técnica e a qualidade do gás entregue aos consumidores. Registe-se, que o quadro legislativo e regulamentar em vigor apenas prevê a injeção de gases renováveis ou de baixo teor de carbono através de ligação por gasoduto, seja à rede de transporte, seja à rede de distribuição. Esta situação é limitativa para a injeção de gases renováveis no SNG, em particular do biometano

com origem em resíduos agrícolas, que tem uma parte não despiciante do seu potencial de produção em zonas do interior do país, onde não existe infraestrutura de gás ou onde a capacidade de receção existente para acomodar esta produção é limitada.

Em Portugal, o mercado de biometano encontra-se ainda numa fase incipiente de desenvolvimento, com apenas uma unidade produção piloto concluída, localizada na região de Trás-os-Montes. Esta situação deve-se a um conjunto de fatores, de mercado e regulamentares identificados no PAB.

No que respeita às infraestruturas, é identificado o acesso às Redes Pública de Gás como um fator limitante ao desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal, seja pelos custos de ligação à rede terem de ser suportados pelos produtores de biometano, seja por parte do potencial de produção estar localizado em zonas onde a capacidade de receção existente é baixa ou inexistente por ausência de infraestruturas de transporte e distribuição nas proximidades.

Por outro lado, as fontes de produção de biometano têm diferentes origens, destacando-se o setor dos resíduos urbanos, o das águas residuais, o alimentar e o setor primário (pecuária e agrícola), as quais representam contextos comerciais e regulamentares que induzem diferentes potenciais de localização, preço e emissões de CO₂ evitadas, entre outras. Do ponto de vista das manifestações de interesse para injeção na RNTG à data de publicação deste Plano, a produção de Biometano com base em resíduos pecuários ou agrícolas é predominante.

No PAB estima-se que o potencial de implementação de 2,7 TWh de biometano em 2030 decorra principalmente do aproveitamento da capacidade de biogás já instalada, inicialmente utilizada para produzir eletricidade e/ou calor para autoconsumo e injeção da rede elétrica em regime especial de contratos de 'feed-in', mas que está progressivamente a transitar para operação em condições de mercado. Uma base importante das matérias primas utilizadas para alcançar a meta de 2030 corresponde também a efluentes pecuários (cerca de 35%) que, segundo a Estratégia Nacional para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais 2030 (ENEAPAI 2030), estão bastante concentrados na região do Alentejo.

Visando criar condições para uma implementação efetiva do PAB, foi criado, em fevereiro de 2025, o Grupo de Acompanhamento e Coordenação do Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 ("GAC-PAB"), em linha com o previsto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março. Este grupo de trabalho é composto por um vasto número de representantes de gabinetes ministeriais, instituições públicas e privadas, estando também a REN representada no GAC-PAB. Até 31 de dezembro de 2026 será apresentada uma proposta de revisão do GAC-PAB e a partir dessa data o atual GAC-PAB cessará as suas funções.

Leilão para a compra centralizada de biometano e hidrogénio

Nos termos do Decreto-Lei n.º 62/2020, e através da Portaria n.º 15/2023 veio estabelecer o sistema de compra centralizada, pelo Comercializador de Último Recurso gasista (CURg), de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, que estabeleceu a abertura de um procedimento concorrencial após a aprovação das respetivas peças pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Através do Despacho n.º 5971-A/2024, o Governo procedeu à abertura do referido procedimento e à aprovação das respetivas peças. As quantidades máximas para a

contratualização de aquisição de gases renováveis foram de 150 GWh/ano (PCS) para o biometano e de 120 GWh/ano (PCS) para o hidrogénio renovável, tendo sido admitidas propostas de licitação limitadas aos preços máximos base de 62 euro/MWh para o biometano e de 127 euro/MWh para o H2 renovável. O apoio do Estado aos projetos assume a forma de um prémio variável ao abrigo de um contrato bilateral por diferenças, a celebrar por um período de dez anos. O leilão teve o término da sua fase de licitação em fevereiro de 2025, com a atribuição final a oito projetos de hidrogénio renovável, metade dos quais para injeção na RNTG, bem como um projeto de biometano para injeção na RNDG.

Regulamento (EU) 2024/1787 do Parlamento Europeu e do Conselho, publicado a 15 de julho de 2024, relativo à redução das emissões de metano no setor da energia

Este regulamento prevê regras para a medição, quantificação, monitorização, comunicação e verificação rigorosas das emissões de metano no setor da energia da UE, devendo a implementação destas começar gradualmente a partir de 2025.

Para além de estabelecer um conjunto de restrições às emissões provenientes da extração, transformação e transporte de combustíveis fósseis nos Estados-Membros, bem como aos exportadores de petróleo, carvão e gás natural que fornecem a UE, este novo regulamento estipula ainda a necessidade de cada Estado-Membro nomear pelo menos uma entidade competente para assegurar a devida fiscalização das normas estabelecidas.

Este diploma obrigará, entre outros, à realização de campanhas específicas e periódicas, à elaboração de relatórios de emissões de metano, ao desenvolvimento de um programa de deteção e reparação de fugas e informação pormenorizada sobre as metodologias de quantificação.

OGMP 2.0 Oil and Gas Methane Partnership

Embora seja um Quadro voluntário de relato, a OGMP 2.0, é uma instituição que resultou de uma parceria que incluiu a UNEP, a CCAC, a Comissão Europeia, o *Environmental Defense Fund* e 62 empresas de petróleo e gás. Esta organização estabeleceu-se como o quadro de referência mais abrangente para a transparência na comunicação de emissões de metano no setor de petróleo e gás e exige que as empresas relatem emissões de metano de todas as fontes, com uma precisão e detalhe sem precedentes, além de ligar diretamente os relatórios às ações de mitigação estratégicas. Este quadro oferece às empresas credibilidade para demonstrar reduções reais de emissões de metano aos seus *stakeholders* da indústria.

Define o reporte de emissões em cinco níveis, de acordo com o local de medição e reconciliação de dados, a saber:

- Nível 1: Emissões reportadas sem discriminação por categorias, estimadas com fatores normalizados;
- Nível 2: Emissões reportadas com discriminação por categorias, estimadas com fatores normalizados;

- Nível 3: Inclui a estimativa das emissões ao nível dos ativos para todas as fontes através da utilização de fatores de emissão, mas ao nível das fontes;
- Nível 4: Inclui medição e amostragem ao nível da fonte para estabelecer fatores de emissão específicos (EF) e fatores de atividade para estimar as emissões. Podem ser utilizados outros métodos para a quantificação específica do tipo de fonte;
- Nível 5: Para além dos requisitos do Nível 4, o Nível 5 inclui medições complementares a nível do local. Os resultados ao nível do local e ao nível da fonte são comparados no processo de reconciliação para ajudar a melhorar a exatidão, o rigor e a confiança nas emissões comunicadas.

A REN - Redes Energéticas Nacionais, através da REN Gasodutos, REN Armazenagem e a REN Atlântico, foi distinguida com o "Gold Standard Reporting", o prémio mais elevado atribuído pela "Oil and Gas Methane Partnership" (OGMP 2.0) a empresas pelo seu compromisso e atuação na redução das emissões de metano.

3.4. O PLANO REPOWEREU DA COMISSÃO EUROPEIA COM O OBJETIVO DE TORNAR A UNIÃO EUROPEIA INDEPENDENTE DOS COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS RUSSOS ANTES DE 2030

De acordo com o Plano REPowerEU da Comissão Europeia, de 8 de março de 2022, com o objetivo de tornar a União Europeia independente dos combustíveis fósseis russos antes de 2030, as novas realidades geopolíticas e do mercado da energia exigem uma aceleração da transição para as energias limpas e o reforço da independência energética da União Europeia.

Assim, o REPowerEU apresenta-se como o plano da Comissão Europeia para tornar a União Europeia ("UE") independente dos combustíveis fósseis russos muito antes de 2030.

Segundo a Comissão Europeia, 85% dos europeus consideram que a UE deve reduzir a sua dependência do gás e do petróleo russos o mais rapidamente possível.

O REPowerEU estabelece uma série de medidas para reduzir no curto/médio prazo a dependência dos combustíveis fósseis russos e o avanço rápido da descarbonização, aumentando simultaneamente a resiliência do sistema energético à escala da União Europeia.

Este Plano REPowerEU baseia-se essencialmente em três grandes vetores:

- Diversificação das fontes de energia - A União Europeia está a trabalhar com parceiros internacionais para encontrar fontes de aprovisionamento energético alternativas. A curto prazo pretende-se uma garantia de fontes alternativas de gás, petróleo e carvão, e a médio/longo prazo visa-se a garantia do aprovisionamento de hidrogénio renovável;
- Poupança de energia - Todos os cidadãos, empresas e organizações podem e devem poupar energia. Pequenas mudanças de comportamento podem fazer uma diferença significativa, se assumidas por todos os cidadãos. No contexto atual, é necessário prever medidas de contingência em caso de interrupções do aprovisionamento energético;
- Acelerar a transição para energias limpas - A conversão de energia de fontes renováveis endógenas reduz a necessidade de importar energia do exterior. O REPowerEU pretende acelerar a transição ecológica e estimular investimentos significativos associados à produção de energia renovável. A Comissão Europeia pretende criar condições para que a indústria e os transportes substituam mais rapidamente os combustíveis fósseis, a fim de reduzir as emissões de GEE.

A UE definiu como ambição para o ano de 2030 o consumo de 20 milhões de toneladas por ano de hidrogénio, tendo sido ainda definido que deste total, 10 milhões de toneladas anuais sejam produzidas no espaço da União.

No âmbito do Plano REPowerEU, a União Europeia assumiu em 2022 a necessidade de aumentar a produção de biometano, duplicando as ambições de 2030 para uma produção de 35 mil milhões de metros cúbicos, e apontando este gás alternativo como um dos pilares para uma energia mais segura e sustentável na Europa. De referir ainda que seguindo a União Europeia, o biometano pode substituir até 10% o gás natural fóssil consumido na União até 2030.

3.5. CONTEXTO LEGISLATIVO E REGULAMENTAR ASSOCIADO À RESERVA ESTRATÉGICA DE GÁS NATURAL

Neste subcapítulo, pretende-se enquadrar o contexto legislativo e regulamentar associado à criação da reserva estratégica de gás natural pertencente ao Estado Português. Deste modo, apresentam-se os temas com relevância, associados à Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e ao Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro (vd. Anexo 3).

Alguns dos textos apresentados neste subcapítulo foram transcritos a partir dos documentos oficiais identificados *infra* em *notas de rodapé*.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022²¹, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à atual situação de conflito na Ucrânia e a eventuais disrupções futuras, tendo sempre em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. Assim, de acordo com a referida Resolução do Conselho de Ministros, determina-se que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de:

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

O Decreto-Lei n.º 70/2022²², de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás, importa reforçar as reservas do SNG fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado Português.

Assim, no âmbito do contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente PDIRG contempla, nos Projetos Complementares, a criação de duas novas cavidades, desenvolvidas também numa perspetiva de ficarem preparadas para armazenamento de 100% de hidrogénio cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço.

²¹ <https://dre.pt/dre/detalhe/resolucao-conselho-ministros/82-2022-201509699>

²² <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/70-2022-202233711>

3.6. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA PROCURA

Neste 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 compreendido entre 2026 e 2035²³.

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 de ciclo combinado para produção de eletricidade.

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 vindo a ser incluído nas subseqüentes propostas de PDIRGN/PDIRG.

Por questões de coerência com os estudos prospetivos efetuados para o sector do gás no contexto dos pressupostos do "Relatório Monitorização da Segurança de Abastecimento do SNG - Período 2024-2040", os cenários de evolução de consumos de gás do Mercado Convencional considerados neste exercício são os utilizados nas análises do RMSA-G 2023.

Na definição dos cenários da procura consideraram-se, ainda, as Unidades Autónomas de Gás ("UAG") de rede.

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 2023 e que se encontram alicerçadas nas Trajetórias Conservadora 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 2023, que assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029;

²³ O ano de 2025 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 2024.

- 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 2023, que também assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029;
- O Cenário Inferior Conservador do ME, designado neste PDIRG por Cenário Inferior - corresponde à envolvente inferior da procura de eletricidade e considera a Trajetória Conservadora do RMSA-E 2023, que, tal como os dois anteriores, assume o descomissionamento da central de ciclo combinado a gás da Tapada do Outeiro no final de 2029.

Para os períodos 2026-2029 e 2031-2034, os valores do ME resultam de interpolações lineares (baseadas nos resultados das simulações efetuadas para os anos de 2025, 2030 e 2035, em virtude de se tratar de estádios não analisados no RMSA-E 2023.

3.6.1. 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 3-4

Previsão da procura de gás em Portugal continental para o período compreendido entre 2025 e 2035

Cenário Central	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mercado Convencional	31,2	30,8	30,5	30,0	29,7	29,4	28,8	28,2	27,7	27,1	26,6
Mercado Eletricidade	14,2	12,3	10,3	8,4	6,5	4,6	4,5	4,5	4,4	4,4	4,3
Consumo Total de Gás	45,4	43,1	40,8	38,5	36,2	34,0	33,3	32,7	32,1	31,5	30,9

Cenário Superior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mercado Convencional	33,7	33,8	34,0	34,1	34,2	33,8	33,0	32,2	31,4	30,6	29,7
Mercado Eletricidade	15,0	12,9	10,9	8,9	6,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8
Consumo Total de Gás	48,6	46,7	44,9	43,0	41,1	38,8	37,9	37,1	36,2	35,4	34,6

Cenário Inferior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Mercado Convencional	31,5	31,3	31,0	30,8	30,5	30,3	29,8	29,4	29,0	28,6	28,2
Mercado Eletricidade	13,0	11,3	9,5	7,8	6,0	4,3	4,3	4,2	4,2	4,1	4,1
Consumo Total de Gás	44,6	42,6	40,6	38,6	36,6	34,6	34,1	33,6	33,2	32,7	32,3

TWh

No quadro *supra* e nas figuras *infra*, 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 2025-2030 e 2030-2035. A análise à tendência de evolução de longo prazo permite concluir que os cenários apresentados apontam para um pendor decrescente da procura de gás no médio/longo prazo. A taxa média de crescimento anual do mercado total de gás para o período 2025-2030 é de -5,6% para o Cenário Central, de -4,4% para o Cenário Superior, e de -4,9% para o Cenário Inferior. A taxa média de crescimento anual do mercado total de gás para o período 2030-2035 é de -1,9% para o Cenário Central, de -2,3% para o Cenário Superior e de -1,4% para o Cenário Inferior.

Estes resultados e tendências de longo prazo advêm das diferentes trajetórias de crescimento económico que sustentam cada cenário, e do nível de equilíbrio das taxas de evolução do consumo de gás dos diferentes sectores do Mercado Convencional, bem como das perspetivas de evolução da eficiência energética, da mobilidade a gás, e da evolução da potência disponível no setor da cogeração.

Relativamente ao Mercado Elétrico, a redução verificada resulta do forte incremento das FER para produção de eletricidade previsto no RMSA-E 2023, nomeadamente de eólica e solar, bem como das medidas de eficiência energética e do aumento de autoconsumo que conduzem, na segunda metade da próxima década, a uma redução do consumo de eletricidade abastecido pela rede pública. Contudo, o aparecimento de novos grandes consumos industriais, associados a processos de eletrólise, instalações de *data-center* ou outros, pode alavancar um forte aumento do consumo de eletricidade, fundamentalmente utilizando eletricidade produzida a partir de fontes de energias renováveis. Neste sentido, no longo prazo todos os cenários são caracterizados por uma

substancial redução na procura de gás, induzida pela menor utilização das centrais a ciclo combinado.

FIGURA 3-2

Previsão de procura de gás do Cenário Central

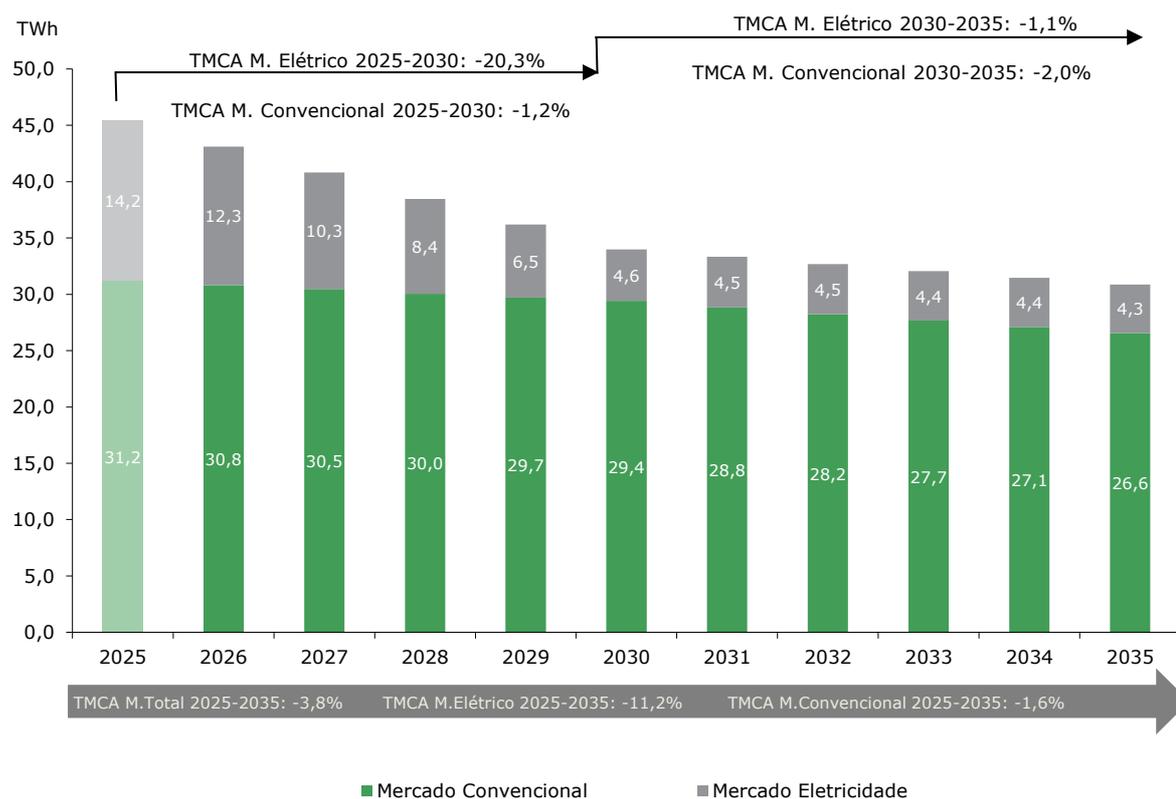


FIGURA 3-3

Previsão de procura de gás do Cenário Superior

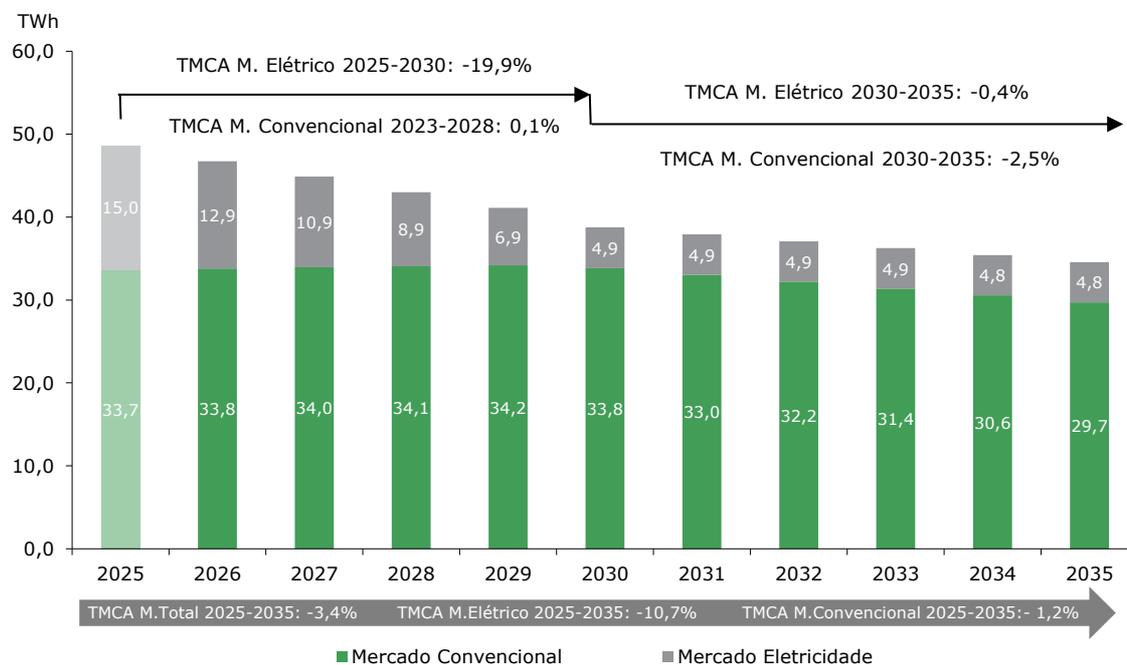
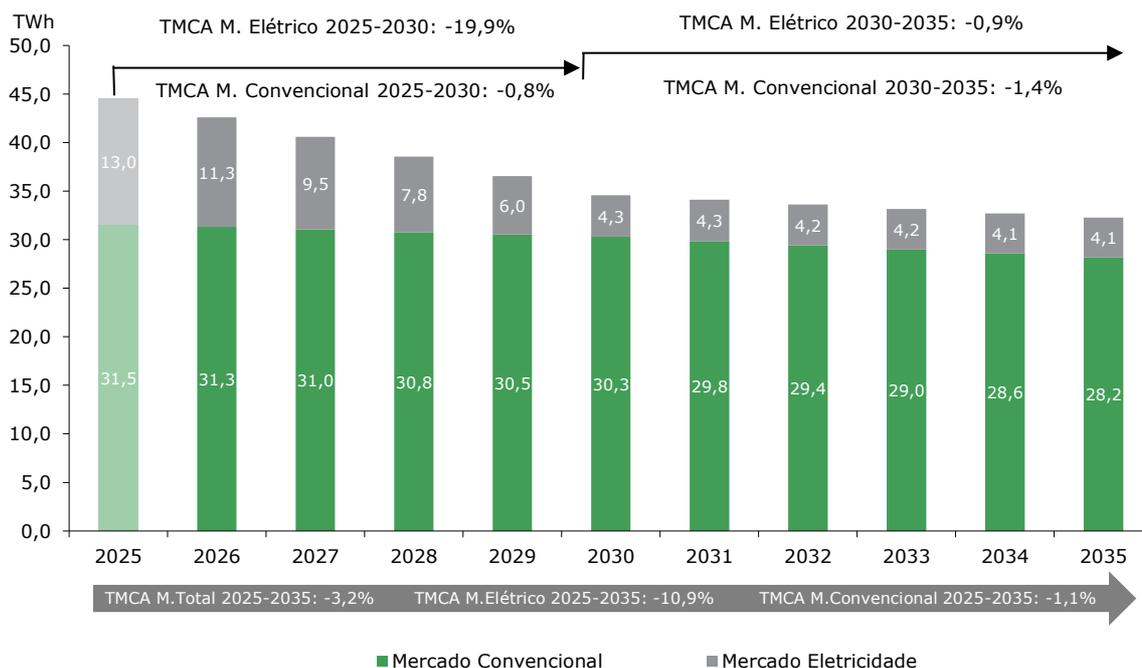


FIGURA 3-4

Previsão de procura de gás do Cenário Inferior



Procura de gás abastecido por UAG de GNL

Tendo em conta a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAG no território nacional, com particular relevo em Portugal continental, apresenta-se nos gráficos seguintes o detalhe da evolução da procura de gás abastecido pelas UAG em Portugal continental e na Ilha da Madeira para os Cenários Central, Superior e Inferior, assim como as respetivas taxas médias de crescimento anual para os quinquénios 2025-2030 e 2030-2035.

A taxa média de crescimento anual da procura total de gás abastecido por UAG para o período 2025-2030 é de 1,0% para o Cenário Central, de 1,3% para o Cenário Superior, e de 0,2% para o Cenário Inferior. A taxa média de crescimento anual da procura de gás abastecido por UAG para o período 2030-2035 é de -0,4% para o Cenário Central, de -0,1% para o Cenário Superior e de -0,6% para o Cenário Inferior.

FIGURA 3-5

Previsão de procura de gás abastecido por UAG (Cenário Central)

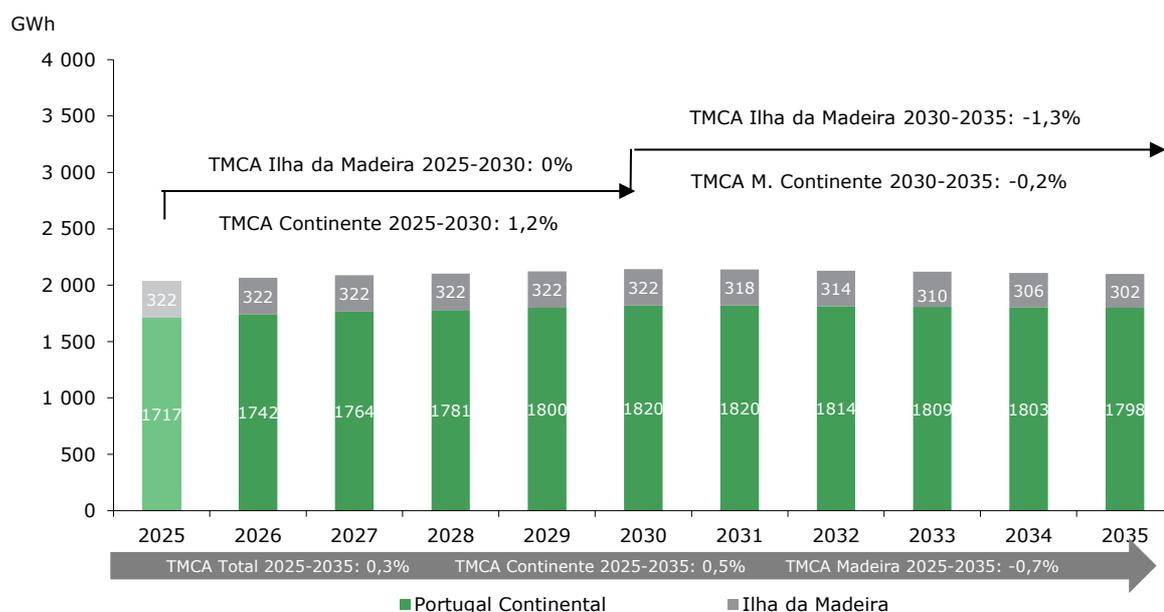


FIGURA 3-6

Previsão de procura de gás abastecido por UAG (Cenário Superior)

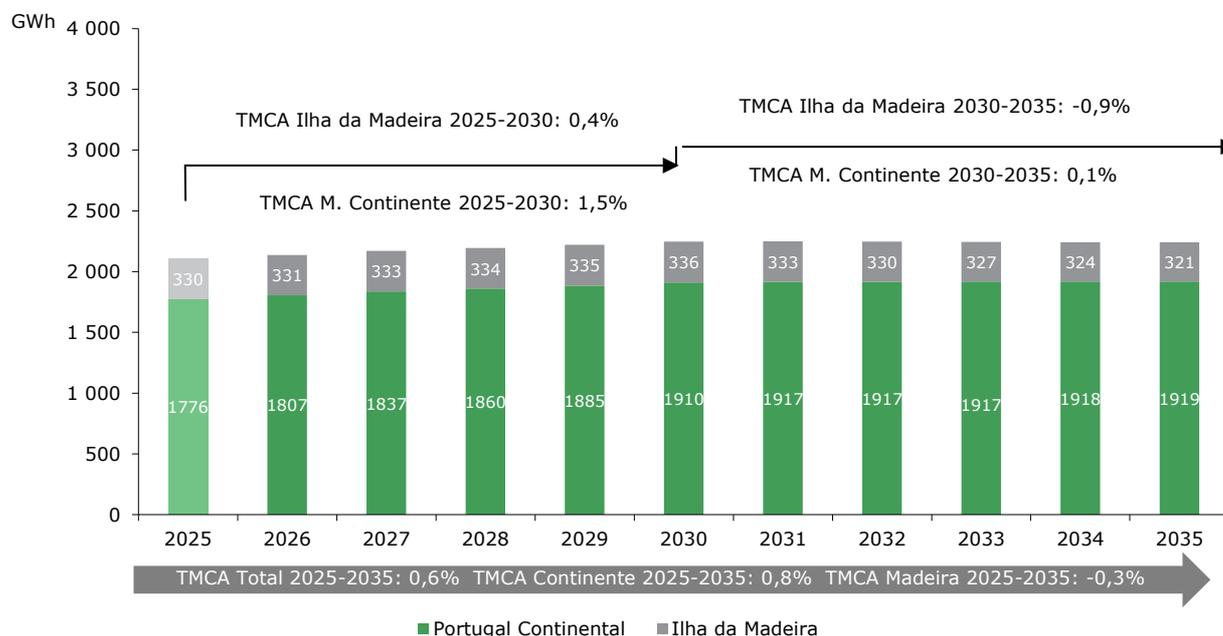
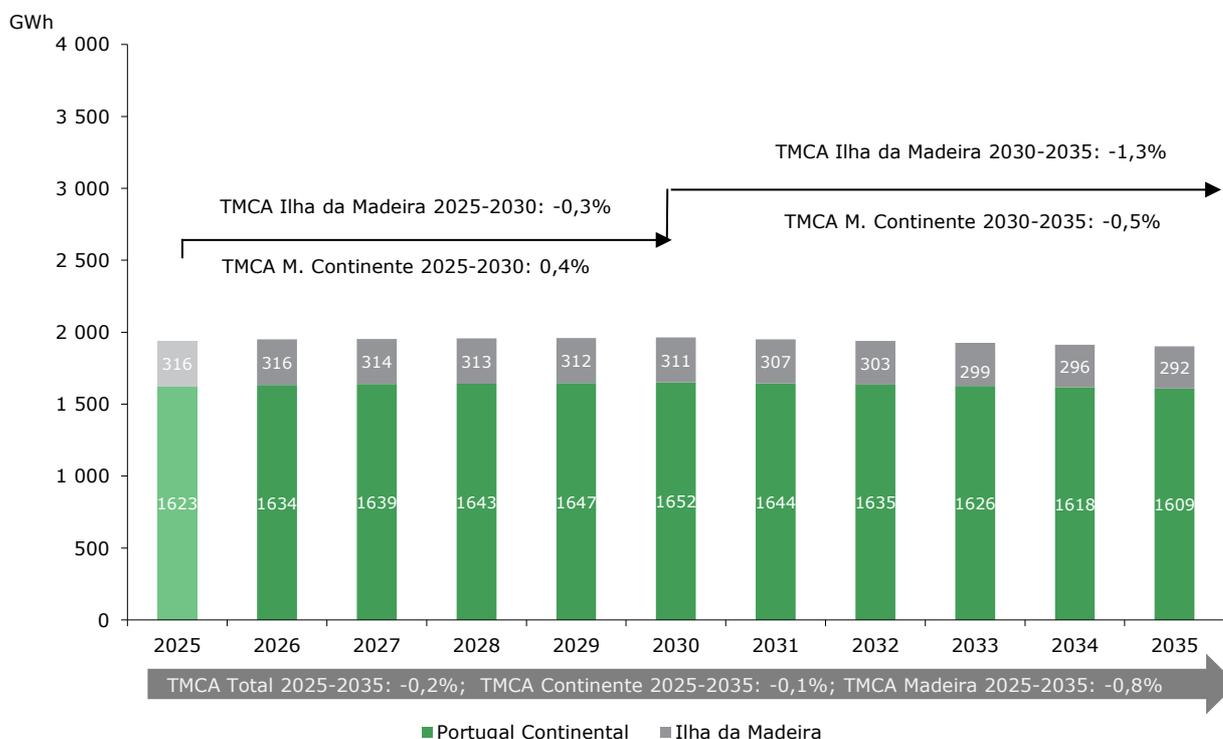


FIGURA 3-7

Previsão de procura de gás abastecido por UAG (Cenário Inferior)



3.6.2. 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.

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 sem UAGS 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 3-5

Previsão das pontas de consumo diário para o período 2025-2035

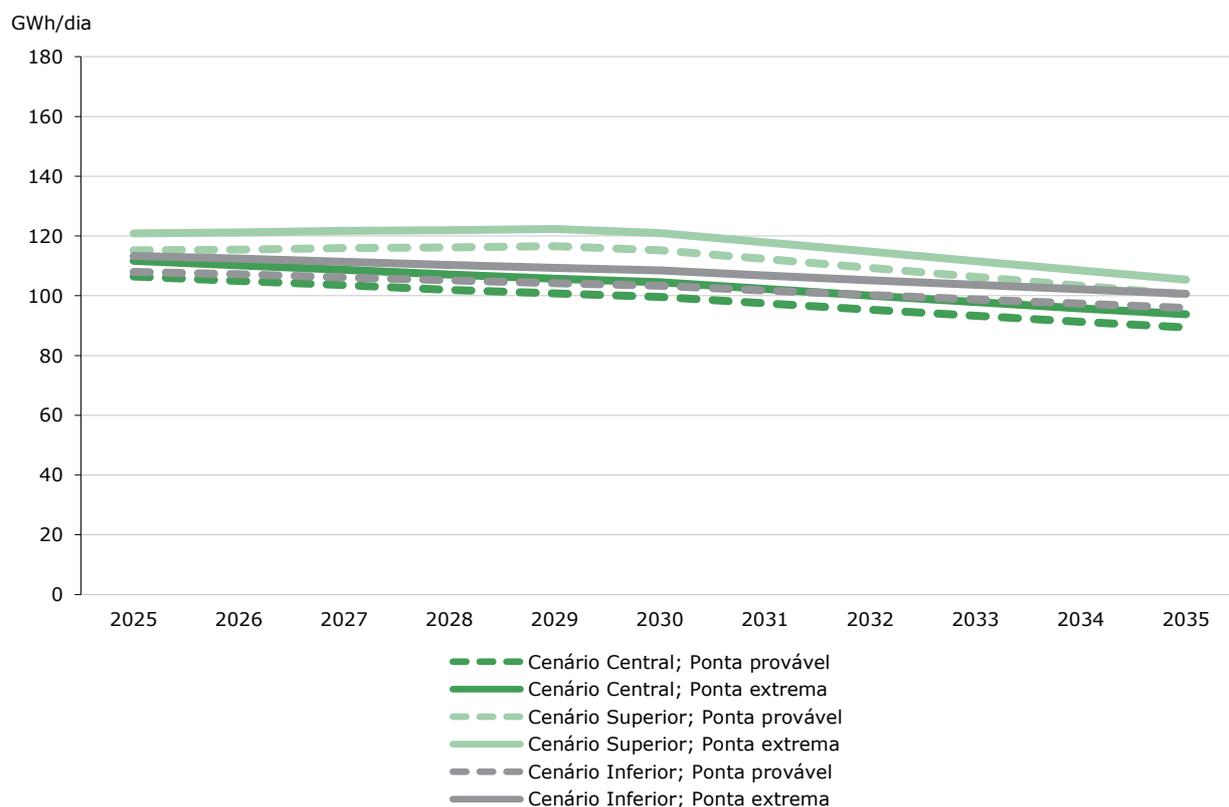
MERCADO CONVENCIONAL											
Cenário Central	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	106	105	104	102	101	100	97	95	93	91	89
Ponta extrema	112	110	109	107	106	105	102	100	98	96	94
Cenário Superior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	115	115	116	116	117	115	112	109	106	103	100
Ponta extrema	121	121	122	122	122	121	118	115	112	108	105
Cenário Inferior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	108	107	106	105	104	103	102	100	99	97	96
Ponta extrema	113	112	111	110	109	108	107	105	104	102	101
MERCADO ELÉTRICO											
Cenário Central	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	127	119	110	101	92	83	76	69	62	55	48
Ponta extrema	135	133	130	128	125	123	112	102	91	80	70
Cenário Superior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	130	121	113	105	96	88	80	73	65	58	50
Ponta extrema	143	139	135	132	128	125	117	110	102	95	88
Cenário Inferior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	124	113	103	93	83	73	66	60	53	47	40
Ponta extrema	130	126	122	118	114	110	104	98	91	85	79
MERCADO TOTAL											
Cenário Central	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	234	223	213	203	193	183	174	165	156	147	138
Ponta extrema	247	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Cenário Superior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	245	237	229	221	213	203	193	182	172	161	150
Ponta extrema	263	260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Cenário Inferior	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta provável	232	221	209	198	187	176	168	160	152	144	136
Ponta extrema	243	238	233	228	223	219	211	203	195	187	180

GWh/dia

A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Convencional da RNTG, previstas para o período compreendido entre os anos 2025 e 2035.

FIGURA 3-8

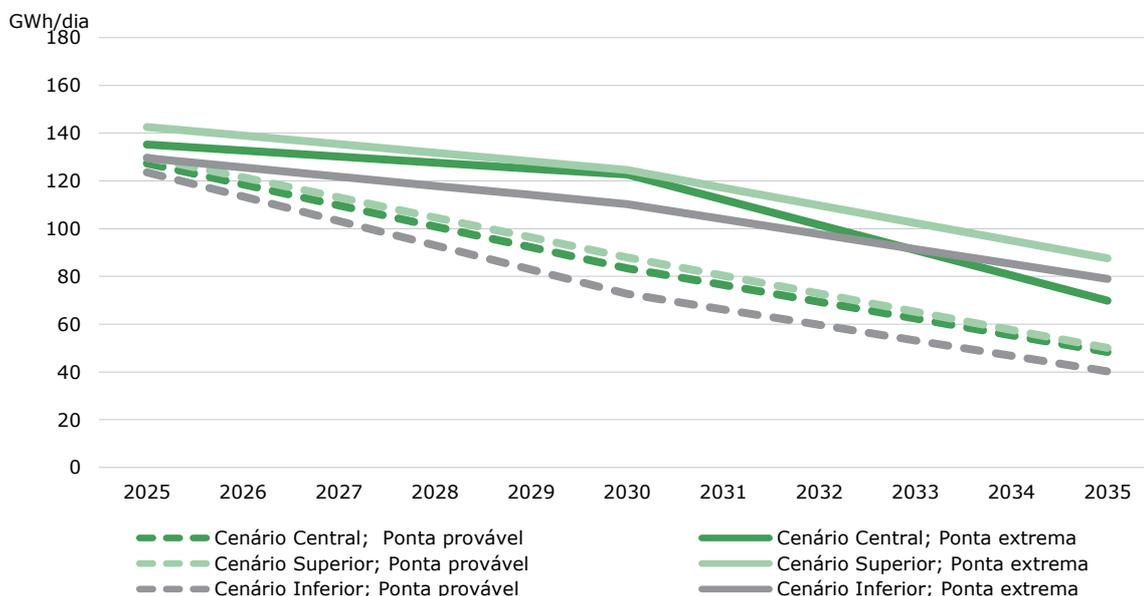
Pontas de consumo do Mercado Convencional para o período 2025-2035



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do Mercado Elétrico, previstas para o período compreendido entre os anos 2025 e 2035.

FIGURA 3-9

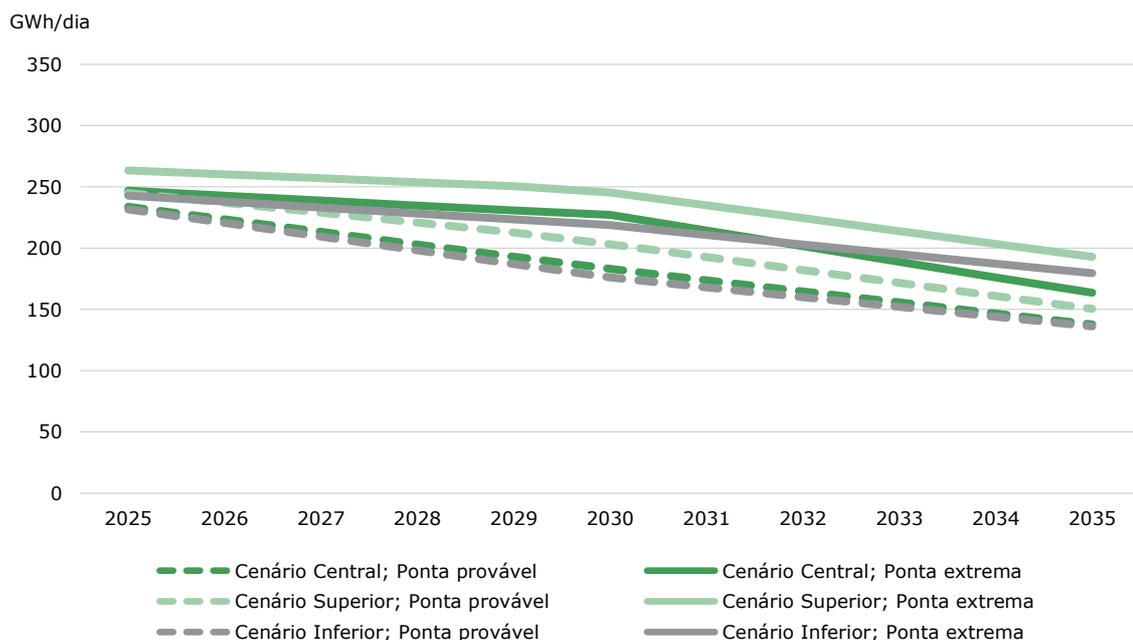
Pontas de consumo do Mercado Elétrico para o período 2025-2035



A figura seguinte apresenta as pontas de consumo do total da RNTG, para o período compreendido entre os anos 2025 e 2035.

FIGURA 3-10

Pontas de consumo total da RNTG para o período 2025-2035



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 -5,2% para o cenário de ponta provável e de -4,0% para a ponta extrema do Cenário Central, para o período 2025-2035.

O Cenário Superior apresenta reduções médias (TMCA) de -4,8% para a situação de ponta provável e de -3,1% para a situação ponta extrema.

O Cenário Inferior apresenta reduções médias (TMCA) de -5,2% para a situação de ponta provável e de -3,0% para a situação ponta extrema.

3.7. PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DA OFERTA

A RNTIAT deve oferecer níveis adequados para o 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 futura da oferta na RNTIAT.

3.7.1. Projetos Base

3.7.1.1. Capacidade de oferta da RNTG

Os Projetos Base apresentado no presente PDIRG não têm qualquer impacto no aumento da 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 2025 e 2035.

QUADRO 3-6

Evolução da capacidade de importação diária da RNTIAT

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL de 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
Total	373										

GWh/d

QUADRO 3-7

Evolução da capacidade de exportação diária da RNTIAT

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Campo Maior	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80

GWh/d

Por simplificação, considerou-se uma capacidade de exportação em Campo Maior de 55 GWh/d para todo o período em análise, apesar de este valor se encontrar dependente das condições de operação da rede de transporte portuguesa, dado que, como foi referido no Capítulo 2, em situações de procura elevada na RNTG esta capacidade corresponde a 35 GWh/dia.

3.7.1.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT

Os Projetos Base não apresentam qualquer impacto no aumento da capacidade de armazenamento da RNTIAT.

O quadro seguinte apresenta a evolução das capacidades de armazenamento da RNTIAT, do TGNL de Sines e do AS do Carrigo.

QUADRO 3-8

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
TGNL de Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS do Carrigo	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

GWh

3.7.2. Projetos Complementares

3.7.2.1. Capacidade de oferta da RNTG

A capacidade de oferta associada aos Projetos Complementares na RNTIAT não sofre qualquer alteração no horizonte temporal em estudo. Os quadros seguintes apresentam as capacidades de importação e de exportação de gás dos pontos de entrada da RNTG, bem como do ponto de receção da rede a jusante do TGNL de Sines.

QUADRO 3-9

Evolução da capacidade de importação de gás da RNTG

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Campo Maior	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
TGNL de 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
Total	373										

GWh/d

QUADRO 3-10

Evolução da capacidade de exportação de gás da RNTG

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Campo Maior	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Valença do Minho	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Total	80										

GWh/d

3.7.2.2. Capacidade de armazenamento da RNTIAT

No âmbito do novo contexto legislativo e regulamentar associado à Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro e ao Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, encontra-se definida a possibilidade de incremento da capacidade de armazenamento do parque do AS do Carricho, num valor adicional de 1,2 TWh, associado à construção de duas novas cavidades em datas a definir oportunamente.

O quadro seguinte apresenta a evolução das capacidades de armazenamento da RNTIAT, do TGNL de Sines e do AS do Carricho, com referência aos anos N-1 e N, a definir posteriormente, associados à capacidade adicional (do armazenamento subterrâneo) que a construção das duas novas cavidades representa.

QUADRO 3-11

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT

	2025	<-	-	->	N-1	N
RNTIAT	6408	6408	6408	6408	7008	7608
TGNL de Sines	2569	2569	2569	2569	2569	2569
AS do Carricho	3839	3839	3839	3839	4439	5039

GWh

3.8. 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 de transporte respetivos.

No subcapítulo 1.2 do presente PDIRG, são várias as referências às obrigações das concessionárias da RNTIAT 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 2022/1032 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de junho de 2022.

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 consequente 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 apresentados não têm impacto no aumento da capacidade das infraestruturas da RNTIAT, nem ao nível da capacidade de oferta, nem ao nível da capacidade de armazenamento. Assim, a análise multicritério/atributo custo-benefício que se efetua a estes projetos é diferente da análise multicritério/atributo custo-benefício que se efetua para determinar o impacto sistémico dos projetos estratégicos e de desenvolvimento que se agruparam nos Projetos Complementares.

3.8.1. Análise multicritério/custo-benefício aplicável aos projetos de remodelação e modernização dos ativos (Projetos Base)

ESTRATÉGIA DE GESTÃO DE ATIVOS

O tema da Gestão de Ativos tem sido um dos pontos 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 seguida pelos operadores a RNTIAT visa otimizar o custo de ciclo de vida dos Ativos.

No processo de Gestão de Ativos, são observados os indicadores necessários para determinar e antecipar possíveis problemas evitando paragens desnecessárias bem como para estabelecer regimes e prioridades de intervenção, na perspetiva do ciclo de vida dos ativos, tendo em conta os investimentos efetuados, a disponibilidade, o estado e criticidade de cada ativo ou grupo de ativos otimizando assim o respectivo desempenho.

O resultado final é a gestão, de forma otimizada e sustentável, de cada ativo ou sistemas de ativos, tendo em atenção o respetivo ciclo de vida, resultando no aumento de disponibilidade de cada ativo e desempenho associado.

A estratégia na gestão de ativos integra um modelo holístico de atuação de modo a compreender a inclusão sistemática de aspetos ambientais e de sustentabilidade²⁴ nos seus processos de análise e de tomada de decisões de investimento, complementando critérios tradicionais. A inclusão destes critérios e a sua integração na gestão de investimentos gera um efeito ambiental positivo a curto e médio prazo e promove o desenvolvimento económico e a sustentabilidade social.

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.

²⁴ ESG: Acrónimo em inglês para Environmental, Social and Governance

FIGURA 3-11

Visão holística do ciclo de vida do ativo



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

CARACTERIZAÇÃO DOS ATIVOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

No final de 2024 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.

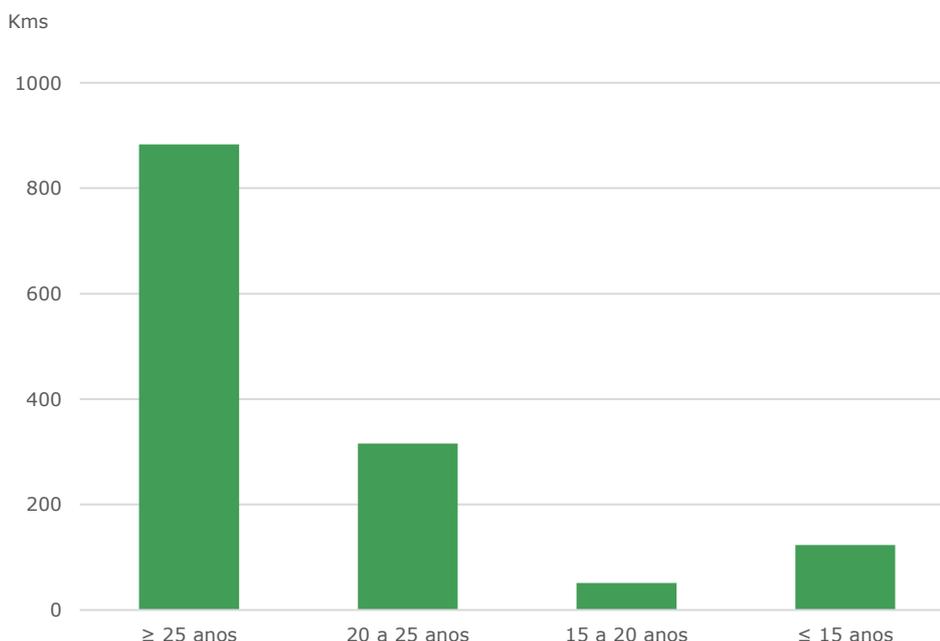
As diferentes linhas, que constituem a RNTG, encontram-se divididas por lotes, compreendendo gasodutos principais e ramificações associadas, designadas por ramais de ligação. Para maior detalhe deverá ser consultada a descrição constante no Capítulo 2 'Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás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

A gestão de ativos baseia-se em modelos assentes no risco e criticidade e não apenas na avaliação baseada estritamente na idade do ativo. Contudo, conhecer em que fase da sua vida útil se encontra o ativo permite a adoção de técnicas de apoio à decisão distintas.

A maior parte da infraestrutura foi colocada em serviço durante o ano de 1997. No final do ano de 2024, cerca de 64% da infraestrutura de transporte tinha mais de 25 anos de operação contínua.

FIGURA 3-12

Idade dos gasodutos no final do ano de 2024 [anos]



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 3-12

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, onde se encontram os principais equipamentos, tais como as bombas de baixa pressão, as bombas de alta pressão, os compressores de vapor, as unidades de recondensação e de vaporização, possui também sistemas de controlo distribuído, SCADA e de telecomunicações. O TGNL dispõe igualmente de condições para o enchimento de camiões-cisternas com GNL de

forma a abastecer as UAG localizadas no território nacional e possibilita também o carregamento total ou parcial de navios metaneiros.

Os dados técnicos apresentados no capítulo 2 'Caracterização atual do Sistema Nacional de Gás Natural' contêm informação detalhada acerca da capacidade instalada no TGNL.

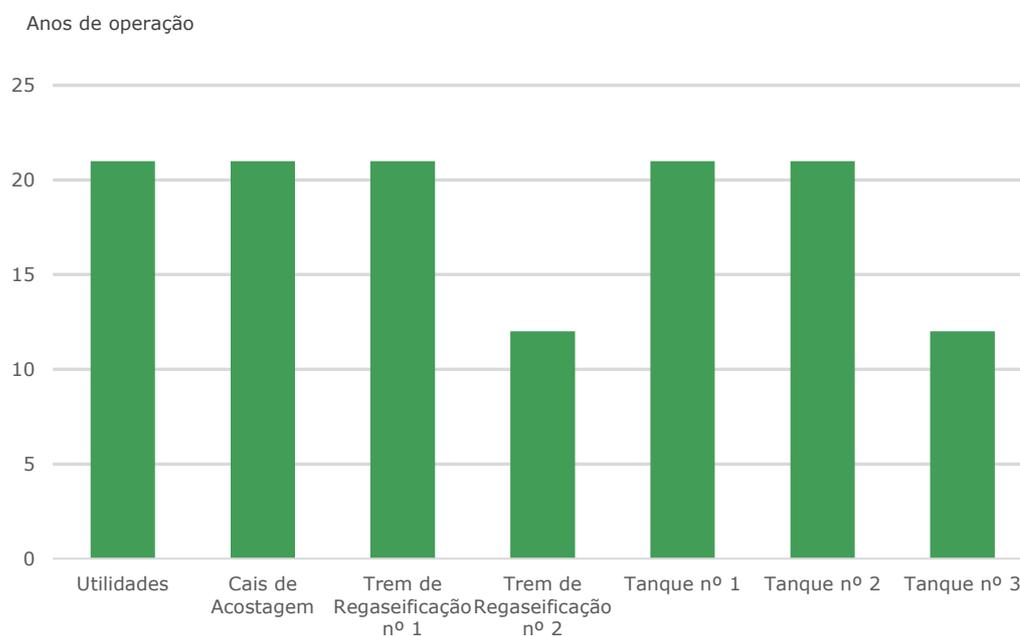
O Terminal de GNL entrou em funcionamento em 2003, tendo iniciado a sua operação comercial em 2004, tendo também sido objeto de um projeto de expansão com início em 2009 e término em 2012.

A grande maioria dos equipamentos, nos quais se incluem equipamentos rotativos com elevado desgaste, tinha no final do ano de 2024, cerca de 21 anos, nos quais se incluem equipamentos rotativos com elevado desgaste. A maioria destes equipamentos completará 25 anos de operação durante o período a que respeita o presente plano.

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

Idade das infraestruturas do TGNL de Sines no final de 2024



ATIVOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

O Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural localiza-se no Carriço, concelho de Pombal e é constituído por um conjunto de 6 cavidades onde o gás natural é armazenado sob pressão, em fase gasosa. As cavidades estão ligadas por gasodutos a uma estação de gás que faz o tratamento do gás natural 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).

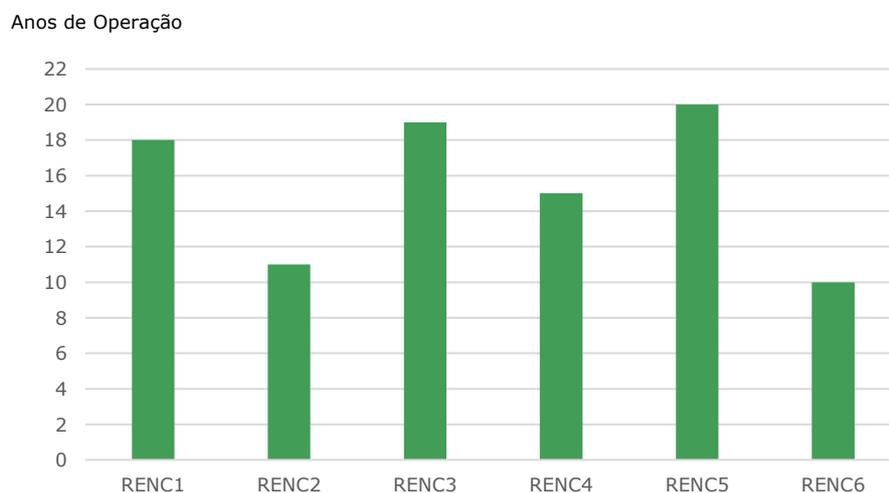
À semelhança das infraestruturas da RNTG e do Terminal de GNL de Sines, possui igualmente sistemas SCADA e de telecomunicações.

À data de elaboração do presente PDIRG, a infraestrutura de armazenamento subterrâneo é constituída por 6 Cavidades.

As instalações entraram em funcionamento em novembro de 2004, ou seja, há cerca de 20 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.

FIGURA 3-14

Idade das cavidades em operação do AS do Carriço no final de 2024



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

MELHORIA OPERACIONAL

Estes projetos correspondem a investimentos cuja implementação indica 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

Estes projetos que visam dar cumprimento à legislação e regulação do sector.

GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Estes projetos correspondem a 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, tanto quanto possível, 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.

CAMPOS DE ATUAÇÃO - AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

Projetos impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de CO₂ e de metano, quer pela integração de fontes de energia renováveis, e projetos cuja implementação se traduz num aumento da resiliência das infraestruturas face aos efeitos das alterações climáticas.

3.8.2. 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 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 apresentados podem ser avaliados.

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.

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 5.º do Regulamento (UE) n.º 2017/1938. A existência de capacidade adequada de armazenamento que permita a constituição e manutenção das reservas de segurança, reserva adicional e da futura reserva estratégica 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 6.º 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 e pelo apoio à produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável.

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 3-13

Atributos de avaliação dos princípios e critérios de planeamento

Atributos	Indutores Avaliados			
	Integração do mercado e interoperabilidade	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</i> às FER				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 5, 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 os que devem ser realizados para garantir a segurança e operacionalidade das instalações da RNTIAT em serviço, em conformidade com os critérios regulamentarmente estabelecidos. Estes projetos decorrem fundamentalmente de iniciativas dos respetivos operadores, tendo em conta a avaliação que estes realizam sobre o estado dos ativos em serviço, a eficiência e a segurança de pessoas e bens e de operação das infraestruturas.

Nos Projetos Base estão incluídos:

- (i) Os projetos de remodelação, de modernização e digitalização de ativos em serviço, constituídos por projetos que fomentem melhorias operacionais e/ou de segurança, projetos que visem dar cumprimento à legislação e regulamentação específica ou projetos de remodelação ou substituição seletiva de ativos por obsolescência ou fim de vida útil, das instalações da RNTIAT, de forma a manter a eficiência operacional das instalações;
- (ii) Os projetos de gestão integrada de vegetação;
- (iii) Os projetos de ambiente e sustentabilidade enquadráveis no domínio “ESG” (*Environmental, Social and Governance*), impulsionadores da descarbonização da operação das infraestruturas, quer por via da redução das emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente o CO₂, quer pela integração de fontes de energia renovável para autoconsumo, mitigação do risco às alterações climáticas ou prevenção e redução das emissões de metano (v. subcapítulo 4.7);
- (iv) Os projetos de investimento necessários à sustentabilidade e garantia de funcionamento da atividade de Gestão Técnica Global do SNG (Gestão do Sistema e Rede de Telecomunicações e Segurança) bem como de reabilitação e adequação regulamentar de edifícios.

Neste capítulo, são ainda apresentadas as rubricas “Investimento corrente urgente”, “Investimento em IT” e “Investimento não básico”.

O “Investimento corrente urgente” representa uma provisão que visa dar resposta a necessidades que decorram de elementos supervenientes ou que venham a ser identificadas ou melhor definidas em fase posterior à da elaboração do presente PDIRG e que requeiram uma solução urgente e/ou não compatível com os prazos e aprovação dos PDIRG, e.g., incidentes ou resultado de ações de avaliação de estado de ativos que possam colocar em causa a segurança de pessoas e bens, a fiabilidade da rede, a qualidade de serviço, ou projetos que, em cumprimento com a legislação e regulamentação em vigor, dizem respeito à criação de novos pontos de ligação com a RNDG ou à ampliação/reforço de pontos de entrega de gás já existentes.

Assim, os projetos a realizar no âmbito da rubrica “Investimento corrente urgente” não são passíveis de caracterização específica mais detalhada na presente sede, tendo sido considerada uma verba global previsional para dar cobertura a este tipo de projetos.

A componente "Investimento IT" (Tecnologias de Informação) inclui os projetos específicos de sistemas informáticos.

A rubrica "Investimento não básico" inclui o investimento em pilotos de inovação bem como as despesas realizadas com a aquisição de ativos fixos tangíveis associados às "funções de suporte" dos operadores da RNTIAT, onde se incluem, entre outros, equipamentos de transporte e de apoio às atividades operacionais, aquisição, renovação ou modernização de mobiliário e material de escritório, aquisição de equipamento informático e outros equipamentos diversos.

Finalmente, os montantes de investimento associados aos projetos aprovados no âmbito de planos anteriores ou através de procedimentos de aprovação autónomos, bem como o seu estado de execução, podem ser consultados no Anexo 2.

Conforme referido, nos Projetos Base estão incluídos investimentos/projetos que permitem dar resposta às provas de conceito, pilotos e estudos decorrentes das atividades e iniciativas de inovação e que têm suporte na identificação de necessidades concretas das áreas operacionais, identificação e testes de novas tecnologias e acompanhamento de temas emergentes, dos quais se destacam para os próximos anos as seguintes áreas de especial interesse para as atividades concessionadas:

- a) **Robotização:** operações associadas à cadeia de valor do SNG que impõem exigências ao nível da eficiência, consistência, qualidade e segurança, potencialmente agravadas por condições climáticas severas e locais de difícil acesso; com a evolução tecnológica, surge a oportunidade de apostar na utilização da robótica, primordialmente em cenários com probabilidade mais elevada de ocorrência de acidentes; este tipo de tecnologia, combinada com outras como a inteligência artificial e *big data*, apresenta vantagens ao nível do tempo de realização de tarefas, alcance, consistência da resolução e na sua precisão.
- b) **Satélites:** solução cada vez mais relevante na monitorização de ativos, pois oferece uma forma mais rápida, eficiente e ecológica e potencialmente mais económica de monitorizar o ambiente em torno das infraestruturas, nomeadamente a linear, do que os atuais sistemas, como é o caso do gasoduto de alta pressão; possibilidades de aplicação na gestão das faixas de servidão ou análise de vegetação e de novas construções, até à monitorização de violações de distâncias de segurança ou a análise de alterações no terreno (trabalhos realizados ou movimentos de terra).
- c) **Digitalização:** melhorar o desempenho geral de diferentes atividades, permitindo a automatização de processos, com ganhos de produtividade e segurança operacional, rapidez e eficácia, contribuindo igualmente para a melhoria dos processos de tomada de decisão.
- d) **Inteligência Artificial ("IA"):** com o desenvolvimento de soluções e algoritmos cada vez mais complexos, prevê-se que a IA desempenhe um papel crescente nos sistemas energéticos; a utilização de IA pode ser muito relevante na análise de dados de sensores ou imagens, com o objetivo de detetar padrões e prever falhas em equipamentos críticos.

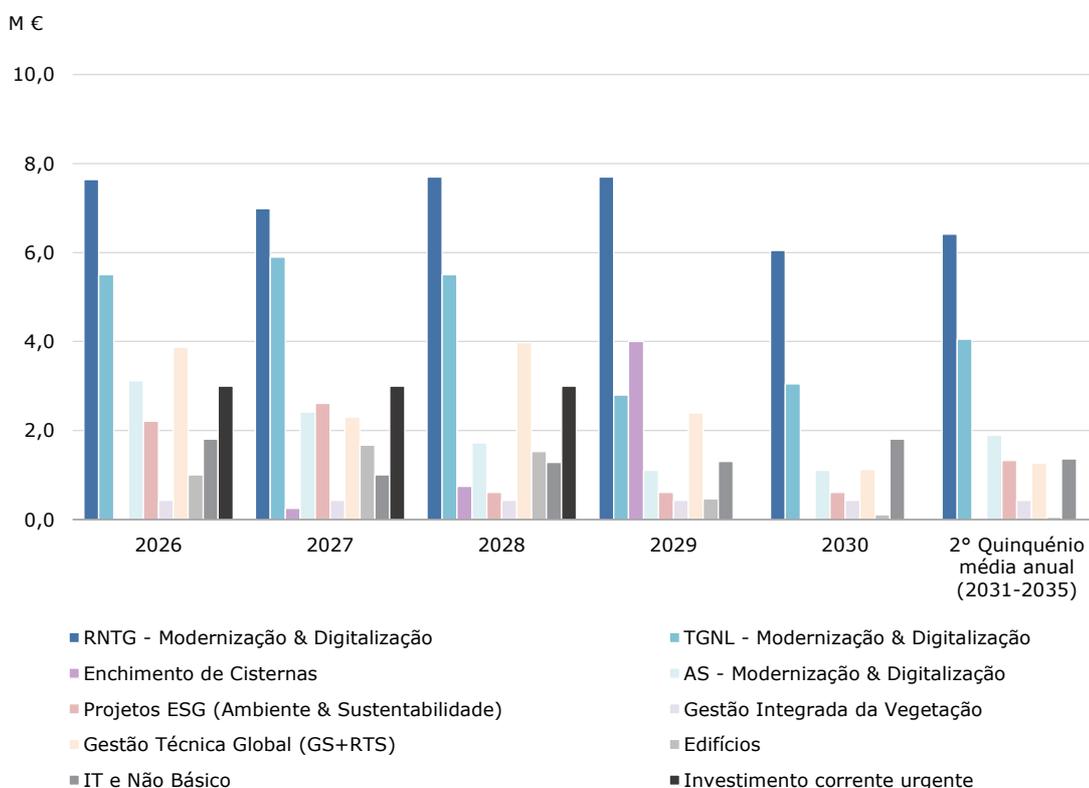
4.2. APRESENTAÇÃO DOS MONTANTES PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO

4.2.1. Investimento associado aos Projetos Base

Os Projetos Base apresentados ao longo deste capítulo são constituídos pelos projetos de remodelação, de modernização e digitalização de ativos, de gestão integrada de vegetação da RNTIAT, pelos projetos da Gestão Técnica Global do SNG e Rede de Telecomunicações de Segurança, de reabilitação e adequação regulamentar de edifícios e pelos projetos de ambiente e sustentabilidade de âmbito ESG, associados aos compromissos de descarbonização das atividades concessionadas e à adaptação às alterações climáticas e mitigação dos respetivos riscos. Fazem ainda parte dos Projetos Base, o “Investimento corrente urgente”, “Investimento em IT” e o “Investimento não básico”.

FIGURA 4-1

Montantes de investimento associado aos Projetos Base (custos diretos externos)



Os projetos de remodelação, modernização e digitalização (abreviadamente “**Modernização e Digitalização**”) da RNTIAT incluem os seguintes campos de atuação: Melhoria Operacional, Adequação Regulamentar e Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil, abordados em detalhe nos subcapítulos seguintes.

Na tabela e gráfico seguintes, apresenta-se a repartição dos investimentos a custos diretos externos (“**CDE**”) do PDIRG 2026-2035 pelas infraestruturas da RNTIAT.

QUADRO 4 -1

Repartição dos investimentos (custos diretos externos)

PDIRG 2026-2035	Período 2026-2030		Período 2031-2035 (média anual)	
	M€		M€/ano	
RNTG – Modernização e Digitalização	36,1	30,9%	6,4	38,3%
TGNL – Modernização e Digitalização	27,8	23,8%	4,1	24,2%
AS Carriço – Modernização e Digitalização	9,5	8,1%	1,9	11,3%
Ambiente & Sustentabilidade	6,7	5,7%	1,3	7,9%
Gestão Integrada da Vegetação	2,2	1,8%	0,4	2,6%
Gestão Técnica Global do SNG, RTS e Edifícios	18,5	15,8%	1,3	7,9%
Tecnologias de Informação (IT)	0,6	0,5%	0,1	0,7%
Investimento Não Básico	6,7	5,7%	1,2	7,1%
Investimento Corrente Urgente	9,0	7,7%	-	-
TOTAL do 1.º quinquénio	116,8		16,7	
Decisão Final de Investimento	90,2		-	

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

Para o conjunto dos Projetos Base, 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 2026, 2027 e 2028, bem como os projetos de adequação da RNTG a novas classes de localização, da construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no TGNL de Sines, que, pelas suas características e para cumprir com as datas indicadas para a respetiva entrada em serviço, necessitam igualmente de ter uma DFI na presente sede.

Nesse sentido, os Projetos Base que requerem uma **decisão final de investimento** em apreciação no presente PDIRG correspondente a ca. 90 M€.

No quadro seguinte, são indicados os montantes de investimento dos Projetos Base.

QUADRO 4-2

Montantes de investimento associados aos Projetos Base (a custos diretos externos)*

Projetos Base	Cronograma do Investimento						Investimento Parcelar		
	2026	2027	2028	2029	2030	DFI	1.º quinquénio (2026-2030)	2.º quinquénio (2031-2035)	PDIRG 2026-2035
Total RNTIAT	28,6	26,6	26,5	20,8	14,3	90,2	116,8	84,0	200,8
RNTG	8,5	7,9	8,6	8,6	6,9	26,9	40,4	36,4	76,9
Remodelação e Modernização	7,6	7,0	7,7	7,7	6,1	24,3	36,1	32,1	68,2
Ambiente & Sustentabilidade	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,3	2,2	2,2	4,4
Gestão integrada de vegetação	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	1,3	2,2	2,2	4,3
TGNL de Sines	7,2	8,3	6,4	6,9	3,2	28,3	31,9	24,4	56,2
Remodelação e Modernização (**)	5,5	6,2	6,3	6,8	3,1	24,4	27,8	20,3	48,0
Ambiente & Sustentabilidade	1,7	2,1	0,1	0,1	0,1	3,9	4,1	4,1	8,2
AS do Carricho	3,2	2,5	1,8	1,2	1,2	7,5	9,8	9,8	19,6
Remodelação e Modernização	3,1	2,4	1,7	1,1	1,1	7,3	9,5	9,5	18,9
Ambiente & Sustentabilidade	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,4	0,7
GTG e Edifícios	4,9	4,0	5,5	2,9	1,2	14,4	18,5	6,6	25,1
Projetos na Gestão Técnica Global do SNG e Edifícios	4,9	4,0	5,5	2,9	1,2	14,4	18,5	6,6	25,1
Investimento em IT	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,6	0,8	1,4
Projetos específicos de SI e de cibersegurança	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,6	0,8	1,4
Investimento Não Básico	1,7	0,9	1,2	1,2	1,7	3,8	6,7	6,0	12,6
Investimento em equipamento não básico	1,7	0,9	1,2	1,2	1,7	3,8	6,7	6,0	12,6
Investimento Corrente Urgente	3,0	3,0	3,0	-	-	9,0	9,0	-	9,0
Investimento Corrente Urgente	3,0	3,0	3,0	-	-	9,0	9,0	-	9,0

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2031-2035) da tabela para os investimentos de Remodelação & Modernização, ESG e gestão de faixa, correspondem ao valor médio anual multiplicado pelos 5 anos. O valor médio anual foi estimado com base nos valores de investimento médios do primeiro quinquénio (2026-2030) deduzindo os investimentos de carácter não-recorrente associados à 4ª baía de enchimento e sistema de amarração, no TGNL de Sines, e à adaptação a novas classes de localização na RNTG.

** Inclui construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas.

4.3. DESCRIÇÃO DOS PROJETOS DE REMODELAÇÃO, MODERNIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO DE ATIVOS

4.3.1. Enquadramento e agregação de Projetos

O exercício de PDIRG no que respeita aos projetos de remodelação, modernização e digitalização de ativos, corresponde a um planeamento técnico baseado no conhecimento da infraestrutura e respetivos ativos, nas solicitações esperadas, redundância e criticidade de cada ativo bem como na previsão da evolução do estado e desempenho desse mesmo ativo ao longo do período em referência.

O conjunto de projetos aqui apresentados, de acordo com o seu impacto nas infraestruturas e valor do investimento associado, é apresentado 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 a otimização e fiabilidade dos sistemas e equipamentos da RNTIAT, o controlo do incremento dos custos de operação, o cumprimento de requisitos legais aplicáveis 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.

Os justificativos e análise para cada um dos principais projetos ou grupo de projetos poderão ser consultados no Capítulo 6. Complementarmente, poderá ser consultada a informação detalhada relativa aos principais projetos nas designadas 'fichas de projeto', que constam do Anexo 6 do presente PDIRG.

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

PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Estes projetos resultam da análise de vantagens operacionais, sejam estas ao nível da 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 respetivas 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, regulamentação específica do sector e normativos. Estes projetos relacionam-se maioritariamente com a integridade estrutural das infraestruturas e com a aferição e acondicionamento dos equipamentos de leitura e medida, tal como descrito nos capítulos seguintes, constituindo uma obrigação dos respetivos operadores da RNTIAT.

PROJETOS DE GESTÃO DE FIM DE VIDA ÚTIL DE ATIVOS

As necessidades de investimento em remodelação de ativos resultam de uma análise ao índice de estado dos equipamentos instalados na RNTIAT, ponderada pelo nível de risco e criticidade associados. 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 a sua idade.

Desta abordagem, resulta necessariamente uma “onda” de substituição de ativos (designada “*replacement wave*”), cujo planeamento terá de ser tido 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 adequado e satisfatório. Paralelamente, é importante acompanhar o desenvolvimento tecnológico e identificar os riscos de obsolescência e descontinuidade de fabrico, assegurando o respetivo *know-how* sobre os ativos em serviço.

4.3.2. Investimento em projetos de modernização e digitalização de ativos para o período 2026-2030

A estratégia de gestão de ativos procura alinhar o plano de modernização e digitalização de ativos com o objetivo estratégico do próprio ativo. O volume de investimento é, tanto quanto técnica e operacionalmente possível, homogeneizado, evitando assim picos de investimento.

O montante global de investimento destes projetos para os quais se requer uma DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO na presente sede é de 56 M€ estimado a custos diretos externos.

O valor médio anual de investimento em projetos de modernização de ativos estima-se em ca. de 15 M€ (a custos diretos externos), atingindo um valor agregado para o 1.º quinquénio de ca. 73 M€ (incluindo os projetos não recorrentes do 4.º posto de enchimento e sistema de amarração no TGNL de Sines e de adaptação a novas classes de localização na RNTG), sendo que apenas parte desse montante requer uma DFI na presente sede.

De seguida, apresenta-se um quadro resumo dos montantes associados aos investimentos em projetos de modernização e digitalização de ativos da RNTIAT, para o período de 2026 a 2030.

QUADRO 4-3

Resumo dos montantes associados aos projetos de modernização e digitalização de ativos da RNTIAT para o primeiro quinquénio (2026-2030)
(valores estimados a custos diretos externos)

	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
RNTG	7,6	7,0	7,7	7,7	6,1	36,1
Melhoria Operacional	2,3	2,2	2,0	2,6	0,5	9,5
Adequação Regulamentar	1,6	1,6	2,1	2,1	2,1	9,5
Fim de Vida Útil	3,8	3,2	3,6	3,1	3,5	17,1
TGNL de Sines	5,5	6,2	6,3	6,8	3,1	27,8
Melhoria Operacional	1,2	1,1	1,1	1,6	1,6	6,5
Adequação Regulamentar	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
Novo posto de enchimento	0,0	0,3	0,8	4,0	0,0	5,0
Fim de Vida Útil	4,2	4,8	4,4	1,2	1,4	15,9
AS do CARRIÇO	3,1	2,4	1,7	1,1	1,1	9,5
Melhoria Operacional	0,5	0,6	0,5	0,1	0,3	2,0
Adequação Regulamentar	0,3	0,0	0,3	0,1	0,1	0,7
Fim de Vida Útil	2,4	1,8	1,0	0,9	0,7	6,8
TOTAL (2024-2028)	16,3	15,6	15,7	15,6	10,2	73,3
<i>Dos quais com DFI</i>						<i>56,0</i>

Unidades: M€

Para o conjunto dos projetos de modernização e digitalização de ativos, considera-se que, tendo em conta os ciclos de elaboração e decisão do PDIRG, deverão ter decisão final de investimento os projetos com início ou a transferir para exploração nos anos de 2026, 2027 e 2028 e os projetos que, pelas suas características e para cumprir com as datas indicadas para a respetiva entrada em serviço, necessitam igualmente de ter uma DFI na presente sede, nomeadamente os projetos de adequação da RNTG a novas classes de localização, da construção da 4.ª baía de enchimento de cisternas e a instalação de novos cabeços de amarração no cais de acostagem no TGNL de Sines.

A RNTG tem a maior parcela de investimento, sendo que o investimento no TGNL de Sines tem um aumento de investimento face ao plano anterior. Este aumento, que é função do maior volume de intervenções em ativos específicos para prolongamento de vida útil, resultado de, entre outros fatores, uma maior taxa de utilização do Terminal.

O montante de investimento no AS do Carriço apresenta também um aumento em relação ao plano anterior, em virtude da recalendarização efetuada de parte das intervenções em ativos específicos.

Para além dos investimentos resultantes da continuação dos programas de substituição ou reabilitação de ativos em final da sua vida útil, importa também referir os principais investimentos de Melhoria Operacional, tais como a expansão do programa de monitorização remota da rede de estações, a instalação de unidades recetoras e lançadoras de inspeção em linha, o lançamento em produtivo para todas as linhas do projeto de monitorização de gasodutos através da fibra ótica, a atualização tecnológica do sistema de comando e controlo do TGNL de Sines e a instalação de novos equipamentos de amarração no TGNL de Sines.

A construção da 4.ª baía de enchimento de camiões cisterna (em destaque na figura seguinte) surge da necessidade de adequação da capacidade do TGNL de Sines, conforme de resto já se encontra na recomendação do RMSA-G 2023, dado que, em situação N-1 (24 cisternas/dia), a capacidade atual de carregamento de cisternas não é suficiente para cobrir com segurança as pontas de consumo.

Nos quadros seguintes, apresenta-se um resumo dos montantes e a repartição pelas diversas infraestruturas do investimento em projetos de modernização e digitalização da RNTIAT, para o período de 2026 a 2030.

FIGURA 4 -2

Investimento em projetos de Modernização e Digitalização da RNTIAT no período 2026-2030

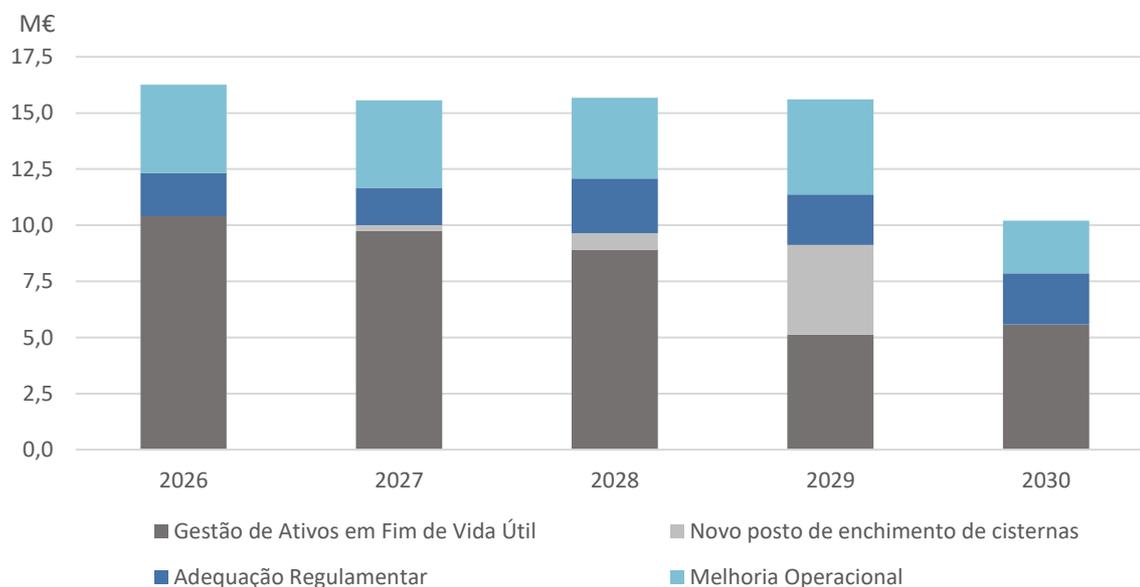
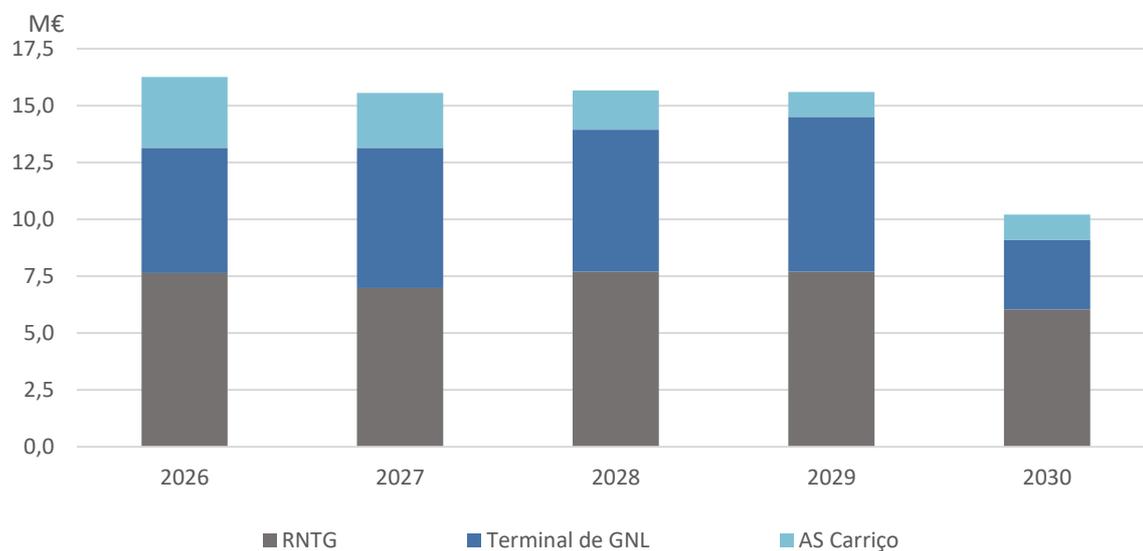


FIGURA 4 -3

Repartição dos investimentos de Modernização e Digitalização da RNTIAT no período 2026-2030



4.4. PROJETOS NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GÁS

4.4.1. Síntese dos projetos apresentados

O principal eixo da RNTG entrou em operação em 1997 e a maioria dos seus ativos aproxima-se dos 30 anos de serviço contínuo. A estratégia de gestão do fim de vida útil destes ativos aliada à elevada dispersão dos mesmos permite manter um nível de investimento constante ao longo do período. O investimento que resulta dos programas de avaliação e gestão de ativos em fim de vida útil materializa-se sobretudo nos programas de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos e de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares.

O nível de investimento em projetos de Adequação Regulamentar está em linha com anos anteriores, de acordo com os Programas de Gestão de Integridade e de Recondicionamento de Unidades de Medida, em vigor desde o início da exploração da RNTG.

O projeto de adequação dos troços da RNTG sujeitos a alteração das classes de localização assume particular relevância não só pelo montante de investimento envolvido, mas também por ser apresentado pela primeira vez.

O montante de investimento proposto em projetos de Melhoria Operacional consiste essencialmente em quatro projetos, (i) o projeto de monitorização das estações (projeto '*security*') que visa a extensão do atual projeto, implementado nas estações mais críticas do gasoduto, a todas as estações; (ii) o projeto de instalação de unidades recetoras e lançadoras na linha 10001, que permitirá maior segurança e fiabilidade na sua inspeção interna; (iii) o projeto de sensorização de gasodutos através da fibra ótica que possibilitará detetar de uma forma precoce e atempada intervenções de terceiros sobre o gasoduto; e (iv) o projeto de implementação de uma filosofia de odorização mista centralizada e distribuída.

O montante global de investimento destes projetos para os quais se requer uma DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO é de 24 M€ estimado a custos diretos externos.

O montante de investimento para o primeiro quinquénio em projetos de remodelação, modernização e digitalização de ativos apresentado para a Rede Nacional de Transporte de Gás corresponde a uma verba de 36,1 M€ (valores a CDE).

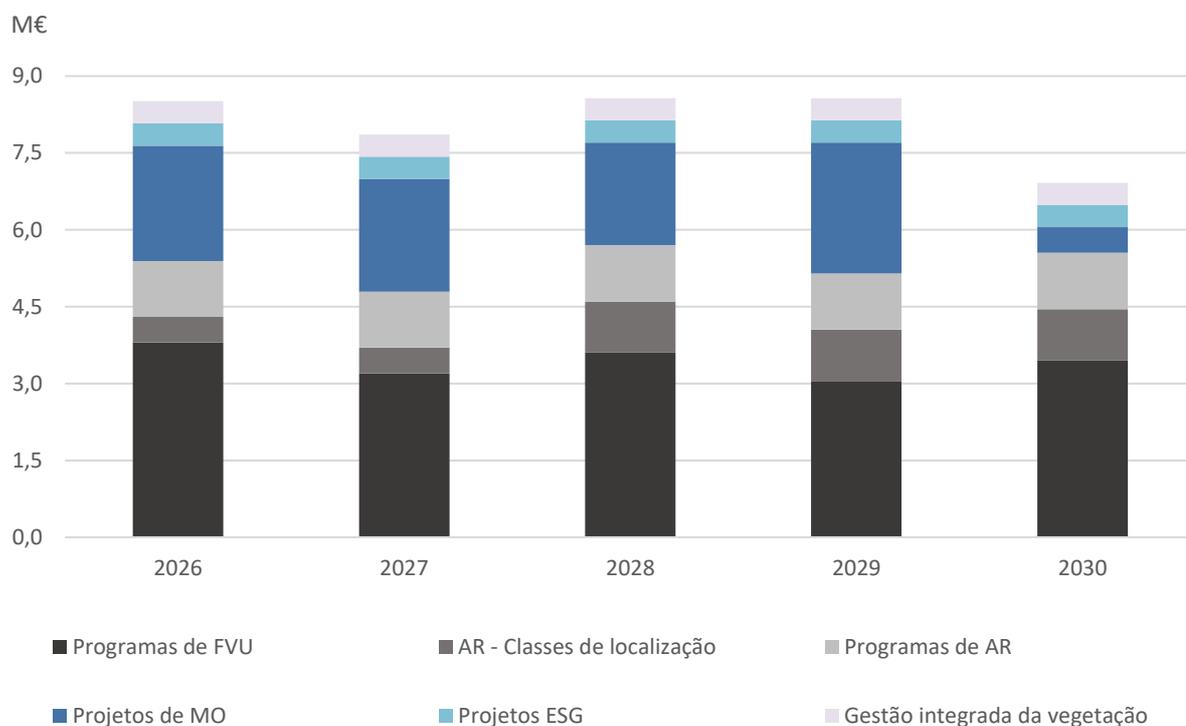
Ao valor acima referido acrescem os restantes Projetos Base apresentados para a Rede Nacional de Transporte de Gás, ou seja, os projetos de ambiente e sustentabilidade ("ESG") cuja colocação em serviço terá um impacto significativo na redução de autoconsumo de gás e de energia elétrica e consequentemente na emissão de CO₂, bem como na minimização da libertação de metano através de um programa de deteção e reparação de fugas, e ainda os projetos de gestão integrada da vegetação, totalizando 40,4 M€ (valores a CDE).

Os principais projetos (rubricas) a realizar na RNTG são os que se ilustram na figura seguinte.

FIGURA 4 -4

Projetos Base na RNTG para o primeiro quinquénio (2026-2030)

(valores estimados a custos diretos externos)



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 2026 a 2030, incluem as seguintes atividades (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6):

- Extensão do projeto *'security'* com reforço da monitorização remota para todas as estações da RNTG, implementando um sistema integrado de segurança (SISGÁS) que complementará as funções de segurança e proteção;
- Projeto de monitorização e sensorização de ativos com a extensão do projeto-piloto de monitorização em tempo real da integridade do gasoduto utilizando a rede de fibra ótica;
- Projeto de implementação de uma filosofia de odorização mista centralizada e distribuída com a instalação de duas novas unidades de odorização, respetivamente nos pontos de entrada do TGNL de Sines e do AS do Carriço;
- Criação de provisões para lançamento/receção de ferramentas de inspeção interna na estação BV-10250 (Atalaia), dividindo a linha 10001 e possibilitando a realização de operações de inspeção interna em condições de segurança e fiabilidade;

- Aquisição de equipamentos de queima (*'flares'* portáteis) para evitar a libertação de metano para a atmosfera nas atividades de despressurização de um troço do gasoduto para manutenção ou reparação;
- Aquisição de equipamentos diversos.

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 necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -4

Projetos de Melhoria Operacional na RNTG

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
<i>Security</i>	Intrusão - Monitorização remota nas estações	2026	2,3	3,0
Odorização Centralizada	Unidade de Odorização – TGNL de Sines	2029	0,0	1,9
	Unidade de Odorização – AS do Carricho			
Upgrade de Inst. e Equip.	Unidades recetoras/lançadoras ILI-LN10001	2026	2,4	2,4
	Aquisição de equipamentos de queima (<i>'flares'</i>)			
	EMMs do Lab. Móvel e Equipamento de Emergência			
Transformação Digital	Monitorização e sensorização de ativos	2026	1,4	2,3
	Equipamentos de análise e medição e peças RCM II			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.4.3. Programa de Adequação Regulamentar na RNTG

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para a Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2026 a 2030, incluem as seguintes atividades:

- 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 direta e caracterização por ensaios não destrutivos de indicações e reparação de eventuais defeitos ou descontinuidades (continuação do programa em vigor desde o início da exploração da infraestrutura);
 - Deteção e localização de fugas.

- Programa de adequação a alteração nas Classes de Localização:
 - De acordo com os resultados do estudo, atualmente em curso, que procura identificar alterações nos valores de densidade populacional em relação aos considerados no projeto inicial da RNTG, será necessário implementar medidas de segurança adicionais nos troços cuja classe de localização seja alterada.
- Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida:
 - Intervenção periódica nos Equipamentos de Medição e Leitura (conforme especificado no 'Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás' disponibilizado pela ERSE).

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

QUADRO 4 -5

Projetos de Adequação Regulamentar na RNTG – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Gestão de integridade	Inspeção em linha	2026	2,4	4,0
	Estudo do estado do revestimento			
	Caracterização e reparação			
	Deteção e localização de fugas			
Classes de Localização	Projeto de adequação da RNTG a novas classes de localização	2027	4,0	4,0
Recond. de UM	Intervenção em Equipamentos de Medição e Leitura	2026	0,9	1,5

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

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, resultam de intervenções necessárias nos ativos de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas. Sempre que possível, estas intervenções procuram a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição não seletiva. Os projetos apresentados para o período de 2026 a 2030 incluem o seguinte (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6):

- Programas de intervenção em ativos em fim de vida útil:
 - Equipamentos e Sistemas Auxiliares - upgrade e adequação – programa de renovação ou prolongamento de vida útil para ativos não específicos resultante da avaliação individual efetuada;
 - Caudalímetros e contadores;
 - Equipamento de odorização nas estações;

- Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície.
- Programa de substituição e upgrade de equipamentos elétricos e eletrônicos:
 - Substituição de UPS (fonte de alimentação ininterrupta) nas estações;
 - Substituição de baterias nas estações;
 - Substituição de transformadores de potência e readequação de postos de transformação nas estações;
 - Adequação de sistema de comando e controlo;
 - Substituição/Upgrade de RTU e HMIs em fim de vida útil.
- Programas Específicos:
 - Remodelação dos sistemas de aquecimento na RNTG;
 - Recondicionamento das coberturas de todos os edifícios elétricos e intervenção na rede de terras das estações da RNTG;
 - Substituição de atuadores de válvulas em linha;
 - Beneficiação e substituição de válvulas na RNTG.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de gestão de fim de vida útil de ativos na RNTG, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -6

Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil na RNTG

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	Adequação e upgrade de equipamentos e sistemas	2026	3,9	6,5
	Caudalímetros e contadores			
	Sistema de odorização			
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície			
Sistemas de Instrumentação e Controlo	Adaptação de Sistemas	2026	2,1	3,5
	Sistemas de Comando			
	Substituição de RTU e HMI em fim de vida útil			
Estações	Recondicionamento das coberturas dos edifícios elétricos	2026	1,4	1,4
Equipamentos elétricos	Remodelação postos de transformação	2026	1,4	2,8
	UPS e baterias			
Equipamentos mecânicos	Beneficiação e substituição de válvulas	2026	1,0	1,5
	Substituição de atuadores de válvulas em linha			
Sistemas de Aquecimento	Remodelação de sistemas de aquecimento	2026	0,9	1,5

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.4.5. Projetos de Ambiente e Sustentabilidade na RNTG

Os projetos de Ambiente e Sustentabilidade na Rede Nacional de Transporte de Gás no período de 2026 a 2030 abrangem a continuação do esforço para a descarbonização dos ativos, quer por via da redução do autoconsumo de gás natural nas caldeiras, quer pela redução da energia elétrica necessária para a operação destes. Após a conclusão do projeto de instalação de painéis solares térmicos para pré-aquecimento da água dos sistemas de aquecimento nas GRMS de maior consumo, pretende-se dotar todas as estações de unidades com painéis fotovoltaicos, tornando-as mais autossuficientes em termos de energia elétrica, e desenvolver um projeto piloto para aquecimento da água nestas GRMS com recurso a sistemas de bomba de calor. Estão ainda incluídos nesta rubrica outros projetos com importante valor na mitigação do risco face às alterações climáticas, nomeadamente o programa de controlo de emissões de metano, bem como outras iniciativas de promoção de maior eficiência energética.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -7

Projetos de Ambiente & Sustentabilidade na RNTG

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Ambiente & Sustentabilidade	Eficiência Energética	2026	1,3	2,2
	Mitigação dos efeitos das alterações climáticas			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.4.6. 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 na gestão de combustível nas faixas da RNTG para limitar o aumento de gastos futuros. O investimento apresentado corresponde a ciclos de intervenção de 3 anos;
- 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 a especial atenção dedicada à estabilização das faixas de proteção permitem 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 por cada um dos projetos de Gestão Integrada de Vegetação na Rede Nacional de Transporte de Gás, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -8

Projetos de Gestão Integrada de Vegetação na RNTG

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Gestão integrada de vegetação	Estabilização das faixas de proteção	2026	1,3	2,2
	Aumento da resiliência a espécies invasoras			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.5. PROJETOS NO TERMINAL DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO

4.5.1. Síntese dos projetos apresentados

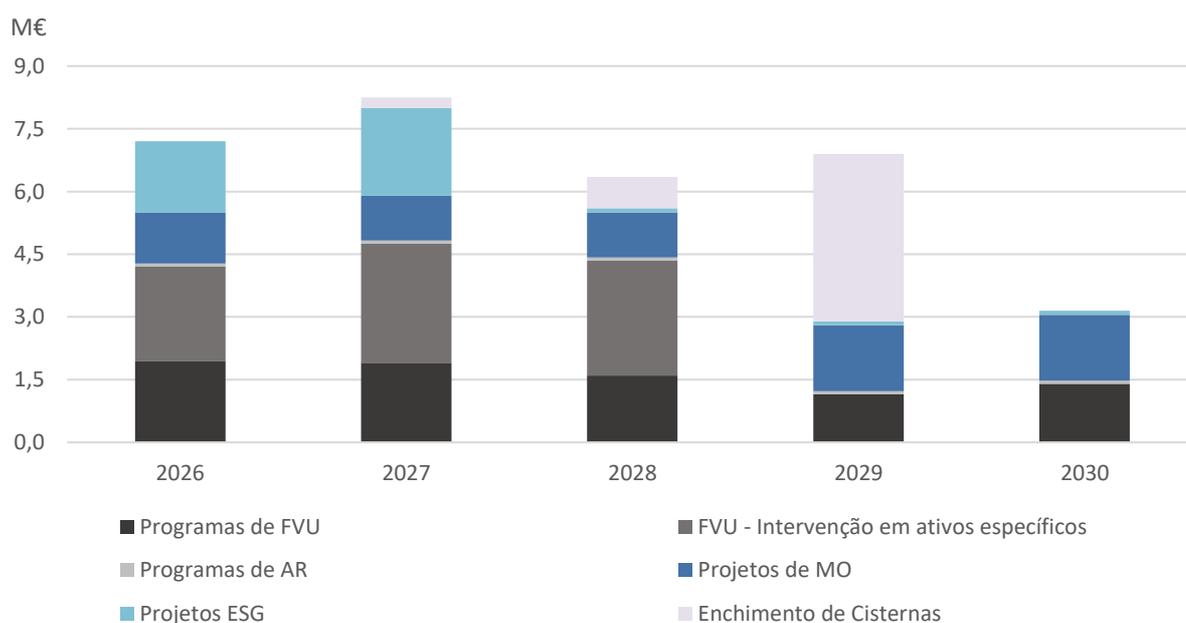
O plano de investimentos para o TGNL de Sines, particularmente no âmbito da gestão de ativos em fim de vida útil, continua a ser impactado pela elevada taxa de utilização do terminal, que abastece atualmente a quase totalidade do consumo de gás no país, com a grande maioria dos ativos desta infraestrutura a completar 25 anos de operação contínua no período a que o presente plano diz respeito. Esta situação reflete-se sobretudo no investimento em ativos específicos, com destaque para a substituição dos compressores de retorno de gás ao navio, das gruas instaladas nos tanques, do grupo a diesel de bombagem de água de incêndios e de equipamentos e sistemas da rede elétrica de média tensão.

O projeto de construção de uma nova baía de enchimento de cisternas/contentores, na sequência do aumento contínuo do consumo de GNL por esta via tem também um peso específico importante no montante de investimento apresentado.

O montante global de investimento destes projetos para os quais se requer uma DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO é de 24 M€ estimado a custos diretos externos.

FIGURA 4-5

Projetos Base no TGNL de Sines para o primeiro quinquénio (2026-2030)
(valores estimados a custos diretos externos)



O montante de investimento associado à rubrica dos projetos de melhoria operacional assenta sobretudo em dois importantes projetos: (i) o projeto de ampliação do sistema de amarração, com a construção de dois novos pontos de amarração, e (ii) o projeto de alteração e atualização tecnológica da plataforma do sistema de controlo do Terminal.

O montante do investimento para o primeiro quinquénio em projetos de remodelação, modernização e digitalização de ativos apresentado para o TGNL de Sines, incluindo a construção da 4.ª baía de enchimento de camiões cisterna, corresponde a uma verba de 27,8 M€ (valor a CDE).

A esta verba acrescem os projetos de ambiente e sustentabilidade (“ESG”) cuja colocação em serviço terá um impacto muito significativo na redução consumo de energia elétrica, totalizando ca. 31,9 M€ (valor a CDE).

4.5.2. Projetos de Melhoria Operacional no TGNL de Sines

Os projetos de Melhoria Operacional, previstos para o TGNL de Sines no período de 2026 a 2030, incluem as seguintes atividades (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6):

- Ampliação de edifício e zona de estacionamento na unidade de enchimento de camiões cisterna;
- Projeto de transformação digital - monitorização e sensorização;
- Atualização tecnológica e alteração da plataforma de comando e controlo tendo em vista requisitos funcionais e de cibersegurança;
- Construção de novos pontos de amarração no Cais de Acostagem, eliminando restrições à amarração de navios com determinadas geometrias.

No quadro seguinte, desagregado por cada um dos projetos de Melhoria Operacional no TGNL de Sines, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -9

Projetos de Melhoria Operacional no TGNL de Sines

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Upgrade de Inst. e Equip.	Edifício da Unidade de Enchimento de Cisternas	2026	0,4	0,5
	Transformação digital - monitorização e sensorização			
Sistemas de Instr. e Controlo	Plano de Atualização Tecnológica - Cibersegurança	2026	3,0	3,5
Cais de acostagem	Melhoria do sistema de amarração	2029	2,5	2,5

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.5.3. Programa de Adequação Regulamentar do TGNL de Sines

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para o TGNL de Sines no período de 2026 a 2030, incluem o Programa de Gestão de Integridade e a construção de um novo posto de enchimento de camiões cisterna (este projeto pode ser consultado em detalhe no Anexo 6):

- Programa de Gestão de Integridade:
 - Equipamentos sob pressão – conformidade com o Decreto-Lei n.º 131/2019;
 - Diretiva ATEX - conformidade com o Decreto-Lei n.º 236/2003.
- Construção de um quarto posto (“4.ª baía”) de enchimento de cisternas.

Inclui-se no âmbito da Adequação Regulamentar a construção de um quarto posto de enchimento de camiões cisterna, tendo em consideração o RMSA-G 2023, aprovado por despacho da Senhora Ministra do Ambiente e Energia de 15 de outubro de 2024, que aponta para a necessidade de dotar o TGNL de Sines de redundância e maior resiliência na oferta de GNL com o reforço da atual capacidade de carregamento. A consulta da ficha do projeto de construção do quarto posto de enchimento de cisternas (Anexo 6), em que consta a sua fundamentação, deverá ser realizada em conjunto com o levantamento detalhado do histórico de operações de enchimento de cisternas constante do Capítulo 2 e com os as previsões da procura para o próximo decénio ilustradas no Capítulo 3.

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

QUADRO 4 -10

Projetos de Adequação Regulamentar no TGNL de Sines

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Gestão de integridade	Equipamentos sob pressão	2026	0,2	0,4
	Diretiva ATEX			
Normativo (RMSA-G)	4.º posto de enchimento de camiões cisterna	2027	5,0	5,0

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

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

Os projetos incluídos no programa de Gestão do Fim de Vida Útil de Ativos, previstos para o TGNL de Sines no período de 2026 a 2030, decorrem da necessidade de intervenções nos ativos, com o objetivo de assegurar os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas, privilegiando, sempre que tecnicamente viável, a reabilitação e a beneficiação do ativo, em detrimento da sua substituição.

Os projetos propostos dividem-se entre Programas de Gestão de Ativos, intervenções em ativos específicos e remodelação de equipamentos e sistemas de segurança (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6):

- Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares:
 - Equipamentos e Sistemas Auxiliares - upgrade e adequação – programa de renovação ou prolongamento de vida útil para ativos não específicos resultante da avaliação individual efetuada;
 - Substituição da rede interna e sistema de abastecimento de água industrial e água potável;
 - Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície.
- Programa de substituição e upgrade de equipamentos elétricos e eletrónicos:
 - Readequação dos sistemas de proteção ('SEPAM');
 - Remodelação de cablagem;
 - Substituição de iluminação e sinalética;
 - Substituição da instrumentação de campo.
- Intervenção em Ativos Específicos:
 - Compressores de retorno ao navio;
 - Sistema de bombagem criogénica de GNL;
 - Sistema de água do mar (filtragem, adução e bombagem);
 - Grupo motobomba de combate a incêndios;
 - Renovação do sistema de gruas instalado nos tanques de armazenagem;
 - Substituição do veículo especial de combate a incêndios ('VECI');
 - Sistema de monitores remotos e pré-orientados.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no TGNL de Sines, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-11

Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no TGNL de Sines

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Equipamentos e Sistemas Auxiliares	Adequação e upgrade de equipamentos e sistemas	2026	3,8	5,3
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície			
	Gruas instaladas nos tanques			
Sistema de Descarga	Compressores de Gás de retorno ao navio	2026	2,5	2,5
Sistema de emissão	Sistema de bombagem criogénica	2026	1,1	1,8
Sistema de água do mar	Sistema de filtragem de água do mar	2026	1,5	1,5
	Sistema de bombagem de água do mar			
Equipamentos elétricos	Intervenção e remodelação de cablagem	2026	2,1	2,4
	Readequação SEPAM			
	Luminária exterior – Substituição			
Sistemas de I&C	Substituição instrumentação	2026	0,2	0,3
Utilidades	Redes de água industrial e água potável	2026	0,4	0,4
Sistemas de Segurança	Grupo motobomba de combate a incêndios	2026	1,9	1,9
	VECI			
	Monitores remotos e pré-orientados			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.5.5. Projetos de Ambiente e Sustentabilidade no TGNL de Sines

Os custos com a eletricidade representam a maior fatia dos custos de operação do TGNL de Sines, que, em 2024, consumiu mais de 50 GWh, com um valor de potência média de 6 MW. Pretende-se instalar uma capacidade de produção de energia elétrica de cerca de 3 MW a partir de unidades de produção fotovoltaica, valor equivalente à potência consumida pelo Terminal na sua capacidade de emissão mínima. Importa referir que o projeto apresentado no plano anterior diz respeito a uma unidade de baixa tensão destinada à alimentação do edifício e que atualmente se encontra em serviço produzindo os resultados esperados. Estão ainda incluídos nesta rubrica outros projetos com importante valor na mitigação dos efeitos de alterações climáticas, nomeadamente o programa de mitigação e eliminação de emissões de metano.

No quadro seguinte apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -12

Projetos de Ambiente & Sustentabilidade no TGNL de Sines

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Ambiente & Sustentabilidade	Unidade de produção de energia fotovoltaica	2026	3,9	4,1
	Projetos de mitigação de efeitos de alterações climáticas			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.6. PROJETOS NO ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO

4.6.1. Síntese dos projetos apresentados

A gestão de ativos em fim de vida útil é o principal componente do plano de investimentos apresentado para a instalação do AS do Carricho quer através dos programas de avaliação e gestão de ativos quer pela intervenção em ativos específicos. Nesta última componente importa destacar a intervenção profunda no sistema de desidratação de gás e a remodelação e beneficiação dos grupos motor-compressor.

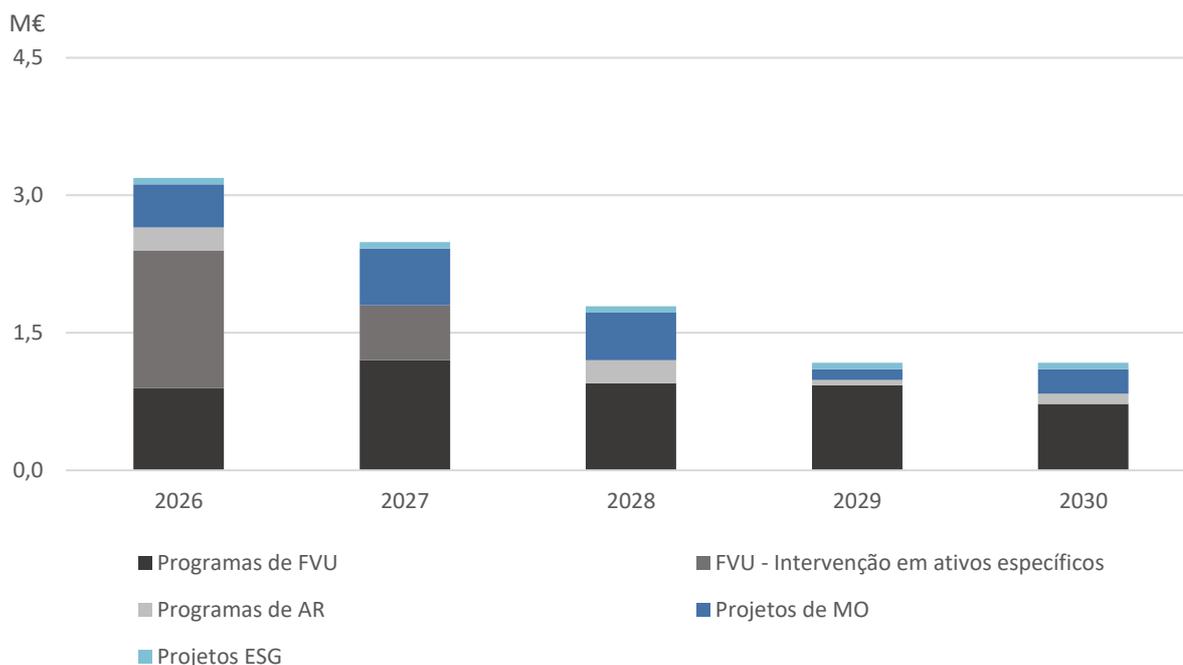
Ao nível da melhoria operacional destaca-se o investimento na segurança das instalações com a instalação de um sistema de vigilância e controlo de acessos.

O montante global de investimento destes projetos para os quais se requer uma DECISÃO FINAL DE INVESTIMENTO é de 7 M€ estimado a custos diretos externos.

O montante de investimento para o AS do Carricho no primeiro quinquénio corresponde a em 9,8 M€ (valor a CDE), sendo os principais blocos de investimento ilustrados na figura seguinte.

FIGURA 4-6

Projetos Base no AS do Carricho para o primeiro quinquénio (2026-2030) (valores estimados a custos diretos externos)



O aumento no montante de investimento no AS do Carriço relativamente ao apresentado no plano anterior deve-se ao facto de parte das intervenções em ativos específicos terem sido recalendarizadas, para obtenção de sinergias com o projeto de adaptação à presença de misturas de gás natural com hidrogénio.

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 2026 a 2030, incluem as seguintes atividades:

- Instalação de sistema de controlo de acessos e vigilância do perímetro da instalação (inclui sistema de CCTV);
- Construção de edifício na zona das caldeiras de modo a albergar separadamente a sala de potência e comando, os vasos de expansão e tratamento de água e a sala do agente extintor de incêndio;
- Instalação de plataformas de acesso a equipamentos;
- Aquisição de software para gestão técnica das cavidades;
- Projeto de transformação digital - monitorização e sensorização;
- Aquisição de equipamento e ferramentas diversas (incluindo equipamento de segurança).

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

QUADRO 4 -13

Projetos de Melhoria Operacional no AS Carriço

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Security	Intrusão - Monitorização e controlo de acessos	2026	0,8	0,8
Upgrade de Inst. e Equip.	Separação de áreas nas caldeiras - Ampliação de edifício	2027	0,4	0,6
	Transformação digital - monitorização e sensorização			
Transformação Digital	Monitorização e sensorização de ativos	2026	0,5	0,7
	Software de gestão das cavidades			
	Equipamentos de análise e medição e peças RCM II			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.6.3. Programa de Adequação Regulamentar no AS do Cariço

Os projetos de Adequação Regulamentar programados para o Armazenamento Subterrâneo do Cariço no período de 2026 a 2030, incluem as seguintes atividades:

- Programa de Gestão de Integridade:
 - Controlo dimensional das cavidades (execução de sonares);
 - Monitorização de condição das tubagens verticais dos poços;
 - Equipamentos sob pressão – conformidade com o Decreto-Lei n.º 131/2019.
- Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4-14

Projetos de Adequação Regulamentar no AS do Cariço

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Gestão de integridade	Controlo dimensional das cavidades	2026	0,4	0,5
	Monitorização tubagens verticais ('Casing Log')			
	Equipamentos sob pressão			
Recond. de UM	Intervenção em Equipamentos de Medição e Leitura	2026	0,1	0,2

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.6.4. Programa de Gestão de Vida Útil de Ativos no AS do Cariço

O programa de Gestão de Fim de Vida Útil, previsto para a instalação do AS do Cariço, consiste nas necessárias intervenções nos ativos de modo a manter os níveis de segurança e disponibilidade das infraestruturas, procurando, sempre que possível e tecnicamente viável, a reabilitação e beneficiação dos ativos em detrimento da sua substituição não seletiva (os principais projetos podem ser consultados em detalhe no Anexo 6).

Os principais projetos apresentados neste bloco para o período de 2026 a 2030 são os seguintes:

- Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares:
 - Equipamentos e Sistemas Auxiliares - upgrade e adequação – programa de renovação ou prolongamento de vida útil para ativos não específicos resultante da avaliação individual efetuada;
 - Aquisição de equipamentos de segurança;

- Recondicionamento dos sistemas de controlo de caudal;
- Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície.
- Intervenção em Ativos Específicos:
 - Unidade de desidratação - sistema processual que garante a secagem do gás extraído das cavidades de armazenamento;
 - Recondicionamento e extensão de vida útil dos grupos Motor-Compressor de gás.

No quadro seguinte, desagregado para cada um dos projetos de Gestão de Fim de Vida Útil de Ativos no Armazenamento Subterrâneo do Carricho, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -15

Projetos de Gestão de Fim de Vida Útil no AS do Carricho

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Equipamentos e Sist. Auxiliares	Adequação e upgrade de equipamentos e sistemas	2026	1,9	3,1
	Equipamentos de segurança			
	Computadores de controlo de caudal			
	Tratamento anticorrosivo das instalações de superfície			
Unidade de Desidratação	Remodelação do sistema de glicol	2026	1,5	1,5
Unidades Motor-Compressor	Recondicionamento e extensão de vida útil dos Grupos	2027	0,6	0,6
Equipamentos mecânicos	Permutadores de calor	2026	0,5	0,8
	Beneficiação e substituição de válvulas			
	Substituição de atuadores de válvulas em linha			
Sistemas de I&C	Beneficiação de autómatos	2026	0,4	0,4
	Substituição de Instrumentação			
Utilidades	Redes de azoto e de água industrial	2026	0,2	0,3
Equipamentos elétricos	Armários de PC e rede de terras	2026	0,1	0,1

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.6.5. Projetos de Sustentabilidade e Ambiente no AS do Carricho

O projeto de instalação de unidades de painéis fotovoltaicos com o objetivo de produção de eletricidade para autoconsumo, apresentado no plano anterior, foi concluído. No âmbito do ambiente e sustentabilidade, não estão calendarizados investimentos com montantes significativos até que ocorram novos pressupostos ou alterações na instalação que justifiquem tal medida.

A verba apresentada inclui pequenos projetos com importante valor na mitigação dos efeitos de alterações climáticas, nomeadamente ao nível da limitação de emissões de metano e eficiência energética.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor de investimento com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio.

Quadro 4 -16

Projetos de Ambiente & Sustentabilidade no AS do Carrigo

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Ambiente & Sustentabilidade	Projetos de mitigação de efeitos de alterações climáticas	2026	0,2	0,4

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.7. AMBIENTE, SUSTENTABILIDADE E ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS

A transição energética e a sustentabilidade têm vindo a assumir maior preponderância, não apenas pela necessidade de alinhamento do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), da transposição das crescentes exigências regulamentares e legislativas, como o regulamento de redução das emissões de metano no setor de energia, a ampliação do sistema de comércio de licenças de emissão (CELE) da União Europeia, a diretiva do direito à reparação (incentivando a economia circular), a obrigatoriedade de regeneração dos ecossistemas degradados em toda a União Europeia, com metas em matéria de clima e biodiversidade, mas também pelo envolvimento progressivo e calibrado de toda a cadeia de valor.

As descarbonizações, a par da conservação da natureza e das alterações climáticas, constituem grandes desafios das sociedades e têm sido temas cimeiros endereçados nas COP das Alterações Climáticas e da Biodiversidade.

Em Portugal, em 2024 foi revisto e aprovado o PNEC 2030, com reforço nos objetivos de descarbonização, e registadas evoluções relativamente aos seguintes tópicos: (i) no seguimento da aprovação da Lei de Restauro da Natureza pela UE, dar início ao Plano Nacional de Restauro da Natureza; (ii) na aprovação do Mercado Voluntário de Carbono, visando regular um mercado que, embora de cariz voluntário, se quer transparente e escrutinado através da transação de créditos de carbono certificados; e (iii) na publicação do Roteiro Nacional para a Adaptação 2100 (RNA 2100), que avalia a vulnerabilidade do território Português às alterações climáticas.

A REN assume a sua responsabilidade enquanto entidade potenciadora e facilitadora da transição energética e da descarbonização do setor energético, designadamente o do gás. Os desafios da sustentabilidade e da transição energética estão no centro da estratégia e do desenvolvimento das atividades inerentes à missão dos operadores de redes de gás. Estes temas assumem uma importância relevante no presente PDIRG, permitindo que os operadores da RNTIAT possam contribuir para o objetivo associado às orientações e metas estipuladas a nível nacional e europeu.

No âmbito do seu Plano Estratégico, a REN reforçou os seus compromissos de descarbonização, definindo, paralelamente, reduzir as emissões de metano em 30% até 2030, face ao ano de 2023.

O presente PDIRG integra projetos para materializar a descarbonização do sector, como por exemplo, (i) o aproveitamento da energia solar de modo a pré-aquecer a água dos sistemas de aquecimento, ao nível das GRMS, necessário para contrariar o arrefecimento criado pelo efeito Joule-Thomson durante a expansão do gás, e assim reduzir o autoconsumo de gás nas caldeiras e (ii) a instalação de painéis fotovoltaicos com o objetivo de aproveitamento de energia renovável para a produção de energia elétrica para autoconsumo. Por outro lado, em função do ciclo de vida dos ativos em exploração, e aquando de ações de sua substituição, será também levado em linha de conta a sua eficiência energética e o seu desempenho ao nível da descarbonização.

Acresce que no âmbito do Regulamento²⁵ da redução das emissões de metano (com um efeito de estufa equivalente a ca. 28 vezes o do CO₂), e de modo a cumprir o mesmo, nomeadamente a medição, quantificação, monitorização, comunicação e verificação rigorosos das emissões de metano no setor da energia da UE e o estabelecimento de um plano de redução, prevê-se a implementação de um conjunto de iniciativas envolvendo a instalação de equipamentos em ativos físicos, como o TGNL de Sines ou o AS do Carriço, assim como no âmbito da realização das ações de monitorização e de execução das reparações que se mostrem necessárias.

Por outro lado, o setor do gás é vulnerável às mudanças projetadas nas diversas variáveis climáticas, reconhecendo-se a existência de riscos decorrentes para as atividades concessionadas, incluindo o previsível aumento na frequência e intensidade de eventos meteorológicos extremos, que podem afetar a operação e a integridade das infraestruturas da RNTIAT.

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 PDIRG, esta preocupação é igualmente materializada através de uma sistematização e análise de vulnerabilidades, para além das práticas que já são utilizadas nos projetos de novas infraestruturas e respetivos estudos de impacto ambiental.

²⁵ REGULAMENTO (UE) 2024/1787 do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de junho de 2024, relativo à redução das emissões de metano no sector da energia e que altera o Regulamento (UE) 2019/942.

4.8. INVESTIMENTO NA GESTÃO TÉCNICA GLOBAL E EDÍFCIOS

4.8.1. Enquadramento

Para o período 2026-2035, a presente proposta de PDIRG considera um conjunto de investimentos necessários à sustentabilidade, garantia de funcionamento e também à modernização da atividade de Gestão Técnica Global do SNG (“GTG”) e infraestruturas de gás, com especial enfoque nas atividades do Centro de Despacho e Operação de Mercado.

O investimento apresentado incide na evolução das infraestruturas físicas e lógicas que suportam a atividade de GTG, nomeadamente nos sistemas de informação industriais críticos que suportam operacionalmente a atividade de gestão do sistema e estão localizados nos espaços do Centro de Despacho principal (“CD”), em Bucelas, no Centro de Despacho de Emergência (“CdEm”), em Pombal, bem como a criação de uma sala de Despacho em Sacavém.

Também para o período referido, realça-se o desenvolvimento de novas implementações que permitam à GTG operar o SNG perante novas exigências decorrentes da mistura de gases renováveis.

Na organização das necessidades e estruturação dos investimentos na Gestão Técnica Global, identificam-se duas principais áreas de atuação:

1. GESTÃO DO SISTEMA E OPERAÇÃO DA REDE

TECNOLOGIAS DE SUPORTE E ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS – Atualização de tecnologias de suporte à atividade da gestão do sistema, bem como a implementação de melhorias nos processos de comunicação com as estações da RNTG. Estão ainda considerados investimentos para implementação de nova regulamentação.

EVOLUÇÃO DIGITAL - Digitalização de processos, através da implementação de regras e automatismos, 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, considerando a integração de gases renováveis e garantindo a ponte (*inputs* e *outputs* de dados) entre os diversos intervenientes, industriais (infraestruturas, operadores e produtores) e o mercado liberalizado.

SALA DE DESPACHO EM SACAVÉM – Criação de uma sala de Despacho em Sacavém com o objetivo de incrementar a resiliência da Gestão Técnica Global do SNG, garantida pela existência de duas salas de operação redundantes na região de Lisboa (proximidade como forma de resiliência e de tempo de resposta em caso de emergência). Assim, preconiza-se que a operação regular passe a realizar-se a partir da sala localizada em Sacavém, passando a sala de Bucelas a constituir-se como primeira sala de recuo com tempo de ativação substancialmente inferior ao da sala do Centro de Despacho de Emergência, em Pombal.

2. REDE DE TELECOMUNICAÇÕES DE SEGURANÇA

A obtenção de níveis adequados de segurança no abastecimento de energia e de qualidade do serviço prestado está diretamente relacionada com um desenvolvimento articulado das infraestruturas da RNTG, 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 RNTG;
- 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 RNTG.

Apresenta-se também o montante de investimento associado à reabilitação de edifícios, que pela sua idade e criticidade, necessitam de intervenções urgentes de forma a garantir o normal funcionamento das atividades que neles se desenvolvem, sendo que, as principais intervenções irão ocorrer nos edifícios de Bucelas, Pombal e Sines.

4.8.2. Gestão do Sistema e Operação da Rede

A atividade de Gestão do Sistema compreende a supervisão e controlo da Rede Nacional de Transporte de Gás, a Gestão Técnica Global do Sistema Nacional de Gás e ainda as atividades de operação de mercado, que assentam em sistemas e tecnologias disponibilizadas nos CD e CdEm, ambos em 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 de 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:

- Operadores da RNTIAT;
- A congénere espanhola, a Enagás, essencial para a coordenação entre operadores de sistemas e de redes de transporte, na operação dos sistemas interligados;
- Os operadores das redes 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 operacionalização 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 presente PDIRG prevê um investimento em tecnologias de suporte às infraestruturas do gás, pressupondo a necessidade de atualizar e desenvolver os sistemas subjacentes à atividade da Gestão do Sistema e Operação da Rede, salientando-se a digitalização e automatização de processos bem como a realização de atualizações de versões de software e introdução de tecnologias para garantia de implementação de políticas e processos de segurança de dados, informação e processos tecnológicos.

Estando o mercado cada vez mais interligado e integrado, prevê-se a necessidade de executar importantes desenvolvimentos consecutivos de regras e automatismos, integrando processos energéticos relacionados com a introdução de gases renováveis no SNG, interligando não só os sistemas e utilizadores internos, mas sobretudo os produtores 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, cada vez mais relevantes, disponibilizando de forma atempada a informação necessária à tomada de decisão e às diversas partes interessadas.

4.8.3. Rede de Telecomunicações de Segurança (RTS)

A RTS é constituída por sistemas de comunicações de voz e dados suportados primordialmente em infraestrutura de fibra ótica da RNTG e complementada nas zonas periféricas de rede por ligações de fibra escura externa para securização das comunicações.

No horizonte 2026-2035, estão previstos 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 RNTG, nomeadamente nas tecnologias introduzidas em serviço no período 2015-2022 ou anterior, dando continuidade ao programa de renovação tecnológica em curso.

Destacam-se, para o primeiro quinquénio, os investimentos de renovação de sistemas ou camadas de rede que entraram em serviço até 2018, nomeadamente infraestruturas de fibra ótica e sistemas de comunicação voz/dados em tecnologia VoIP e IP/MPLS, que asseguram as comunicações para a operação e gestão da RNTG.

No segundo quinquénio, destacam-se os investimentos de renovação de sistemas ou camadas de rede que entraram em serviço até 2022, nomeadamente em tecnologia DWDM, que assegura circuitos sobre fibra ótica para securização da camada de rede IP/MPLS.

4.8.4. Edifícios

Os edifícios considerados neste âmbito, quer pela sua idade, quer pela sua criticidade, colocam em causa o normal funcionamento das atividades que neles são desenvolvidas, assim como dos seus ocupantes. A idade apresentada pelos edifícios, torna necessário o investimento em melhorias nestas instalações. Esta necessidade deriva também da evolução da legislação em matéria de segurança e é corroborada pelos relatórios de auditorias técnicas e de segurança, que têm indicado oportunidades de melhoria nas seguintes áreas:

- *Segurança (Security)* – O aumento exigências regulatórias internacionais resulta no não cumprimento de determinados requisitos de segurança instituídos, dado à data da sua construção, estes edifícios, não terem sido projetados para os requisitos de segurança atualmente necessários;
- *Safety* – A evolução verificada nesta área nos últimos 12 anos foi muito significativa, não sendo acompanhada por edifícios construídos há mais de 20 anos. Apesar de terem já sido realizadas intervenção mínimas de alinhamento com as atuais diretivas de autoproteção, as exigências para salas críticas são significativas e obrigam à realização de intervenções mais estruturais;
- *Infraestruturas de ar condicionado, energia e supervisão* – A fiabilidade destas infraestruturas degrada-se com o aproximar do fim de vida útil das mesmas, sendo que, para este tipo de equipamentos, a sua substituição é, na maior parte das vezes, a única alternativa viável. Os edifícios a intervencionar neste conjunto de ações têm mais de 20 anos de vida, pelo que, sendo estas instalações críticas para o negócio e por forma a garantir a fiabilidade e resiliência das mesmas, é fundamental a renovação destes sistemas.

PRINCIPAIS INTERVENÇÕES

O edifício de Bucelas, no qual se desempenham as atividades do Centro de Operação de Rede de Gás, tem cerca de 30 anos e, por consequência, um desfasamento com a legislação vigente ao nível de infraestruturas de segurança, energia, gestão e ar condicionado que compromete a sua ocupação e o normal desenrolar das atividades. Neste edifício está prevista uma intervenção mais urgente e rápida para repor as condições de segurança e resiliência para as principais zonas do edifício e posteriormente uma maior intervenção no Centro de Operações de Rede de Gás.

Em Pombal, no qual está localizada a sala de emergência temporária em caso de indisponibilidade do Centro de Despacho de Gás em Bucelas, com cerca de 30 anos, sem ter sido ainda objeto de qualquer intervenção de fundo, que se pretende fazer no período de execução do plano que se apresenta.

No TGNL de Sines, nomeadamente no edifício com cerca de 20 anos de idade, existe a necessidade de correção de deficiências existentes no edifício bem como uma renovação dos sistemas de climatização que já ultrapassaram a sua vida útil.

4.8.5. Montantes de Investimento na Gestão Técnica Global e Edifícios

No quadro seguinte, apresenta-se o valor do investimento com necessidade de DFI para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -17

Projetos de Gestão Técnica Global do SNG e Edifícios

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Projetos na Gestão Técnica Global do SNG e Edifícios	Gestão do Sistema e Operação da Rede			
	Atualização do sistema ATR			
	Sala de despacho em Sacavém	2026	14,4	18,5
	Rede de telecomunicações de segurança (RTS)			
	Edifícios técnico-administrativos			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.9. INVESTIMENTO EM IT E NÃO BÁSICO

4.9.1. Investimento em IT

A rubrica de "Investimento em IT" inclui os projetos específicos de sistemas informáticos e contempla, entre outros, investimentos de carácter específico associados à cada vez maior digitalização dos processos de suporte às atividades das concessões, tanto para fazer face aos novos requisitos funcionais e de desempenho, como para cumprimento de requisitos legais, regulatório e regulamentares do setor, promovendo um contínuo robustecimento da segurança das infraestruturas, proteção dos ativos digitais e substituição de ambientes em fim de vida, assim como para o reforço da resiliência e capacidade de recuperação de incidentes e desastres.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor de investimento associado aos projetos de IT com necessidade de DFI e os valores de investimento para o primeiro quinquénio

QUADRO 4 -18

Investimento em IT e Cibersegurança

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Projetos de IT	Projetos de sistemas informáticos	2026	0,3	0,6

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.9.2. Investimento Não Básico

A rubrica "Investimento não básico" inclui as despesas realizadas com a aquisição de ativos fixos tangíveis que estejam afetos às "funções de suporte" dos operadores da RNTIAT, sendo composto, por exemplo, por equipamentos de transporte e apoio às operações, renovação de mobiliário, material de escritório, equipamento informático, pilotos de inovação e outros equipamentos diversos. Releva-se nesta matéria a aquisição de viaturas garantindo a segurança de pessoas e bens e a adoção de boas práticas de ESG, a remodelação de sistemas de ar condicionado, a substituição de mobiliário danificado, a substituição de equipamento elétrico e de aquecimento ou refrigeração danificado sem possibilidade de reparação ou em fim de vida útil, a aquisição de material de escritório e a renovação de postos de trabalho/equipamento informático bem como o apoio a iniciativas e pilotos de inovação.

No quadro seguinte, apresenta-se, o investimento não específico, com necessidade de DFI para o primeiro quinquénio.

QUADRO 4 -19

Investimento Não Básico

	Descrição dos Projetos	Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Investimento Não Básico	Investimento em pilotos de inovação	2026	3,8	6,7
	Investimento em gestão de frota			
	Mobiliário e material de escritório			
	Postos de trabalho			

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

4.10. INVESTIMENTO CORRENTE URGENTE

O “Investimento corrente urgente” representa uma provisão que visa dar resposta a necessidades imprevistas ou urgentes que decorram de

- (i) elementos supervenientes,
- (ii) de uma avaliação de estado dos ativos que possa colocar em causa a segurança de pessoas e bens, a fiabilidade da rede ou a qualidade de serviço, e
- (iii) projetos de ligação de novos pontos de entrega à RNDG, adequação das capacidades de entrega em pontos de ligação à RNDG já existentes (redimensionamentos), ligação de novos clientes industriais em alta pressão (AP) ou reforço das ligações já existentes, sendo estes projetos normalmente motivados por solicitação externa aos operadores da RNTIAT.

Assim, este montante tem por objetivo fazer face a solicitações não previstas ou não completamente clarificadas em tempo útil para a preparação da presente proposta de PDIRG, mas que poderão vir a ocorrer até ao horizonte previsível para a decisão de aprovação da próxima edição do PDIRG.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor de investimento para o primeiro quinquénio, que pelo exposto de limita aos montantes previsionais até 2028.

QUADRO 4 -20

Investimento Corrente Urgente – Necessidade de DFI

Descrição dos Projetos		Previsão de Início	DFI 2026-28	CAPEX 2026-30
Investimento Corrente Urgente	Intervenções urgentes e/ou não previstas	2026	9,0	9,0

Unidade: M€ (valores estimados a CDE)

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

Neste subcapítulo, apresenta-se os valores das entradas em exploração a custos totais dos Projetos Base. Para esse efeito, aos montantes apresentados a custos diretos externos são acrescidos 12%, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros, conforme quadro resumo seguinte.

QUADRO 4 -21

Projetos Base - Entradas em exploração dos Projetos Base (a custos totais)*

Projetos Base	Valores agregados			Transferências para exploração					
	2026-35	2026-30	DFI	2026	2027	2028	2029	2030	2031 – 2035 (média anual)
Projetos Base – Custos totais	225,4	131,3	101,4	30,7	29,5	30,1	24,0	17,1	18,8
RNTG	86,1	45,3	30,2	7,9	10,5	9,0	10,2	7,8	8,2
Valores a custos diretos externos (CDE)	76,9	40,4	26,9	7,0	9,4	8,1	9,1	6,9	7,3
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	9,2	4,9	3,2	0,8	1,1	1,0	1,1	0,8	0,9
TGNL de Sines	62,9	35,7	31,7	8,1	7,3	8,0	7,7	4,6	5,5
Valores a custos diretos externos (CDE)	56,2	31,9	28,3	7,2	6,5	7,1	6,9	4,2	4,9
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	6,7	3,8	3,4	0,9	0,8	0,9	0,8	0,5	0,6
AS do Carricho	22,0	11,0	8,4	3,6	2,8	2,0	1,3	1,3	2,2
Valores a custos diretos externos (CDE)	19,6	9,8	7,5	3,2	2,5	1,8	1,2	1,2	2,0
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	2,4	1,2	0,9	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2
Gestão Técnica Global + Edifícios	28,5	21,1	16,4	5,8	4,4	6,3	3,3	1,4	1,5
Valores a custos diretos externos (CDE)	25,5	18,9	14,7	5,1	4,0	5,6	3,0	1,2	1,3
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	3,1	2,3	1,8	0,6	0,5	0,7	0,4	0,1	0,2
Projetos de IT	1,6	0,6	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Valores a custos diretos externos (CDE)	1,4	0,6	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Investimento Não Básico	14,2	7,5	4,3	1,9	1,0	1,3	1,3	1,9	1,3
Valores a custos diretos externos (CDE)	12,7	6,7	3,8	1,7	0,9	1,2	1,2	1,7	1,2
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1,5	0,8	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
Investimento Corrente Urgente	10,1	10,1	10,1	3,4	3,4	3,4	-	-	-
Valores a custos diretos externos (CDE)	9,0	9,0	9,0	3,0	3,0	3,0	-	-	-
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	1,1	1,1	1,1	0,4	0,4	0,4	-	-	-

Unidade: M€ (custos totais)

* As verbas identificadas no segundo quinquénio (2031-2035) da tabela para os investimentos na RNTG, TGNL de Sines e AS do Carricho, correspondem ao valor médio anual multiplicado pelos cinco anos do período. O valor médio anual foi estimado com base nos valores de investimento médios do primeiro quinquénio (2026-2030) deduzindo os investimentos de carácter não-recorrente associados à 4.^a baía de enchimento e sistema de amarração, no TGNL de Sines e à adaptação a novas classes de localização na RNTG.

(Página em branco)



5

**PROJETOS
COMPLEMENTARES**

REN 

5.1. ENQUADRAMENTO

Os Projetos Complementares da presente proposta de PDIRG decorrem de necessidades com motivação externa à iniciativa direta dos operadores da RNTIAT e que não representam compromissos já assumidos com os ORD e traduzidos nos respetivos PDIRD. A apreciação destes projetos deverá beneficiar de elementos a aduzir por parte de *stakeholders* externos, ficando integralmente condicionada à avaliação e decisão pelo Estado Concedente quanto à sua concretização e respetiva data-objetivo de entrada em exploração.

Esta edição do PDIRG inclui, no conjunto dos Projetos Complementares, o projeto de adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de gás natural e hidrogénio até 10% em volume, para cumprimento do plano de certificação das infraestruturas, e um projeto piloto em Monforte para o biometano. Estes projetos complementares são apresentados com datas-objetivo identificadas para as respetivas transferências para exploração, para as quais é necessária a correspondente tomada de decisão pelo Concedente na presente sede.

Adicionalmente, são apresentados dois projetos complementares, sem data-objetivo fixadas, relativos à construção de duas novas cavidades a desenvolver no parque de cavidades do AS do Carriço (no âmbito da Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, e do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro) e ao gasoduto de alta pressão Monforte-Évora. A concretização destes projetos deve considerar um período mínimo de cinco anos após a tomada de decisão.

Em anteriores edições de PDIRG, foram apresentados os projetos de instalação de uma estação de compressão no Carregado (EC Carregado) e de instalação em Sines de infraestruturas associadas ao abastecimento de GNL no âmbito do *Small Scale* LNG / Multiproduto (SSLNG), os quais, face à evolução do SNG, não são apresentados para apreciação na presente proposta de PDIRG 2026-2035, remetendo-se a eventual apreciação e decisão sobre os mesmos para futura edição de PDIRG.

5.2. PROJETO DE ADAPTAÇÃO DA RNTG E AS DO CARRIÇO A MISTURAS DE GÁS NATURAL E HIDROGÉNIO ATÉ 10% EM VOLUME

5.2.1. Investimentos H2REN / Plano de conformidade de ativos para 10% de mistura de H2

No quadro da estratégia nacional para a descarbonização da economia, foi publicada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (“EN-H2”) que consta do anexo à Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020, de 14 de agosto.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás, e a necessidade da sua conformidade para veiculação de gases de origem renovável, em particular de hidrogénio (“H2”). Ainda neste contexto, o Governo Português reviu também, em 2022, o Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás (Despacho n.º 806-C/2022), o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás (Despacho n.º 806-B/2022) e o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais (Despacho n.º 1112/2022). O regulamento da RNTG foi revisto em 2024 com a publicação do Despacho n.º 3264/2025, de 13 de março.

No âmbito dos contratos de concessão das atividades inerentes à RNTIAT, a REN desenvolveu e implementou o Programa H2REN com o objetivo de garantir a adequabilidade da RNTG e do Armazenamento Subterrâneo do Carriço para, numa primeira fase, a receção e operação de misturas de gás natural e H2 até 10% em volume e posteriormente para 100% de H2, bem como a sua certificação por uma terceira parte independente. Em 2024, a REN submeteu à Direção-Geral de Energia e Geologia os relatórios que certificam as condições para viabilizar a veiculação de misturas de até 10% de H2 com gás natural na RNTG e no AS do Carriço.

O Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, na sua redação atual, determina também que o membro do Governo responsável pela área da energia pode fixar regimes específicos de aquisição para determinados gases de origem renovável ou gases de baixo teor de carbono, ouvida a ERSE e o operador da RNTG, no âmbito das suas atribuições. Nesse sentido, foi publicada a Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro, que estabelece o sistema de compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, na aceção do Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro na sua redação atual, pelo Comercializador de Último Recurso Grossista (“CURg”).

Em sequência, foi lançado em 2024 o primeiro procedimento concorrencial, cuja publicação do respetivo relatório final ocorreu em 11 de fevereiro de 2025, e onde é determinado a injeção de 59,058 GWh/ano de H2 na RNTG (para além de 60,222 GWh/ano na RNDG). Isto implica que as primeiras injeções na RNTG possam ocorrer, previsivelmente no final de 2026 / início de 2027, conduzindo à necessidade de assegurar que os investimentos necessários à adequação da RNTG e

AS do Carriço a misturas de gás natural com H2 sejam concretizados, para que após a primeira injeção de H2 no sistema seja possível assegurar a sua operação em segurança.

Sublinhe-se que os estudos técnicos que suportam a certificação da RNTG e do AS do Carriço para veicular misturas até 10% de H2 com gás natural impõem um Plano de Ação que contempla modificações na infraestrutura e o reforço e/ou implementação de novos programas de inspeção e manutenção, por forma a monitorizar a evolução da integridade dos ativos conforme a evolução do teor de H2 veiculado no gás natural.

Considerando que, comparativamente com o apresentado na proposta do PDIRG 2024-2033, os relatórios finais apresentam alguns ajustes nas intervenções a realizar nas infraestruturas, nomeadamente no AS do Carriço, para garantir a sua adequação no horizonte temporal dos leilões, foi submetido um pedido de aprovação autónoma ao Estado Concedente em 2024, onde se descrevem as principais alterações e se justifica a pertinência da sua urgência, tendo o mesmo sido objeto de aprovação parcial (vd. Anexo 2).

Relativamente ao conjunto de ações apresentadas na proposta do PDIRG 2024-2033, submeteram-se a aprovação autónoma os investimentos considerados urgentes e necessários implementar ou iniciar em 2025 e 2026. Destes investimentos, conforme já referido, a principal alteração para além do período temporal em causa, reside no AS do Carriço onde, pese embora se confirme a necessidade de intervenção na sua motorização para operações com misturas de H2 superiores a 3%, bem como a substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades por materiais H2Ready e H2SReady, se concluiu ser possível o seguinte:

- Readequar a motorização existente, com uma intervenção específica e dedicada aos motores do AS do Carriço, sem co-responsabilidade expressa pelo fabricante dos motores e com ligeira redução da capacidade de compressão. Esta informação foi enviada pelo fabricante e permite criar condições para cumprir com as datas-chave do procedimento concorrencial suprarreferido;
- Adiar a decisão final para a substituição dos equipamentos e componentes dos furos das cavidades por materiais H2Ready e H2SReady até 3 anos após o início da operação do AS do Carriço com misturas de H2, por forma a incorporar os *standards* da indústria, evitando que se ultrapasse o tempo de vida calculado nos estudos de adequação e garantindo que o risco de falha não aumenta de forma descontrolada.

Para além dos estudos de adequação supramencionados, destas alterações, que se detalha *infra*, tiveram aprovação, por parte do Concedente, a adaptação dos compressores existentes para operarem com misturas até 10% de H2 com gás natural, a instalação de um terceiro compressor com motorização elétrica e adaptação dos equipamentos de superfície não compatíveis com H2, bem como intervenções essenciais para operar a curto e médio prazo o AS do Carriço com incorporação de H2. Relativamente à RNTG, foram aprovados, pelo Concedente, as adaptações mais urgentes a realizar nos sistemas de medição e análise e nos sistemas de aquecimento, bem como a implementação de um projeto piloto para testar em ambiente controlado a operação de uma Estação de Mistura e injeção.

Não obstante, não foi alvo de aprovação um conjunto de investimentos a realizar em 2025 e 2026, os quais, no entendimento da REN são igualmente urgentes, vindo os mesmos a ser novamente apresentados na presente sede, reforçando-se a necessidade da sua realização, bem como a

aplicação dos Planos de Ação emitidos por entidade certificadora independente para além de 2025 e 2026, de acordo com o horizonte temporal do pedido de aprovação autónoma submetido ao Estado Concedente em 2024.

As justificações técnicas para a necessidade destas intervenções apresentam-se nas secções seguintes, bem como os montantes de investimentos que carecem ainda de aprovação nos 1.º e 2.º quinquénios de abrangência deste Plano.

REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS

As modificações necessárias implementar nos ativos e nas operações da RNTG para permitir a operação com misturas de H2 prendem-se, fundamentalmente, com aspetos relacionados com a monitorização da integridade das tubagens e a adequação dos sistemas de medição e aquecimento do gás, conforme vertido na proposta de PDIRG 2024-2033 e no pedido de aprovação autónoma submetido em 2024, **pedido este, como referido, apenas parcialmente aprovado pelo Concedente.**

Contudo, de forma a garantir as condições necessárias para a aceitação da injeção de H2, em particular a decorrente da operacionalização do procedimento concorrencial de compra centralizada de H2 e biometano, é necessário iniciar em simultâneo e desde já a implementação de investimentos adicionais, mesmo que para baixas concentrações de H2, já previstos na proposta do PDIRG 2024-2033.

A. Gasodutos e Estações

Investimento relativo a reforço e implementação de novos programas de monitorização e inspeção da integridade dos ativos, a concretizar em 2025 e 2026, em particular para averiguar o estado dos ativos que, se prevê, venham a estar mais expostos ao H2 e permitir monitorizar a sua evolução futura.

Neste âmbito, as atividades a levar a cabo, como início dos trabalhos, passam pela implementação de programas de inspeção intrusiva de gasodutos, incluindo a deteção de fissuras e a medição das extensões longitudinais na tubagem e a adequação progressiva das rotinas de controlo de operação e de manutenção preventiva do equipamento constituintes das estações de gasoduto, por forma a acompanhar a evolução do comportamento em operação e da condição mecânica dos componentes funcionais.

No domínio das estações, o pedido de aprovação autónoma identificava também a necessidade de intervenção nas estações JCT-7300 e JCT-11000, com vista a controlar o fluxo de gás no eixo Cantanhede - Celorico da Beira - Monforte, para assegurar que o fluxo se realiza no sentido Monforte → Cantanhede, alteração essencial para garantir a capacidade de receção de H2 neste eixo, publicada no âmbito do programa concorrencial de compra centralizada de H2 e biometano.

Estes investimentos são críticos e urgentes de forma a garantir as condições de operação com misturas de H2 e gás natural que se verificarão com a operacionalização dos resultados do procedimento concorrencial, publicados em 11 de fevereiro de 2025.

Ainda neste domínio, registe-se que a monitorização dos ativos da RNTG terá que ser garantida e reforçada no horizonte da presente proposta do PDIRG, conforme estabelecido no Plano de Ação

que certifica a RNTG para veicular misturas de H2 com gás natural, pelo que o presente Plano apresenta a estimativa desses montantes até 2035.

B. Otimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos

O pedido de aprovação autónoma suprarreferido identifica a necessidade de avançar com ensaios à tubagem para comprovar, na prática, as premissas adotadas nos estudos no que respeita às propriedades das tubagens e válvulas em ambiente de H2, nomeadamente, (i) na recolha de amostras de tubagem e realização dos ensaios laboratoriais necessários para determinar os parâmetros de resistência à fratura e (ii) no ensaio à fadiga dos modelos representativos do conjunto de ativos em operação na RNTG (válvulas em particular), preferencialmente equipamentos que tenham já operado em ambiente de metano. Esta medida é essencial para validar os pressupostos teóricos e ajustar/priorizar o Plano de Ação aos ativos específicos da RNTG, pelo que se considera que esta atividade é crítica para a operacionalização dos resultados do já referido procedimento concorrencial de compra centralizada de H2 e biometano.

C. Adequação dos sistemas de análise e medição.

Pese embora os investimentos aprovados no mencionado pedido de aprovação autónoma, a adequação dos sistemas de análise e medição não se esgota nos primeiros dois anos da presente proposta de PDIRG e requer continuidade, conforme estabelecido no Plano de Ação que certifica a as infraestruturas para veicular misturas de H2 com gás natural, pelo que o presente Plano apresenta o investimento necessário até 2035.

D. Monitorização e adequação dos sistemas de queima, nomeadamente nos sistemas antigos sem autoregulação.

O exposto no ponto "C." anterior, aplica-se, com as necessárias adaptações, à monitorização e adequação dos sistemas de queima, pelo que o presente Plano apresenta o investimento necessário até 2035.

ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO

E. Furos e Cavidades

Os resultados dos estudos de adequabilidade indicam que, face ao conhecimento atual, não é possível confirmar a adequabilidade da infraestrutura subterrânea do AS do Carriço para a operação com misturas de H2, em particular no que respeita aos materiais que constituem os equipamentos e os acessórios da tubagem de produção (*well mechanical completion*) das cavidades. Esta situação ocorre desde o momento da primeira injeção de moléculas de H2 no AS do Carriço e tinha já sido apresentada na proposta do PDIRG 2024-2033.

Não obstante, os estudos de adequação desenvolvidos em 2023 e 2024 estimam que a probabilidade de existir uma degradação que induza uma falha nestes equipamentos por ação do H2 é reduzida. Neste contexto, ponderado o impacto que esta perda poderá provocar, a inacessibilidade destes equipamentos para implementação de um programa regular de inspeção que, por essa via, permitisse monitorizar a eventual deterioração dos equipamentos, assim como a especificidade da infraestrutura subterrânea que se traduz num mercado de fornecedores,

prestadores de serviços e de especialistas escasso, justifica uma gestão prudente desta situação por parte do operador do AS do Carricho.

À luz do conhecimento atual disponível no setor, nomeadamente sobre os efeitos do H2 em aços especiais extremamente suscetíveis à fragilização, e constituintes dos *'well mechanical completions'*, a operação do AS do Carricho com misturas de H2 obrigaria à substituição dos componentes construídos com estes materiais, para eliminação do risco. Neste contexto, foi quantificado o risco subjacente à operação do AS do Carricho com misturas de H2 e estimou-se o tempo de vida operacional útil dos componentes incompatíveis nestas condições, contabilizando as incertezas devidas às lacunas de conhecimento com a aplicação de fatores de segurança e pressupostos tidos como adequados neste cálculo.

O tempo de vida útil estimado é cerca de 10 anos, contados desde a primeira injeção de H2 no AS do Carricho, período no qual se deverão tomar decisões de investimento, planear e executar as substituições necessárias, incorporando a evolução dos *standards* da indústria durante este intervalo temporal. Não obstante, a operação do AS do Carricho durante este período de 10 anos não é isenta de risco, nomeadamente de falha em alguma cavidade subterrânea com uma indisponibilidade estimada em, pelo menos, dois anos.

A substituição dos *'well mechanical completion'* susceptíveis à fragilização por H2 é complexa e exige a mobilização de meios e recursos especializados, uma vez que obriga a retirar toda a tubagem de produção do furo numa cavidade em operação. Na figura seguinte, apresenta-se o planeamento estimado para a intervenção nos furos das cavidades para a substituição dos equipamentos incompatíveis. Registe-se que esta intervenção torna as cavidades 100% *H2 Ready*²⁶.

FIGURA 5-1

Programa base de adequação dos furos das cavidades do AS do Carricho²⁷

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
Contratação	█						
Engenharia		█					
Aprovisionamento de materiais		█					
Mobilização de equipamentos			█				
Cavidade 1			█				
Cavidade 2				█			
Cavidade 3					█		
Cavidade 4						█	
Cavidade 5							█
Cavidade 6							█

O planeamento desta intervenção aponta para uma duração estimada de, no mínimo, 7 anos para intervencionar a totalidade das cavidades existentes, o que determina que **a decisão final para a intervenção deva ser tomada até, no máximo, 3 anos após o início da operação do AS Carricho com**

²⁶ Esta adequação para 100% H2 refere-se apenas à cavidade, sem considerar as instalações de superfície

²⁷ É entendimento da REN que não são necessários quaisquer processos de licenciamento para a intervenção, uma vez que esta se destina apenas a substituir equipamentos dos furos e não de uma expansão do estabelecimento, apesar da complexidade, dos custos e prazos de execução associados.

misturas de H₂, sob pena de se ultrapassar o tempo de vida útil calculado nos estudos e se incorrer em risco de falha descontrolada.

Perante este contexto, sublinha-se que a injeção de H₂ no AS do Carriço impõe uma avaliação e um acompanhamento da evolução do conhecimento técnico-científico em desenvolvimento, bem como a aprovação deste investimento condicionada aos resultados dos programas de monitorização da instalação e à evolução dos *standards* da indústria.

Se no prazo dos três após a injeção da primeira molécula de H₂ no AS do Carriço for identificada a necessidade de intervenção, esta terá de ser realizada para assegurar a continuidade de operação do AS do Carriço em condições de segurança, nomeadamente a substituição dos *'well mechanical completion'* suscetíveis à fragilização por H₂.

Ainda no que respeita às cavidades, tem sido detetado no AS do Carriço, desde 2013, contaminação do gás armazenado com sulfeto de H₂ (H₂S), principalmente na cavidade RENC-5, com concentrações geralmente inferiores a 10 ppm. Foram também identificados vestígios de H₂S nas cavidades RENC1, RENC2 e RENC4, mas em menores quantidades e em menos ocasiões.

A formação de H₂S no interior das cavidades não está totalmente explicada, tendo sido objeto de diversos estudos específicos para a cavidade RENC-5. A origem mais provável é o H₂S resultar da reação química de redução do sulfeto por atividade bacteriana anaeróbica no interior das cavidades.

O impacto que a introdução de H₂ no sistema poderá ter na produção de H₂S, em particular na cavidade RENC-5, é um aspeto que foi sujeito a modelação nos estudos de adequabilidade, concluindo-se sobre a necessidade de avançar, previamente ou na primeira fase das operações com misturas de H₂ na cavidade, com um tratamento preventivo com biocida na cavidade RENC-5, bem como a monitorização microbiológica regular da salmoura remanescente no interior das cavidades para acompanhar a atividade microbiana e avaliar a necessidade de tratamentos adicionais.

Assim, pese embora este investimento não tenha sido aprovado no pedido de aprovação autónoma suprarreferido, sublinha-se novamente a necessidade da sua aprovação por forma a dar cumprimento à certificação do AS do Carriço para operar com misturas de H₂ e gás natural.

F. Unidade de Compressão e Alimentação Elétrica

As duas unidades de compressão do AS do Carriço são fundamentais ao processo de injeção de gás nas cavidades de armazenamento, assegurando os fluxos e a compressão necessários para armazenar o gás.

Os motores de acionamento dos compressores de gás do AS do Carriço são máquinas de combustão interna – ciclo Otto - alimentadas a gás natural. A adição de H₂ ao gás natural afeta a velocidade, a temperatura de chama, o poder calorífico da mistura, a potência disponível, o controlo da combustão (com maior propensão para detonações), o aumento da temperatura no motor (reduzindo a sua eficiência) e o aumento de emissões de NO_x.

Conforme referido na proposta do PDIRG 2024-2033, a operação dos motores, nas condições atuais, está limitada a 3% de H₂ na mistura com gás natural, tendo o fabricante das máquinas informado que não irá efetuar ensaios de bancada, ou desenvolver produtos de readaptação, devido à idade do modelo das máquinas em operação no AS do Carriço (descontinuado em 1997).

Desta forma, e conforme já referido em sede da proposta de PDIRG anterior, até 3% de H₂, o comportamento dos motores deverá ser monitorizado em operação e implementadas as necessárias alterações aos planos de inspeção e manutenção conforme a concentração de H₂ for aumentando até ao valor máximo admissível (3%). Para misturas superiores a 3% de H₂, existem duas soluções alternativas para garantir a continuidade do funcionamento da unidade:

- A readequação dos equipamentos, com uma solução específica e dedicada aos motores do AS do Carriço, sem co-responsabilidade expressa pelo fabricante dos motores e com redução da capacidade de compressão, recentemente informada pelo fabricante; ou
- A substituição das máquinas, preferencialmente por motores elétricos, conforme inicialmente indicado na proposta do PDIRG 2024-2033, com uma solução de alimentação elétrica em muito alta tensão para garantir os níveis de fiabilidade adequados na operação do AS do Carriço.

Sendo possível a adequação dos compressores existentes, ainda que sem garantia do fabricante, e considerando as datas-chave do procedimento concorrencial supramencionado, foi apresentada esta intervenção no pedido de aprovação autónoma, intervenção essa que mereceu aprovação pelo Concedente.

Não obstante, a atual capacidade de compressão é reduzida quando comparada com a capacidade de armazenamento e de extração disponíveis no AS do Carriço. Esta diferença traduz-se, em termos genéricos, em quatro dias de injeção para compensar um dia de extração, o que introduz constrangimentos comerciais no mercado para a utilização da infraestrutura face às necessidades dos utilizadores que, para satisfazer a variabilidade do mercado, procuram maiores capacidades no AS do Carriço.

Assim, considerando a limitação da capacidade de injeção atual da instalação do AS do Carriço, bem como a necessidade de assegurar a compatibilidade da instalação com misturas de H₂ e gás natural, em tempo útil, com níveis de fiabilidade adequados e a custo-eficiente para o sistema, foi proposta a instalação de um terceiro grupo de compressão elétrico, o qual foi objeto de aprovação pelo Concedente no âmbito do procedimento de aprovação autónomo já referido.

G. Equipamentos de Superfície

O pedido de aprovação autónoma submetido ao Concedente incorporou ainda a necessidade de adequação dos sistemas de análise e medição, dado que os equipamentos em operação não estão adaptados com métodos de quantificação de H₂, tendo o respetivo projeto de investimento obtido aprovação.

5.2.2. Investimento a custos diretos externos na RNTG e AS do Carriço para adaptação a misturas de hidrogénio até 10% em volume

No quadro seguinte, apresenta-se o investimento na RNTG e AS do Carriço para a sua adaptação a misturas de hidrogénio até 10% em volume, a custos diretos externos.

QUADRO 5 -1

Investimento a custos diretos externos para adaptação da RNTG e do AS do Carriço a misturas de hidrogénio até 10%

Adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio (a)	PDIRG 2026 - 2035	2026 - 2030	2030 - 2035
TOTAL	99,3	27,8	71,5
RNTG	34,7	14,7	19,9
Sistemas de análise e medição	2,4	0,7	1,7
Sistemas de aquecimento	2,9	1,7	1,2
Gasodutos e estações	26,4	12,4	14,0
Optimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos	3,0	0,0	3,0
AS do Carriço	64,6	13,0	51,6
Unidade de compressão	0,0	0,0	0,0
Alimentação elétrica	0,0	0,0	0,0
Sistema DCS da estação de gás	5,0	5,0	0,0
Equipamentos de superfície	1,2	1,2	0,0
Tubagens, gasodutos e válvulas	6,0	3,3	2,7
Furos e cavidades	51,9	3,0	48,9
Segurança e emergência	0,5	0,5	0,0
Optimização, estudos e ensaios de sistemas e protótipos	0,0	0,0	0,0

Unidades: M€

(a) Estes projetos não incluem os já aprovados autonomamente (vd. Anexo 2).

5.2.3. Valores de entradas em exploração a custos totais associados à adaptação da RNTG e AS do Carriço a misturas de hidrogénio até 10%

No quadro seguinte apresenta-se o valor das entradas em exploração a custos totais do investimento na RNTG e AS do Carriço para adaptação a misturas de hidrogénio até 10%.

QUADRO 5 -2

Valores de entradas em exploração a custos totais para adaptação da RNTG e AS do Carricho a misturas de hidrogénio até 10%

Adaptação da RNTIAT a misturas de hidrogénio (a)	PDIRG 2026 - 2035	2026 - 2030	2031 - 2035
Investimento na RNTG e AS do Carricho a Custos Totais	111,2	31,1	80,1
Investimento na RNTG a Custos Totais	38,8	16,5	22,3
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	4,2	1,8	2,4
Transferências para exploração na RNTG a CDE	34,7	14,7	19,9
Investimento no AS do Carricho a Custo Totais	72,4	14,6	57,8
Encargos de estrutura, gestão e financeiros	7,8	1,6	6,2
Transferências para exploração no AS do Carricho a CDE	64,6	13,0	51,6

Unidades: M€

(a) Estes projetos não incluem os já aprovados autonomamente (vd. Anexo 2).

Nota adicional

Realça-se que do conjunto de investimentos necessários à injeção e mistura de H2 com gás natural, os únicos totalmente aprovados através do procedimento de aprovação autónoma são os associados à unidade de compressão do AS do Carricho. Os restantes, ou não foram aprovados, ou foram apenas parcialmente aprovados, pelo que sem realização dos projetos ora apresentados, não estarão reunidas as condições necessárias para que seja assegurada a receção de misturas de H2 na RNTG e no AS do Carricho.

Esta questão é sobremaneira relevante, uma vez que os projetos submetidos a aprovação autónoma não constituem, *per se*, uma solução alternativa — a sua aprovação afigurava-se urgente, tendo em conta as datas-chaves subjacentes ao procedimento concorrencial suprarreferido, mas não dispensam a concretização dos demais apresentados nesta proposta de PDIRG 2026-2035.

5.3. NOVAS CAVIDADES DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DO CARRIÇO (RCM N.º 82/2022 E DL N.º 70/2022)

5.3.1. Enquadramento e descrição do projeto

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro, procede à definição de medidas preventivas que permitam fazer face à situação de conflito na Ucrânia e a eventuais interrupções futuras, tendo em vista a garantia da segurança do abastecimento de energia. Na referida Resolução do Conselho de Ministros determina-se que o operador de armazenamento subterrâneo de gás das infraestruturas em exploração promova, no âmbito das suas atividades reguladas, as diligências necessárias para assegurar o reforço da capacidade de armazenamento instalada em Portugal em, pelo menos, duas cavidades adicionais, nomeadamente através do uso das suas infraestruturas, a fim de:

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

O Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, cria uma reserva estratégica de gás natural, pertencente ao Estado Português, e estabelece as medidas extraordinárias e temporárias de reporte de informação e de garantia da segurança de abastecimento de gás. De acordo com o referido Decreto-Lei, no domínio da segurança de abastecimento de gás, importa reforçar as reservas do SNG, fazendo acrescer às reservas de segurança existentes uma reserva estratégica da titularidade do Estado Português.

Sobre o Armazenamento Subterrâneo do Carriço, é pertinente considerar os elevados níveis de contratação e de utilização de capacidade de armazenamento verificados nos últimos anos:

- No ano gás 2021/2022, assistiu-se a uma crescente procura da capacidade de armazenamento, verificando-se congestionamentos em alguns meses, como em outubro de 2021 e junho de 2022, bem como no trimestre de abril, maio e junho de 2022, em que ocorreu uma solicitação de capacidade superior ao valor disponibilizado pelo Gestor Técnico do Sistema para os períodos indicados. A atribuição de capacidade foi efetuada recorrendo a leilões com a geração de prémios.
- No ano gás de 2022/2023, verificou-se a ocorrência de congestionamento logo no horizonte anual. Foi necessário recorrer ao processo de leilão para atribuição de capacidade com a geração de prémio. A partir de novembro de 2022, e com uma periodicidade mensal,

foi disponibilizada capacidade complementar de armazenamento, tendo as solicitações continuado a exceder as quantidades disponíveis.

- No ano gás 2023/2024, a atribuição de capacidade de armazenamento anual foi novamente realizada por resolução de congestionamento com recurso a leilão, com aplicação de prémio. Manteve-se a disponibilização de capacidade complementar, com congestionamentos em outubro e novembro de 2024. Os níveis de utilização do AS do Carriço mantiveram-se, face aos registados no ano gás anterior. As necessidades para efeitos de reservas bem como para a gestão comercial dos próprios agentes de mercado conduziram à utilização praticamente total da capacidade de armazenamento.

É de salientar que para o cumprimento das obrigações de constituição de reservas de segurança, os Agentes de Mercado tiveram que recorrer também à utilização de armazenamento na infraestrutura do Terminal de Sines.

Assim, no âmbito do contexto legislativo e regulamentar supramencionado, associado à criação de uma nova reserva estratégica de gás natural, o presente Plano apresenta a criação de duas novas cavidades de armazenamento de gás, desenvolvidas também numa perspetiva de armazenamento futuro de 100% de hidrogénio cumulativamente à possibilidade da sua utilização com gás natural, a desenvolver no parque de cavidades do armazenamento subterrâneo do Carriço.

No decurso do ano de 2024, concluiu-se o Projeto Base e o Estudo de Impacto Ambiental para construção das duas novas cavidades, perspetivando-se que o prazo estimado entre uma decisão final de investimento e a entrada em operação destas cavidades seja de, pelo menos, 5 anos.

Assim, a concretização das duas novas cavidades está agora prevista para o período 2031-2035, dependendo da data-objetivo pretendida e da decisão, em conformidade, do Concedente.

5.3.2. Investimento a custos diretos externos associado a duas novas cavidades do AS do Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022)

A tabela seguinte apresenta o valor de investimento associado a duas novas cavidades salinas a implementar no parque de cavidades do AS do Carriço, no qual se inclui a recuperação da estação de lixiviação (não inclui o custo relativo ao *cushion gas* necessário para assegurar as condições mínimas de integridade das cavidades e que terá quer injetado nas mesmas não sendo o respetivo volume utilizável para trocas líquidas com a RNTG).

QUADRO 5 -3

Investimento, estimado a custos diretos externos, associado à implementação de duas novas cavidades no AS do Carriço (sem *cushion gas*²⁸)

Novas cavidades (RCM 82/2022 e DL 70/2022)	2031-2035	1. ^a cavidade (inclui recuperação da estação de lixiviação)	2. ^a cavidade
Total	88,0	45,0	43,0

(Unidades: M€)

5.3.3. Valores de entradas em exploração a custos totais referentes à implementação de duas novas cavidades no AS do Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022)

Este subcapítulo apresenta o montante de investimento relativo à entrada em exploração do Projeto associado à construção das duas novas cavidades no AS do Carriço. O quadro seguinte apresenta (i) o valor de entrada em exploração a custos diretos externos, (ii) a parcela correspondente ao encargo de estrutura, gestão e financeiro, e (iii) o somatório das duas parcelas anteriores, que corresponde à entrada em exploração a custos totais (sem o custo relativo ao *cushion gas*).

QUADRO 5 -4

Valores de transferências para exploração, estimados a custos totais, relativos às duas novas cavidades do AS do Carriço (sem o custo do *cushion gas*)

Novas cavidades (RCM 82/2022 e DL 70/2022)	2031-2035	1. ^a cavidade (inclui recuperação da estação de lixiviação)	2. ^a cavidade
Total	98,6	50,4	48,2

(Unidades: M€)

CUSHION GAS

Relativamente ao *cushion gas* e a título de exemplo, tomando-se como referência o preço grossista do gás natural para o dia seguinte publicado pelo Mibgás entre 1 de janeiro de 2025 e 16 de março de 2025, o seu custo situar-se-ia numa gama entre 14,8 e 22,6 M€²⁹ por cavidade (volume da ordem dos 33 Mm³(n) por cavidade), evidenciando a sua dependência aos valores de mercado.

²⁸ Estima-se que o *cushion gas* por cavidade seja da ordem de 33 Mm³(n).

²⁹ Considerou-se o intervalo de preço médio diário verificado no MIBGAS no período compreendido entre 1 de janeiro e 16 de março de 2025. Fonte: <https://www.ign.ren.pt/>

5.4. ESTAÇÃO PILOTO DE DESCARGA DE GÁS COMPRIMIDO EM MONFORTE E GASODUTO MONFORTE-ÉVORA

5.4.1. Enquadramento

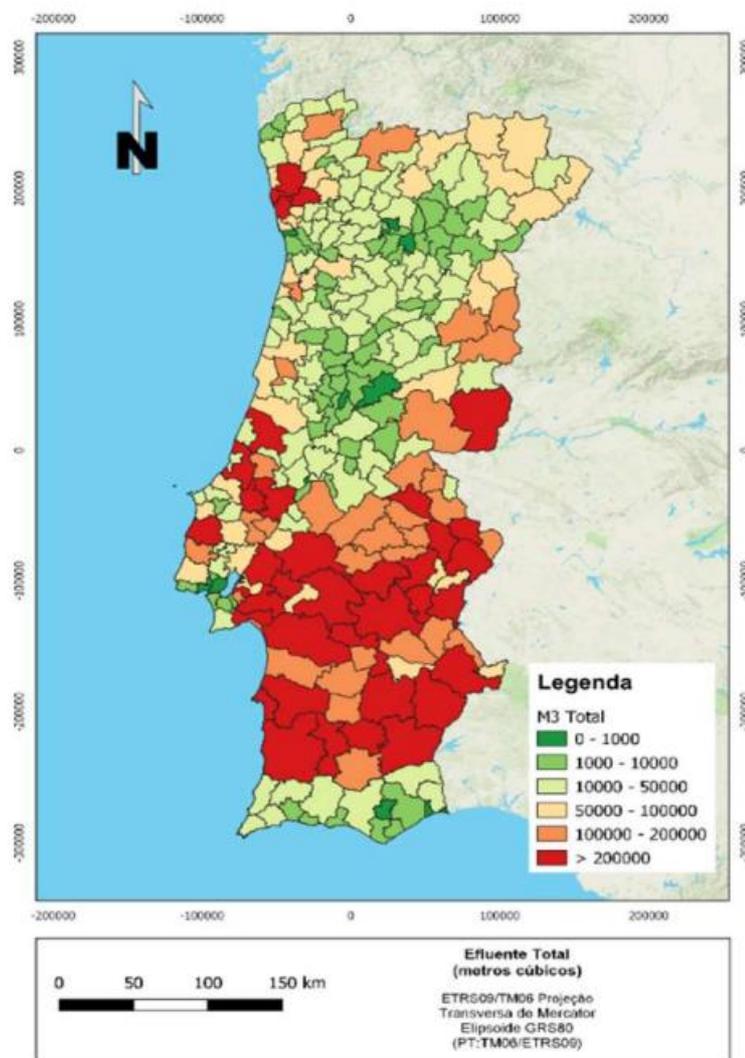
Em Portugal, o mercado de biometano encontra-se ainda numa fase incipiente de desenvolvimento, com apenas uma unidade produção piloto concluída, localizada na região de Trás-os-Montes. Esta situação deve-se a um conjunto de fatores de mercado e regulamentares identificados no Plano de Ação para o Biometano ("PAB"). No que respeita às infraestruturas, é identificado o acesso à Rede Pública de Gás como um fator limitante ao desenvolvimento do mercado de biometano em Portugal, seja pelos custos de ligação à rede terem de ser suportados pelos produtores de biometano, seja por parte do potencial de produção estar localizado em zonas onde a capacidade de receção existente é baixa ou inexistente por ausência de infraestruturas de transporte e distribuição nas proximidades.

No PAB, estima-se que o potencial de implementação de 2,7 TWh de biometano em 2030 decorra principalmente do aproveitamento da capacidade de biogás já instalada, inicialmente utilizada para produzir eletricidade e/ou calor para autoconsumo e injeção da rede elétrica em regime especial de contratos de *'feed-in'*, mas que está progressivamente a transitar para operação em condições de mercado. Uma base importante das matérias primas utilizadas para alcançar a meta de 2030 corresponde também a efluentes pecuários (cerca de 35%) que, segundo a Estratégia Nacional para os Efluentes Agropecuários e Agroindustriais 2030 (ENEAPAI 2030), estão bastante concentrados na região do Alentejo, tal como ilustrado na figura seguinte.

No que respeita à oferta de gás, o biometano traduz-se, efetivamente, na redução de emissões decorrentes da sua utilização final, por substituição de metano fóssil, numa lógica de interoperabilidade e circularidade de um combustível biogénico, permitindo, quando injetado no SNG, o acesso dos consumidores de gás, utilizando os mesmos equipamentos atualmente alimentados por gás natural. Estas vantagens são passíveis de ser utilizadas por clientes em qualquer local da Rede Pública de Gás, através do acesso a créditos ambientais. Note-se que, tendo presente as metas ambientais previstas para a indústria utilizadora do Comércio Europeu de Licenças de Emissão ("CELE", *'hard to abate'*), a possibilidade de utilização de biometano afigura-se como a alternativa robusta para assegurar a descarbonização das suas atividades.

FIGURA 5-2

Mapa de distribuição da produção de efluentes da atividade pecuária
(unid: m³(n)/ano)



A integração do biometano no SNG assegura a utilização da Rede Pública de Gás num quadro concorrencial de soluções de descarbonização e maximização de recursos endógenos, promovendo a utilização competitiva e perene destas infraestruturas por parte da indústria consumidora intensiva de gás, gerando valor adicional decorrente da deslocalização de parte da atividade industrial potenciando o designado “*carbon leakage*”.

Visando criar condições para uma implementação efetiva do PAB, foi criado, em fevereiro de 2025, o Grupo de Acompanhamento e Coordenação do Plano de Ação para o Biometano 2024-2040 (“GAC-PAB”), em linha com o previsto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março.

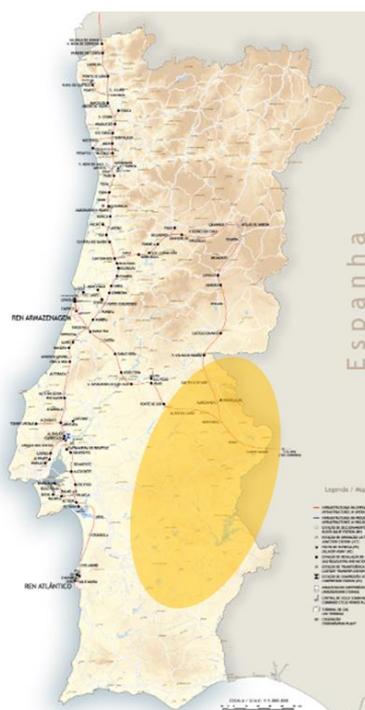
5.4.2. Descrição do projeto

O operador da RNTG tem rececionado pedidos de ligação à RNTG para projetos de produção de biometano na região do Alentejo, assentes no setor pecuário e agrícola, perfazendo perto de 1,1 TWh/ano de potencial de produção, o que representa aproximadamente 40% da meta do **PAB** para 2030. Não obstante, devido ao facto das redes locais de Évora e Beja não terem capacidade para receber a produção destes projetos, agravado pela distância a que se encontram da RNTG, a ligação à Rede Pública de Gás via gasoduto individual destes projetos afigura-se economicamente inviável.

Não obstante, devido ao facto das redes locais de Évora e Beja não terem capacidade para receber a produção destes projetos, agravado pela distância a que se encontram da RNTG, a ligação à Rede Pública de Gás via gasoduto individual destes projetos afigura-se economicamente inviável.

FIGURA 5-3

Região do interior do Alentejo onde estão localizados os projetos de Biometano que solicitaram a injeção na RNTG



No caso específico do potencial de produção de biometano na região identificada na figura supra, considerando a relevância do biometano para a descarbonização da indústria e que as redes de distribuição existentes são redes isoladas alimentadas por UAG, situação que inviabiliza o recurso à utilização de *'reverse flow'*, são apresentadas duas soluções complementares para potenciar o acesso ao biometano na região do Alentejo: (i) a construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte e (ii) a construção de um novo gasoduto desde a JCT7300-Monforte até à zona da cidade de Évora.

1. Construção de estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte

Conforme supramencionado, a sul do gasoduto existente da RNTG, no Lote 3, entre a estação da Bidoeira (JCT2500) e a de Campo Maior (JCT7000/CTS7000), surgiu um conjunto de manifestações de interesse de produção de biometano para ligação à RNTG, que se estima na ordem dos 1,1 TWh/ano e cuja solução convencional de ligação às redes de gás, estabelecida no DL n.º 62/2020, inviabiliza a realização dos projetos e a captura deste potencial de gás renovável para o SNG.

Neste enquadramento e face à ausência de infraestruturas de transporte e distribuição com capacidade de receção suficiente para receber estes projetos de produção de biometano, foi analisada a viabilidade de transporte deste gás por camião (comprimido a 250 bar), tendo-se concluído que o custo desta solução é competitivo por comparação com o custo médio do transporte de GNL para abastecimento das UAG existentes em Portugal.

Na tabela seguinte, apresenta-se o custo logístico médio estimado do transporte de biometano desde uma central de produção até uma estação da RNTG numa distância da ordem dos 40 km.

QUADRO 5 -5

COMPARAÇÃO DE CUSTOS MÉDIOS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

	GNL ³⁰	Gás ³¹	Piloto de bio-GNC	
			Entrega na AP	Entrega na Distribuição
Transporte Rodoviário	3,6	-	8,2	8,2
Transporte por gasoduto	-	1,1	1,1	
Distribuição	42,8	8,6	8,6	8,6
Total	46,48	9,68	17,90	16,80

Unidade: €/MWh

Pese embora a injeção de biometano nas redes públicas de gás através de estação de descarga de gás comprimido transportado por camião esteja recentemente considerada como solução técnica no quadro dos Regulamentos da Rede Nacional de Transporte e da Rede Nacional de Distribuição,

³⁰ Baseado nos valores de volumes, remuneração e OPEX de 2022 sem desvios tarifários

³¹ Baseado nos valores de volumes, remuneração e OPEX de 2022 sem desvios tarifários

considera-se oportuna a construção de uma função de custos eficientes que estabeleça e suporte as condições de aplicabilidade desta solução técnica por parte das entidades competentes.

Com este objetivo e perante as manifestações de interesse de ligação à RNTG na zona, o operador da RNTG submeteu à apreciação da ERSE, ao abrigo do quadro regulamentar em vigor, o desenvolvimento de uma estação de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte com vista a desenvolver um projeto piloto que permita a esta entidade o acesso a custos reais de operação que permitam concluir sobre a supramencionada função de custos eficientes e as condições de aplicabilidade deste tipo de solução.

A proposta considera que o custo logístico de transporte do biometano utilize a perequação já existente para o transporte de GNL em Portugal, condição considerada crítica para a viabilidade dos projetos e que deve ser alvo de avaliação no âmbito deste projeto piloto.

2. Gasoduto de alta pressão JCT7300-Monforte - Évora

O transporte de gasoduto virtual por camião é uma solução complementar à RNTG e RNDG, sendo relevante em zonas em que a densidade de rede e os consumos são baixos, mas tem limitações no âmbito geográfico de aplicação.

Considerando que a integração da produção de biometano é importante para assegurar o abastecimento dos consumos da indústria nacional, em particular os setores de consumo *'hard to abate'*, e que a região do Alentejo dispõe apenas de redes de distribuição isoladas abastecidas por UAG, sem ligação à RNTG e que implicam a circulação de GNL por rodovia numa capital de distrito, analisou-se a viabilidade técnica e económica de desenvolver e expandir a RNTG até à cidade de Évora.

Esta nova extensão da RNTG permitiria ultrapassar o isolamento referido e reforçar a segurança do abastecimento dos consumos da região de Évora, que representam 46 GWh/ano³², bem como criar condições a todo o SNG, e naquela região em particular, de acesso a um potencial relevante de gás renovável, designadamente o biometano.

Efetivamente, a construção deste gasoduto é complementar ao transporte por camião de biometano, possibilitando que num raio estimado de cerca de 50 km a esta infraestrutura fosse tecnicamente possível efetuar a ligação de projetos de produção, nomeadamente a sul de Évora onde existem um número relevante de intenções de projetos de produção, suportados no setor agrícola e pecuário.

Enquanto projeto complementar, para a sua concretização deve ser realizada uma *'consulta ao mercado'* para avaliação dos valores de produção e consumo potencial de biometano da região.

A construção deste gasoduto acarreta um tempo para avaliação, projeto, construção e comissionamento não comparável com o da construção de uma estação piloto de descarga de gás comprimido, afigurando-se esta última como solução de curto prazo para resposta expedita de ligação de projetos naquela região, e o gasoduto Monforte-Évora como solução de médio/longo prazo para reforço do abastecimento dos consumos de Évora e construção, se possível, de *hub* de

³² Valores registados em 2024

descarga de camiões em Évora. Na figura seguinte apresenta-se a zona de influência deste gasoduto, com um traçado estimado de 112 km³³.

FIGURA 5-4

Zona de influência do gasoduto Monforte-Évora



Nota - o traçado assinalado na figura supra é nesta fase meramente indicativo.

³³ A extensão do traçado final estará sempre dependente das condicionantes técnicas de projeto e licenciamento, bem como da concretização e respetivo resultado da 'consulta ao mercado'

5.4.3. Investimento associado à estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte e ao gasoduto de alta pressão Monforte-Évora

A tabela seguinte apresenta o investimento a custos diretos externos associado à estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT-7300 de Monforte e respetivos acessos e estacionamento dos camiões, e ao gasoduto Monforte-Évora

QUADRO 5 -6

Investimento, estimado a custos diretos externos, associado ao piloto de descarga de gás comprimido em Monforte e ao gasoduto Monforte-Évora

Biometano	Investimento 2026-2035	Cronograma do investimento (M€)					
		2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
Estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte	0,7	0,3	0,4	-	-	-	-
Gasoduto Monforte-Évora	32,8	-	-	-	-	-	32,8

M€

5.4.4. Valores de transferências para exploração referentes à estação piloto de descarga de gás comprimido JCT7300-Monforte e ao gasoduto Monforte-Évora

A tabela seguinte apresenta os valores das transferências para exploração, estimados a custos totais, associados à estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300 de Monforte e respetivos acessos e estacionamento dos camiões, e ao gasoduto Monforte-Évora.

QUADRO 5 -7

Valores de transferências para exploração, estimados a custos totais, associados ao piloto de descarga de gás comprimido em Monforte e ao gasoduto Monforte-Évora

Biometano	2026-2035	Transferências para exploração (M€)					
		2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035
Estação piloto de descarga de gás comprimido na JCT7300-Monforte	0,8	-	0,8	-	-	-	-
Gasoduto Monforte-Évora	36,7	-	-	-	-	-	36,7

M€



6

**IMPACTO DOS
INVESTIMENTOS
APRESENTADOS NO
PDIRG**

REN 

6.1. IMPACTO TARIFÁRIO

Neste capítulo, efetua-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura), de modo a avaliar o impacto dos projetos apresentados no presente PDIRG 2026-2035.

A volatilidade acentuada da procura de gás 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 reflete a evolução da base de ativos regulada associada às amortizações e investimentos no horizonte temporal do PDIRG, bem como a previsão de procura. Quanto aos três cenários de procura projetados para o período do Plano, todos traduzem uma redução da procura no mercado total, com reduções que oscilam entre -3,2% e -3,8% para o horizonte temporal em análise.

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

- O custo associado ao capital engloba a remuneração e a amortização dos ativos em exploração e os novos investimentos previstos no PDIRG 2026-2035 a custos totais (custos diretos externos acrescidos em cerca de 12% na RNTG, no TGNL de Sines e no AS do Carricho, relativos a encargos de estrutura, de gestão e financeiros);
- Considera-se que o custo de exploração se mantém constante ao longo do período em análise (para efeitos de simplificação);
- Os ajustamentos/desvios não foram incorporados na estimativa dos proveitos permitidos (para permitir evidenciar apenas os efeitos que resultam do investimento);
- A taxa de remuneração dos ativos foi considerada constante ao longo do período e igual a 5,25%;
- A base de ativos considerada no cálculo é compreendida pelas seguintes parcelas: (1) ativos existentes em exploração a 31/12/2024; (2) projetos aprovados em anteriores ciclos de planeamento ou através de procedimentos de aprovação autónomos (Anexo 2) e projetos em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial deste Plano com previsão de transferência para exploração em 2025 (Anexo 4);
- À base de ativos resultante do exposto no ponto anterior, considera-se, consoante os casos, (i) os Projetos Base com necessidade de DFI e (ii) a totalidade dos Projetos Base apresentados no presente Plano;
- Relativamente aos consumos de gás, consideram-se três cenários dos pressupostos para a elaboração do RMSA-G 2023 - o Cenário Central, o Cenário Superior e o Cenário Inferior - tal como definidos no Capítulo 3 do presente Plano, avaliando-se também os proveitos permitidos com o cenário de consumo de referência correspondente ao verificado em 2024.

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

- Impacto tarifário dos Projetos em curso e/ou aprovados + Projetos Base com DFI;
- Impacto tarifário dos Projetos em curso e/ou aprovados + Projetos Base;
- Impacto tarifário dos Projetos em curso e/ou aprovados + Projetos Base + Projeto Complementar associado à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS do Carricho + estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte;
- Impacto tarifário dos Projetos Complementares (introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS Carricho, piloto de biometano e gasoduto Monforte-Évora e duas novas cavidades no AS Carricho), nos primeiros cinco anos em serviço, para permitir identificar os valores específicos de cada um dos dois projetos numa base anual.

O quadro seguinte apresenta as simulações de impactos dos investimentos referidos *supra*, associadas aos três cenários de consumo do RMSA-G 2023, bem como a avaliação do cenário de consumo de referência correspondente ao verificado em 2024 (simulações A1, A2, A3, A4, B1, B2, B3, B4, etc).

QUADRO 6-1

Simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários associados aos Projetos do PDIRG 2026-2035

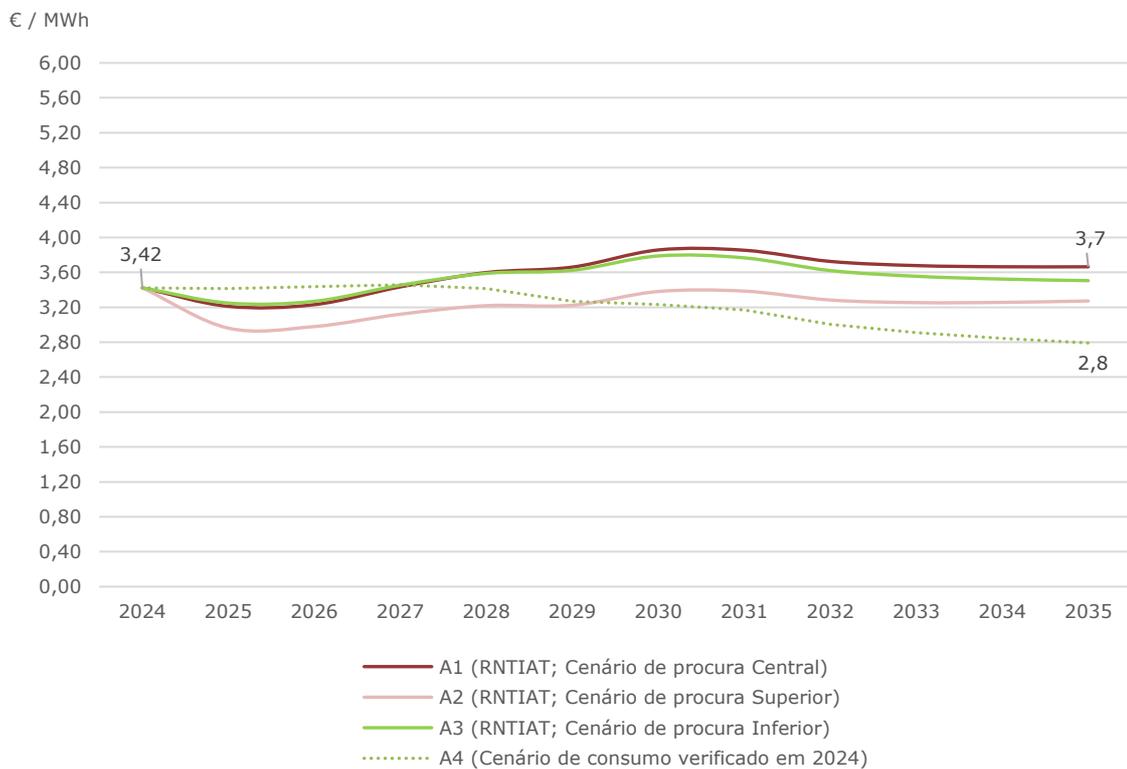
Simulações	Categoria de projetos	Cenários de Procura / Simulações			
		Central	Superior	Inferior	Consumo verificado em 2024
Simulação A (gráfico)	Projetos Base em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base com DFI	A1	A2	A3	A4
Simulação B (gráfico)	Projetos Base em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base	B1	B2	B3	B4
Simulação C (gráfico)	Projetos Base em curso ou aprovados em anteriores edições de PDIRG + Projetos Base + Projetos Complementares associados à introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS Carricho + estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte	C1	C2	C3	C4
Simulação D (tabela)	Impacto tarifário (€/MWh) dos Projetos Complementares (introdução de misturas de hidrogénio na RNTG e no AS Carricho, piloto de biometano, gasoduto Monforte-Évora e duas novas cavidades no AS Carricho) nos primeiros cinco anos em serviço, para permitir identificar os valores específicos de cada um dos projetos complementares numa base anual.	D1			

6.1.1. Impacto tarifário dos Projetos Base com DFI

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base com DFI, tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base com DFI, para os quatro cenários identificados.

FIGURA 6-1

Simulação A - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT - conjugação dos Projetos Base com necessidade de DFI com os projetos em curso e/ou aprovados em edições anteriores do PDIRG ou autonomamente (simulações A1, A2, A3 e A4)



Nos três cenários de procura do RMSA-G 2023 (com investimento) em análise (curvas A1, A2 e A3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio do Plano e uma tendência ligeiramente decrescente ou de estabilização no segundo quinquénio. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se essencialmente pela redução da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários de investimento, decorrente essencialmente da redução de consumo das centrais de ciclo 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: (i) a estabilização da procura de gás no segundo quinquénio e (ii) a tendência decrescente do valor líquido dos ativos

regulados associados ao gás. O cenário associado ao consumo de referência correspondente ao verificado em 2024 evidencia uma tendência decrescente da base de ativos regulados em todo o período em análise.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico *supra*, é possível quantificar os seguintes valores de proveito unitário permitido no horizonte temporal do Plano, associados aos cenários:

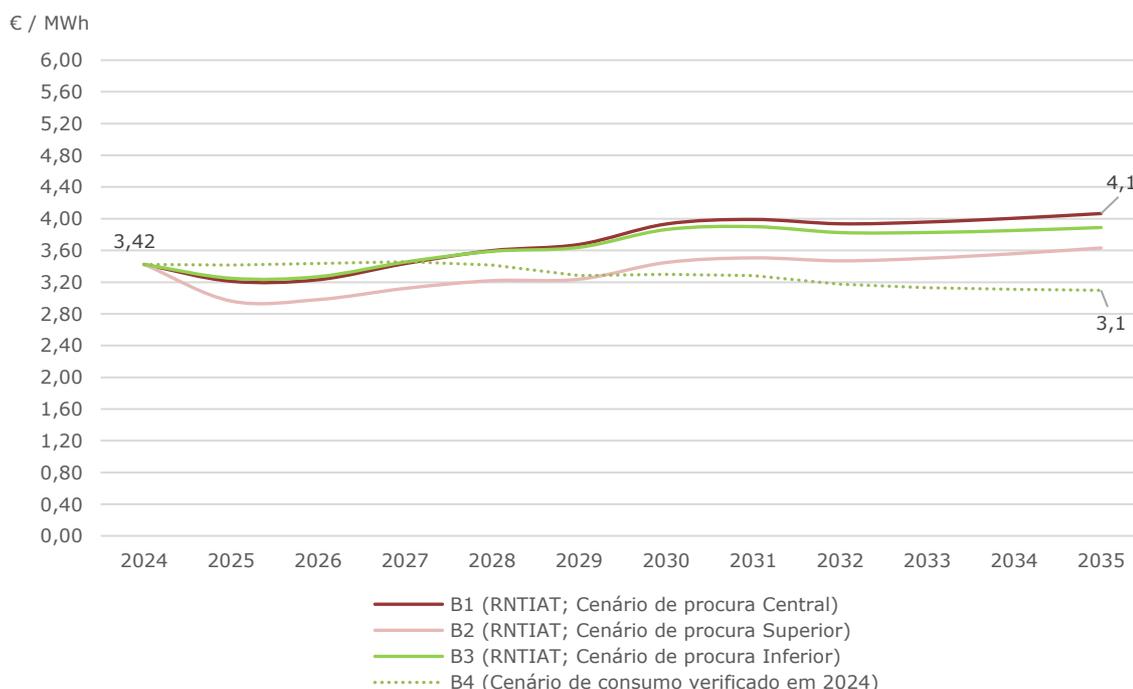
- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,2 €/MWh em 2025, 3,9 €/MWh em 2030 e de 3,7 €/MWh em 2035;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,0 €/MWh em 2025, 3,4 €/MWh em 2030 e de 3,3 €/MWh em 2035;
- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,2 €/MWh em 2025, 3,8 €/MWh em 2030 e de 3,5 €/MWh em 2035;
- Cenário associado ao consumo de 2024: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,4 €/MWh em 2025, 3,2 €/MWh em 2030 e de 2,8 €/MWh em 2035;

6.1.2. Impacto tarifário dos Projetos Base

Neste subcapítulo realiza-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) da totalidade dos Projetos Base, tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT.

FIGURA 6-2

Simulação B - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT - conjugação da totalidade dos Projetos Base com os projetos em curso e/ou aprovados em edições anteriores do PDIRG ou autonomamente (simulações B1, B2, B3 e B4)



Nos três cenários de procura do RMSA-G 2023 (com investimento) em análise (curvas B1, B2 e B3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante o primeiro quinquénio do Plano e uma tendência ligeiramente crescente ou de estabilização no segundo quinquénio. O aumento do proveito permitido unitário no decurso do primeiro quinquénio justifica-se essencialmente pela redução da estimativa de procura de gás, comum aos três cenários de investimento, decorrente da redução de consumo das centrais de ciclo combinado a gás, devido ao aumento da penetração de FER. O ligeiro crescimento dos proveitos permitidos no segundo quinquénio é explicado pela estabilização da procura de gás no segundo quinquénio e devido à tendência decrescente do valor líquido dos ativos regulados.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico *supra*, é possível quantificar os seguintes valores de proveito unitário permitido no horizonte temporal do Plano, associados aos cenários:

- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,2 €/MWh em 2025, 3,9 €/MWh em 2030 e de 4,1 €/MWh em 2035;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,0 €/MWh em 2025, 3,4 €/MWh em 2030 e de 3,6 €/MWh em 2035;
- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,2 €/MWh em 2025, 3,9 €/MWh em 2030 e de 3,9 €/MWh em 2035.

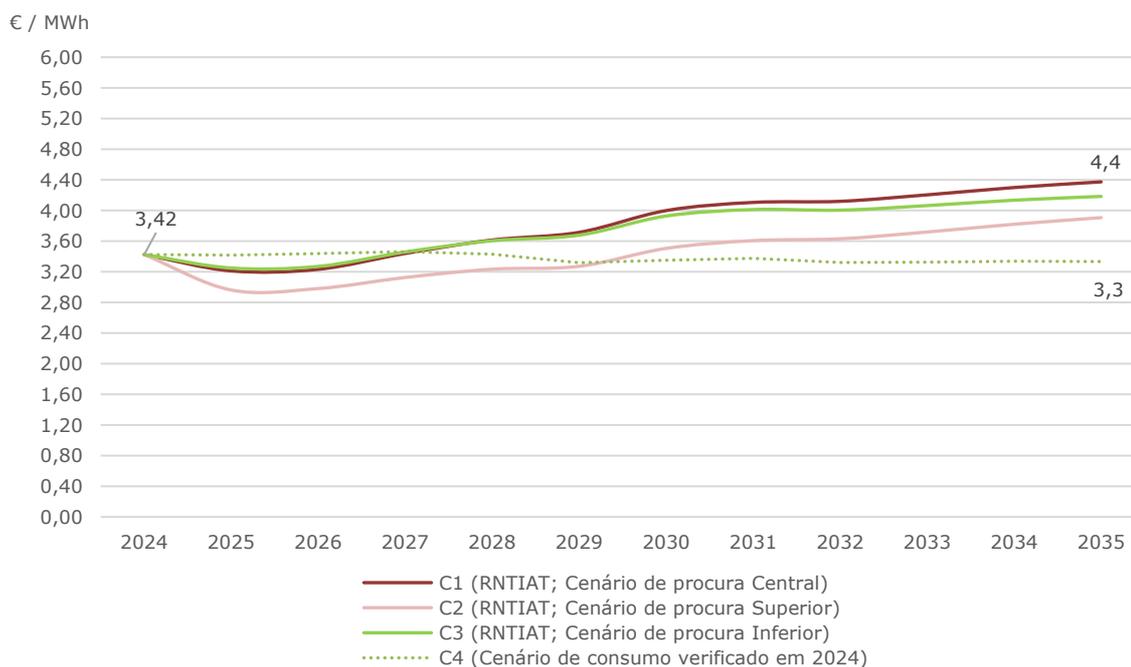
- Cenário associado ao consumo de 2024: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,4 €/MWh em 2025, 3,3 €/MWh em 2030 e de 3,1 €/MWh em 2035;

6.1.3. Impacto tarifário dos Projetos Base + Projetos Complementares com datas-chave fixadas

Neste subcapítulo efetua-se uma análise à evolução dos proveitos permitidos unitários (proveitos permitidos/procura) dos Projetos Base, incluindo também o investimento dos Projetos Complementares associados à introdução de hidrogénio na RNTG e no AS Carrigo e a Estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte, tendo em conta os pressupostos base definidos no subcapítulo 6.1, de modo a avaliar o impacto destes projetos no horizonte em análise. A figura seguinte apresenta as simulações da evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT, para os cenários identificados.

FIGURA 6-3

Simulação C - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Base do PDIRG 2026-2035 + Projetos Complementares com datas-chave fixadas (simulações C1, C2, C3 e C4)



Nos três cenários de procura do RMSA-G (curvas C1, C2 e C3), o proveito permitido unitário apresenta uma tendência de evolução crescente durante todo o decénio em análise. O aumento do proveito permitido unitário justifica-se essencialmente devido à redução da estimativa de procura de gás e à entrada em exploração dos novos investimentos.

Assim, da análise da simulação apresentada no gráfico *supra*, é possível quantificar os seguintes valores de proveitos permitidos no horizonte temporal do Plano, associados aos cenários:

- Cenário de procura Central com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,2 €/MWh em 2025, 4,0 €/MWh em 2030 e de 4,4 €/MWh em 2035;
- Cenário de procura Superior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,0 €/MWh em 2025, 3,5 €/MWh em 2030 e de 3,9 €/MWh em 2035;
- Cenário de procura Inferior com investimento: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,2 €/MWh em 2025, 3,9 €/MWh em 2030 e de 4,2 €/MWh em 2035.
- Cenário associado ao consumo de 2024: verifica-se um valor de proveitos permitidos unitários de 3,4 €/MWh em 2025, 3,4 €/MWh em 2030 e de 3,3 €/MWh em 2035.

6.1.4. Impacto tarifário dos Projetos Complementares sem datas-objetivo fixadas no Plano

Neste subcapítulo, apresenta-se a evolução dos proveitos permitidos unitários decorrentes dos Projetos Complementares sem datas-objetivo fixadas no Plano, a entrar em exploração no 2.º quinquénio ficando a sua data de concretização dependente da decisão do Concedente. Deste modo, a tabela seguinte apresenta o impacto tarifário (€/MWh) por Projeto Complementar, nos primeiros cinco anos em serviço, para permitir identificar os valores específicos de cada um dos projetos numa base anual.

QUADRO 6-2

Simulação E - Evolução dos proveitos permitidos unitários na RNTIAT associados aos Projetos Complementares sem datas-objetivo fixadas

Projetos Complementares	Custo unitário por energia consumida [€/MWh]				
	1º ano	2º ano	3º ano	4º ano	5º ano
Gasoduto Monforte-Évora	0,032	0,095	0,095	0,095	0,095
Novas cavidades AS Carricho (sem <i>cushion gas</i>)	0,037	0,143	0,211	0,212	0,213

6.1.5. Evolução da base de ativos regulados (“RAB”)

Nos Quadros seguintes, é apresentada, por concessão, a evolução da base de ativos regulados (“RAB”) considerando os Projetos Base apresentados neste PDIRG para o período 2026-2035 com necessidade de DFI e a totalidade dos Projetos Base, incluindo os projetos aprovados anteriormente e com datas para conclusão após 2024 (Anexo 2), bem como os projetos em curso ainda não aprovados com entrada-em-serviço prevista para 2025 (Anexo 4).

QUADRO 6-3

Evolução do RAB com os Projetos Base com necessidade de DFI *em conjugação com os projetos do Anexo 2 (aprovados) e do Anexo 4 (em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano)*

	2024	2025	2030	2035
Total	797,5	767,2	621,1	408,5
RNTG	526,9	509,0	414,2	255,0
AS do Carricho	161,9	158,2	151,3	129,2
TGNL de Sines	108,7	100,0	55,6	24,3
Variação acumulada		-30,3	-176,4	-389,0

Unidade: M€

QUADRO 6-4

Evolução do RAB com a totalidade dos Projetos Base *em conjugação com os projetos do Anexo 2 (aprovados) e do Anexo 4 (em curso ainda não aprovados à data de elaboração da proposta inicial do Plano)*

	2024	2025	2030	2035
Total	797,5	767,2	643,3	497,3
RNTG	526,9	509,0	430,9	308,1
AS do Carricho	161,9	158,2	153,3	139,7
TGNL de Sines	108,7	100,0	59,1	49,5
Variação acumulada		-30,3	-154,2	-300,2

Unidade: M€

Apesar do decréscimo da base de ativos regulados, verificável igualmente com cenário de estagnação da procura, o efeito do decréscimo da procura tende a promover um aumento dos custos unitários da RNTIAT.

6.2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO / CUSTO-BENEFÍCIO

6.2.1. Projetos Base (Remodelação e Modernização)

METODOLOGIA PARA DECISÃO DE INVESTIMENTO

A arquitetura da abordagem ao apoio à decisão adotada para o Plano no âmbito da remodelação e modernização de ativos é, tal como no PDIRG anterior, comum às três concessões, sendo a sua metodologia base apresentada no Anexo 5 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício.

A elaboração do plano de investimentos em remodelação e modernização de ativos para o período 2026-2030 beneficia da experiência acumulada de anteriores processos de decisão e da consolidação proporcionada por quase 25 anos de operação de um conjunto de infraestruturas fundamentais no sector do gás bem como das diversas alterações e oportunidades de melhoria nos vários pareceres emitidos pela ERSE e DGEG 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 ao qual 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 Base de remodelação, de modernização e digitalização, agrupados em três conjuntos basilares:

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

A descrição do modelo lógico bem como a apresentação de cada um dos atributos que constituem a base e materialização da análise multicritério adotada está fundamentada no Anexo 5 - Metodologia de Análise Multicritério/Custo-benefício.

A abordagem e metodologia utilizada apresenta limitações face à especificidade de cada projeto e às obrigações decorrentes das concessões, 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 em situações em que não existe alternativa à realização do projeto.

Em todo o caso, é efetuada uma exposição dos pressupostos assumidos para os projetos mais relevantes.

PROJETOS DE MELHORIA OPERACIONAL

Este conjunto de projetos comum às infraestruturas das três concessões compreende os projetos que surgem da identificação de uma necessidade operacional. A implementação de uma solução para a necessidade identificada vai originar vantagens operacionais ao nível dos custos e/ou de segurança.

Por outro lado, existem projetos em que a sua execução é a única opção, seja por decorrerem da necessidade de criação ou melhoramento de condições operacionais na infraestrutura ou pela necessidade de acompanhar a evolução tecnológica e do mercado.

A identificação da necessidade/opportunidade de melhoria pode ser um processo interno, ou um processo externo com origem no público em geral ou nos vários *'stakeholders'*.

O objetivo do processo de decisão é determinar a viabilidade do projeto e comparar as vantagens e desvantagens das várias alternativas técnicas, quando existentes, com a hipótese de não efetuar o projeto, baseando-se no conhecimento atual do ativo, nos pressupostos referidos no Capítulo 3 e na metodologia apresentada no Anexo 5.

A análise efetuada para todos os projetos apresentados no âmbito da Melhoria Operacional baseou-se nos seguintes atributos:

- Indicador de Criticidade;
- Redução de probabilidade de falha;
- Melhoria para a segurança de pessoas e bens;
- Redução de emissões (GEE)/Impactos ambientais;
- Índice de eficiência para o SNG;
- Adaptabilidade à introdução de gases renováveis;
- Índice de Risco Social;
- Resiliência e adaptação às alterações climáticas;
- Capacidade em risco de interrupção (MW);
- CAPEX (M€).

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, quando existam, 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).

A figura seguinte ilustra o ciclo de análise a um projeto de Melhoria Operacional.

FIGURA 6-4

Metodologia para os Projetos de Melhoria Operacional



As análises aos principais projetos de sustentabilidade e melhoria ambiental, por terem uma metodologia semelhante, são aqui apresentados em conjunto com os projetos de Melhoria Operacional.

Os quadros seguintes resumem as análises efetuadas aos principais projetos de Melhoria Operacional e ESG.

QUADRO 6-5

Resumo da análise ao projeto de produção de energia para autoconsumo no Terminal de GNL

Nome do Projeto:	Produção de energia fotovoltaica para autoconsumo																				
Infraestrutura:	Terminal de GNL de Sines																				
	Atributos: <table border="1"> <tr> <td>Indicador de Criticidade</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Redução da Probabilidade de Falha</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Índice de Eficiência para o SNG</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Resiliência a alterações climáticas</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Adaptabilidade à introdução de gases renováveis</td> <td>n.e.</td> </tr> <tr> <td>Índice de Risco Social</td> <td>n.e.</td> </tr> <tr> <td>Capacidade em Risco de Interrupção (MW)</td> <td>n.e.</td> </tr> <tr> <td>CAPEX (M€)</td> <td>3,6</td> </tr> </table>	Indicador de Criticidade	3	Redução da Probabilidade de Falha	1	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	3	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	10	Índice de Eficiência para o SNG	10	Resiliência a alterações climáticas	5	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	n.e.	Índice de Risco Social	n.e.	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.	CAPEX (M€)	3,6
	Indicador de Criticidade	3																			
Redução da Probabilidade de Falha	1																				
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	3																				
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	10																				
Índice de Eficiência para o SNG	10																				
Resiliência a alterações climáticas	5																				
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	n.e.																				
Índice de Risco Social	n.e.																				
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.																				
CAPEX (M€)	3,6																				
Benefícios esperados: Produção de energia elétrica para autoconsumo com importante redução de custos para o SNG. Estimativa de produção (potência/energia): 2,9 MW de potência de pico / 4,3 GWh de energia anual Estimativa de poupanças para o SNG: 0,43 M€/ano (*).																					
Risco de não executar o projeto: Elevados custos com eletricidade – O terminal consumiu, em 2024, cerca de 53 GWh de eletricidade, representado cerca de 72% do consumo total de eletricidade da REN. Não redução de emissões e não descarbonização do SNG.																					
Notas adicionais: Payback estimado 14 anos (*) - considerando um preço de referência de eletricidade de 100 €/MWh																					

QUADRO 6-6

Resumo da análise ao projeto de atualização Tecnológica no Terminal de GNL

Nome do Projeto:	Projeto de atualização tecnológica do sistema de comando e controlo																				
Infraestrutura:	Terminal de GNL de Sines																				
	Atributos: <table border="1"> <tr> <td>Indicador de Criticidade</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Redução da Probabilidade de Falha</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Índice de Eficiência para o SNG</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Resiliência a alterações climáticas</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Adaptabilidade à introdução de gases renováveis</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>Índice de Risco Social</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Capacidade em Risco de Interrupção (MW)</td> <td>16 065</td> </tr> <tr> <td>CAPEX (M€)</td> <td>3,5</td> </tr> </table>	Indicador de Criticidade	10	Redução da Probabilidade de Falha	10	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	7	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3	Índice de Eficiência para o SNG	5	Resiliência a alterações climáticas	5	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	5	Índice de Risco Social	10	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	16 065	CAPEX (M€)	3,5
	Indicador de Criticidade	10																			
Redução da Probabilidade de Falha	10																				
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	7																				
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3																				
Índice de Eficiência para o SNG	5																				
Resiliência a alterações climáticas	5																				
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	5																				
Índice de Risco Social	10																				
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	16 065																				
CAPEX (M€)	3,5																				
Benefícios esperados: Garantir que o DCS, sistema que efetua o controlo e comando do TGNL, se encontra atualizado e dentro do suporte tecnológico em vigor e que tem os controlos de cibersegurança adequados, de acordo com as boas práticas e obrigações legais vigentes																					
Risco de não executar o projeto: Desatualização do DCS e respetiva rede de comunicações. Vulnerabilidade a ciberataques. Obsolescência do sistema.																					
Notas adicionais:																					

QUADRO 6-7

Resumo da análise ao projeto de monitorização Remota

Nome do Projeto:	Projeto 'Security' Fase 3 – Expansão a todas as estações da RNTG	
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás	
	Atributos:	
	Indicador de Criticidade	10
	Redução da Probabilidade de Falha	7
	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	7
	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3
	Índice de Eficiência para o SNG	7
	Resiliência a alterações climáticas	3
	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	5
	Índice de Risco Social	10
	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	15 470
CAPEX (M€)	3,0	

Benefícios esperados:

Mitigação dos riscos de intrusão nas estações da RNTG através da implementação de videovigilância, controlo de acessos, intercomunicação de voz; mensagens dissuasoras, iluminação noturna e de emergência. Aumento da garantia de integridade, segurança e operacionalidade.

Risco de não executar o projeto:

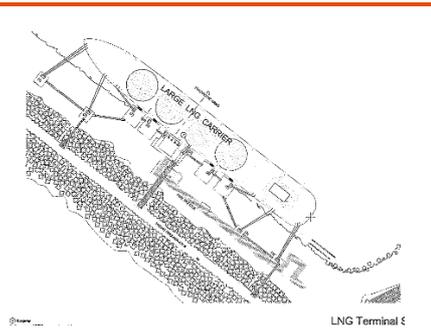
Risco aumentado de sabotagem, roubo ou vandalismo e de eventuais falhas no abastecimento de gás. As estações da RNTG encontram-se em locais isolados e com elevada dispersão geográfica. Existe histórico de intrusão com o objetivo do furto de baterias e outros equipamentos elétricos/eletrónicos

Notas adicionais:

FASE I, Estudos, projeto e implementação de sistema de controlo em quatro estações piloto – concluída.
FASE II, Implementação nas 9 estações consideradas mais críticas do gasoduto – concluída.
FASE III, Implementação em 24 novas estações, tendo como objetivo a cobertura total da RNTG.

QUADRO 6-8

Resumo da análise ao projeto do Cais de Acostagem

Nome do Projeto:	Projeto de melhoria das condições de amarração no cais de acostagem	
Infraestrutura:	Terminal de GNL de Sines	
	Atributos:	
	Indicador de Criticidade	10
	Redução da Probabilidade de Falha	7
	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	10
	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3
	Índice de Eficiência para o SNG	5
	Resiliência a alterações climáticas	10
	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	5
	Índice de Risco Social	n.e.
	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	16 065
CAPEX (M€)	2,5	

Benefícios esperados:

Melhoria das condições de amarração (maior alcance dos cabos lançantes). Aumento de segurança e disponibilidade do cais. Possibilidade de receção em segurança de Navios com LOA superior a 300 metros.

Risco de não executar o projeto:

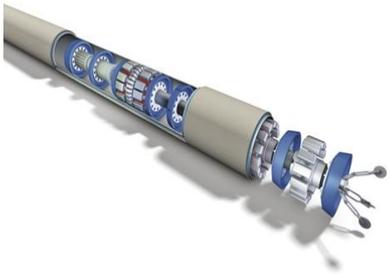
Limitações no que respeita à compatibilidade com determinadas geometrias de Navios (nomeadamente Q-Max e Q-Flex - Navios de maiores dimensões). Maior probabilidade de interrupção ou interdição das operações no cais em condições de mar mais exigentes.

Notas adicionais:

Histórico de interrupção de operações por instabilidade do Navio resultante das condições de mar. Valor estimado de investimento sujeito aos resultados das simulações dinâmicas e estudos específicos. Projeto com impacto direto na adaptação da IE às alterações climáticas.

QUADRO 6-9

Resumo da análise ao projeto de alteração da Linha 10001

Nome do Projeto:	LN 10001 – Instalação de unidades recetoras/lançadoras de ILI	
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás	
	Atributos:	
	Indicador de Criticidade	10
	Redução da Probabilidade de Falha	10
	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	5
	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	5
	Índice de Eficiência para o SNG	7
	Resiliência a alterações climáticas	5
	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	7
	Índice de Risco Social	3
	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.
CAPEX (M€)	2,0	

Benefícios esperados:

Monitorização do estado da linha (184 km) em condições de segurança e operacionalmente eficazes. Melhores condições de monitorização e de gestão de meios.

Risco de não executar o projeto:

Risco elevado de a ferramenta de inspeção interna ficar presa (parada) no interior do gasoduto obstruindo a passagem de gás. Uma intervenção para desobstrução da linha para além de onerosa obriga à indisponibilidade da mesma.

Notas adicionais:

Esta linha apenas foi inspecionada em 2014. Esta operação, cujo planeamento inicial era de 4 a 5 dias, durou cerca de 3 semanas em resultado das referidas dificuldades operacionais. Por outro lado, a dificuldade em obter um perfil de velocidade contínuo prejudica os dados e qualidade da inspeção.

QUADRO 6-10

Resumo da análise ao projeto de monitorização e sensorização (gasoduto)

Nome do Projeto:	Monitorização e sensorização do gasoduto (fibra ótica)	
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás	
	Atributos:	
	Indicador de Criticidade	10
	Redução da Probabilidade de Falha	10
	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	10
	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	5
	Índice de Eficiência para o SNG	7
	Resiliência a alterações climáticas	7
	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	7
	Índice de Risco Social	10
	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	15 470
CAPEX (M€)	2,0	

Benefícios esperados:

Deteção de defeitos que possam colocar em risco a integridade do gasoduto. Localização e deteção em tempo real de interferências de terceiros e de fugas de gás no gasoduto. Melhoria do tempo de resposta e atuação a partir do conhecimento do tipo de interferência.

Risco de não executar o projeto:

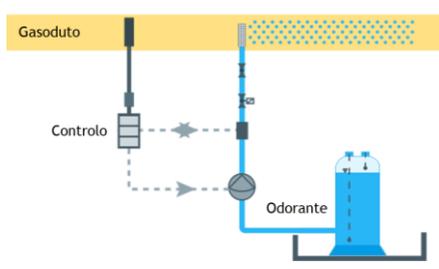
Não monitorização em tempo real do gasoduto. Deteção de falhas ou anomalias que possam comprometer a integridade do gasoduto dependente da periodicidade de monitorização, supervisão e métodos de inspeção direta e indireta atualmente utilizados.

Notas adicionais:

Projeto piloto em teste desde 2023 na linha 12000 (Sines-Setúbal) com resultados positivos.

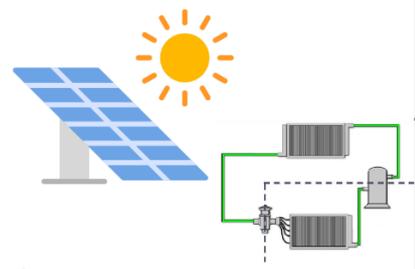
QUADRO 6-11

Resumo da análise ao projeto de odorização centralizada

Nome do Projeto:	Implementação de um sistema centralizado de odorização																				
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás																				
	Atributos: <table border="1"> <tr><td>Indicador de Criticidade</td><td>10</td></tr> <tr><td>Redução da Probabilidade de Falha</td><td>7</td></tr> <tr><td>Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens</td><td>10</td></tr> <tr><td>Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais</td><td>3</td></tr> <tr><td>Índice de Eficiência para o SNG</td><td>7</td></tr> <tr><td>Resiliência a alterações climáticas</td><td>3</td></tr> <tr><td>Adaptabilidade à introdução de gases renováveis</td><td>(*)</td></tr> <tr><td>Índice de Risco Social</td><td>10</td></tr> <tr><td>Capacidade em Risco de Interrupção (MW)</td><td>15 470</td></tr> <tr><td>CAPEX (M€)</td><td>1,85</td></tr> </table>	Indicador de Criticidade	10	Redução da Probabilidade de Falha	7	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	10	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3	Índice de Eficiência para o SNG	7	Resiliência a alterações climáticas	3	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	(*)	Índice de Risco Social	10	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	15 470	CAPEX (M€)	1,85
	Indicador de Criticidade	10																			
Redução da Probabilidade de Falha	7																				
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	10																				
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	3																				
Índice de Eficiência para o SNG	7																				
Resiliência a alterações climáticas	3																				
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	(*)																				
Índice de Risco Social	10																				
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	15 470																				
CAPEX (M€)	1,85																				
Benefícios esperados: Criação de redundância no sistema e consequente garantia de injeção de taxa mínima de odorante. Melhoria das condições de logística e redução de custos. Redução da probabilidade de falha. Aumento da segurança.																					
Risco de não executar o projeto: Exposição a falhas localizadas no sistema de odorização. Maior frequência de abastecimento local de odorante – dificuldades logísticas, aumento de custos.																					
Notas adicionais: (*) Âmbito do projeto poderá ser tecnicamente revisto em função de novas recomendações resultantes do avanço no conhecimento relativo à adaptação da RNTG à introdução de misturas de gases com origem renovável.																					

QUADRO 6-12

Resumo da análise ao projeto de eficiência energética na RNTG

Nome do Projeto:	Eficiência Energética na RNTG – bomba de calor + solar fotovoltaico																				
Infraestrutura:	Rede Nacional de Transporte de Gás																				
	Atributos: <table border="1"> <tr><td>Indicador de Criticidade</td><td>3</td></tr> <tr><td>Redução da Probabilidade de Falha</td><td>1</td></tr> <tr><td>Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens</td><td>3</td></tr> <tr><td>Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais</td><td>10</td></tr> <tr><td>Índice de Eficiência para o SNG</td><td>10</td></tr> <tr><td>Resiliência a alterações climáticas</td><td>5</td></tr> <tr><td>Adaptabilidade à introdução de gases renováveis</td><td>n.e.</td></tr> <tr><td>Índice de Risco Social</td><td>n.e.</td></tr> <tr><td>Capacidade em Risco de Interrupção (MW)</td><td>n.e.</td></tr> <tr><td>CAPEX (M€)</td><td>1,5</td></tr> </table>	Indicador de Criticidade	3	Redução da Probabilidade de Falha	1	Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	3	Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	10	Índice de Eficiência para o SNG	10	Resiliência a alterações climáticas	5	Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	n.e.	Índice de Risco Social	n.e.	Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.	CAPEX (M€)	1,5
	Indicador de Criticidade	3																			
Redução da Probabilidade de Falha	1																				
Melhoria para a Segurança de Pessoas e Bens	3																				
Redução de Emissões (GEE)/Impactos Ambientais	10																				
Índice de Eficiência para o SNG	10																				
Resiliência a alterações climáticas	5																				
Adaptabilidade à introdução de gases renováveis	n.e.																				
Índice de Risco Social	n.e.																				
Capacidade em Risco de Interrupção (MW)	n.e.																				
CAPEX (M€)	1,5																				
Benefícios esperados: Produção de eletricidade para autoconsumo dos sistemas elétricos da estação e utilização para produção de energia térmica a partir de sistema de 'bomba de calor'. Poupança de cerca de 20-30% no gás para autoconsumo e eletricidade consumida																					
Risco de não executar o projeto: Manutenção de custos com eletricidade e do autoconsumo de gás para aquecimento. Não redução de emissões e não descarbonização do SNG.																					
Notas adicionais: Projeto complementar (agora para estações de menor dimensão) à instalação de painéis solares térmicos, já implementada, nas estações de maior dimensão, para redução do gás de autoconsumo. Projeto inicia com um piloto em Torres Vedras, verba apresentada inclui a expansão às restantes estações																					

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. São projetos maioritariamente relacionados com a garantia da integridade estrutural das infraestruturas ou com as obrigações decorrentes da aferição de equipamentos. A REN otimiza 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 específica a este tipo de projetos uma vez que a sua ponderação já se encontra subjacente à obrigatoriedade da sua execução decorrente dos regulamentos.

A figura em baixo ilustra o processo de planeamento dos projetos de Adequação Regulamentar.

FIGURA 6 -5

Metodologia para os Projetos de Adequação Regulamentar



Os projetos de Adequação Regulamentar propostos no presente plano materializam-se em dois programas em vigor desde o início da exploração de cada uma das infraestruturas, o Programa de Gestão de Integridade e o Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida.

PROGRAMA DE GESTÃO DE INTEGRIDADE

O Programa de Gestão de Integridade rege-se pela legislação, normativo e regulamentação aplicáveis a cada infraestrutura da respetiva atividade concessionada.

O Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida garante a aferição e recondicionamento de equipamentos de leitura e medida especificada no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás, publicado pela ERSE.

Os quadros seguintes resumem as atividades previstas nos Programas de Gestão de Integridade e Programas de Recondicionamento de Unidades de Medida para o período 2026-2030.

QUADRO 6 -13

Programa de Gestão de Integridade

Programa de Gestão de Integridade		2026	2027	2028	2029	2030
Monitorização de Linhas Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 67º	RNTG	230 km	31 km	179 km	181 km	333 km
Estudo de Estado do Revestimento Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 67º	RNTG	188 km	178 km	163 km	189 km	181 km
Caracterização de Defeitos Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 67º	RNTG			Todas as linhas		
Conformidade com Novas Classes de Localização Despacho n.º 806-C/2022 – Regulamento da RNTG, artigo 64º	RNTG			v. parágrafo seguinte		
Equipamentos sob pressão Decreto-Lei 131/2019	TGNL			Instalações de processo		
Execução de sonares/Controlo dimensional Despacho n.º 1112/2022 – Regulamento do AS, artigo 64º	AS			Todas as cavidades		
Monitorização tubagens verticais ('Casing Log') Despacho n.º 1112/2022 – Regulamento do AS, artigo 64º	AS			Todas as cavidades		
Equipamentos sob pressão Decreto-Lei 131/2019	AS			Instalações de superfície		

QUADRO 6 -14

Programa de Recondicionamento de Unidades de Medida (UM)

Programa de Recondicionamento de UM	I	2026	2027	2028	2029	2030
Equipamentos de Medição e Leitura Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do Setor do Gás, ERSE.	RNTG			Ciclo de intervenção – todos os equipamentos		

PROJETO DE ADEQUAÇÃO DA RNTG A NOVAS CLASSES DE LOCALIZAÇÃO

A Classe de Localização do gasoduto é determinada com base em fatores de características e densidades de edifícios destinados à ocupação humana, e por consequência refletindo a densidade populacional, e para a Classe de Localização mais severa a proximidade de áreas de alto risco e adequação ambiental. Esta classificação serve como um parâmetro importante para determinar a pressão de projeto e outras considerações operacionais para garantir a segurança e integridade do gasoduto no seu ambiente específico.

O Operador da RNTG realizou um estudo com base nos Censos de 2021, que indica alterações na densidade populacional, determinando quais os segmentos do gasoduto suscetíveis de alteração da sua Classe de Localização, por forma a determinar a necessidade de implementar medidas de proteção mecânica ou outras conforme definido no Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás.

CONSTRUÇÃO DO 4.º POSTO DE ENCHIMENTO DE CAMIÕES CISTERNA

O projeto de construção da 4.ª baía de enchimento de camiões cisterna é um Projeto Base, do tipo Adequação Regulamentar, visto resultar de uma necessidade identificada no RMSA-G 2023.

Estudos prospetivos apresentados no RMSA-G 2023 apontam para que cada vez mais os limites máximos de referência que permitem assegurar as condições de qualidade e garantia de serviço no abastecimento de cisternas sejam ultrapassados, evidenciando a necessidade de aumento da sua capacidade.

Os dados de operação confirmam um aumento sustentado e contínuo da expedição de GNL por via rodoviária e/ou marítima ligado à construção de novas UAG, 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. Em 2024, foram carregadas 7332 cisternas, correspondentes a um total de energia de 2,161 TWh, o que representa um acréscimo de atividade de cerca de 8% relativamente a 2023 e de 12% em relação a 2022, tendo a capacidade máxima de referência do Terminal (36 cisternas por dia) sido excedida por vários dias.

Os Capítulos 2 e 3 do presente Plano contêm um levantamento detalhado do histórico de operações de enchimento de cisternas no Terminal de GNL, bem como as previsões de procura para o próximo decénio onde se ilustra a perspetiva de uma tendência crescente da procura de gás abastecido por UAG no território nacional, com particular relevo em Portugal Continental, bem como o detalhe da evolução da procura de gás abastecido pelas UAG em Portugal Continental e na Ilha da Madeira. É também evidenciado o constrangimento que já hoje é sentido na unidade de enchimento de camiões cisterna.

Assim, face às estimativas do RMSA-G 2023 e aos dados de operação, a não execução deste projeto poderá colocar em causa a qualidade de serviço de abastecimento de GNL por via rodoviária.

A execução deste projeto está subordinada aos resultados do estudo de engenharia de detalhe que poderá introduzir alterações no seu âmbito. Este projeto tem, no presente Plano, entrada em exploração prevista para 2029. Contudo, dadas as suas características, a necessidade de projeto de detalhe e a presença de equipamentos com prazos de aprovisionamento alargados, será necessário tomar já neste Plano uma decisão final de investimento para a totalidade do projeto.

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 estritamente a sua idade, 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 refletem as intervenções 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 desta estratégia baseia-se na adoção de um Indicador do Estado do Ativo (IE), sendo o processo de decisão o que se apresenta em seguida.

FIGURA 6 -6

Metodologia para Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil



A reavaliação contínua dos ativos da RNTIAT resulta na atualização de um conjunto de programas de renovação ou prolongamento de vida útil para determinados tipos de ativos. 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.

PROGRAMAS DE GESTÃO DE ATIVOS EM FIM DE VIDA ÚTIL

Os Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil definidos para o período 2026 a 2030 são apresentados nos quadros seguintes.

QUADRO 6 -15

Programas de Gestão de Ativos em Fim de Vida Útil para o período 2024-2028

Programa de substituição de equipamentos elétricos e eletrónicos

Equipamentos em que a substituição é a opção mais viável (em virtude do ciclo de vida e obsolescência)

Classe de Equipamentos	Instalação		IC	k€/ano	
Substituição de UPS e baterias	RNTG	Ciclo de substituição	10	400	Extensão programa
Substituição de transformadores	RNTG	Ciclo de substituição	10	160	Extensão programa
Substituição/Updg. de sist. de comando	RNTG	Ciclo de substituição	10	700	Extensão programa
Remodelação de cablagem	TGNL	Substituição se IE≤5	10	120	Programa novo
Substituição de iluminação e sinalética	TGNL	Ciclo de substituição	10	50	Programa novo
Substituição instrumentação	TGNL	Substituição se IE≤5	10	50	Extensão programa
Computadores de controlo de caudal	AS	Intervenção se IE≤5	7	20	Programa novo
Beneficiação de autómatos	AS	Intervenção se IE≤5	7	60	Programa novo
Armários de PC e rede de terras	AS	Intervenção se IE≤5	7	20	Programa novo
Substituição instrumentação	AS	Substituição se IE≤5	10	25	Extensão programa

Programa de intervenção em equipamentos e sistemas auxiliares

Intervenções em equipamentos e sistemas em que a opção beneficiar/substituir é tomada em face da metodologia descrita

Classe de Equipamentos	Instalação		IC	k€/ano	
Sistemas auxiliares – Upgr. e adequação	RNTG	Intervenção se IE≤5	n.e.	750	Extensão programa
Remodelação sistemas de aquecimento	RNTG	Intervenção se IE≤5	7	300	Extensão programa
Caudalímetros e contadores	RNTG	Intervenção se IE≤5	7	250	Extensão programa
Equipamento de odorização	RNTG	Intervenção se IE≤5	10	50	Extensão programa
Válvulas e PSVs	RNTG	Intervenção se IE≤5	7	50	Programa novo
Substituição de atuadores	RNTG	Substituição se IE≤5	7	240	Extensão programa
Sistemas auxiliares – Upgr. e adequação	TGNL	Intervenção se IE≤5	n.e.	600	Extensão programa
Utilidades	TGNL	Intervenção se IE≤5	n.e.	80	Programa novo
Equipamentos de segurança	TGNL	Intervenção se IE≤5	10	50	Extensão programa
Sistemas auxiliares – Upgr. e adequação	AS	Intervenção se IE≤5	n.e.	450	Extensão programa
Permutadores	AS	Intervenção se IE≤5	7	30	Programa novo
Válvulas e PSVs	AS	Intervenção se IE≤5	7	85	Programa novo
Equipamentos de segurança	AS	Intervenção se IE≤5	10	25	Programa novo
Utilidades	AS	Intervenção se IE≤5	n.e.	60	Programa novo
Substituição de atuadores	AS	Substituição se IE≤5	7	40	Extensão programa

Programa de proteção anticorrosiva

Ciclos de intervenção em ativos em funcionamento

	Instalação		IC	K€/ano	
Tratamento anticorrosivo	RNTG	Ciclo de Intervenção	n.e.	250	Extensão programa
Tratamento anticorrosivo	TGNL	Ciclo de Intervenção	n.e.	150	Extensão programa
Tratamento anticorrosivo	AS	Ciclo de Intervenção	n.e.	125	Extensão programa

INTERVENÇÕES EM ATIVOS ESPECÍFICOS

A gestão do ciclo de vida de alguns ativos ou grupos de ativos, dada a sua singularidade, especificidade, dimensão, regime de operação, ou diversidade, é definida face à avaliação individual do estado atual de cada ativo e à previsão de evolução do seu Índice de Estado (IE), resultando em intervenções específicas.

Apresentam-se nos quadros seguintes as principais intervenções em ativos específicos para o período 2026-2030.

QUADRO 6 -16

Intervenção no compressor de retorno ao navio

Instalação: Terminal de GNL		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	10	7	10	5
	Estado	Equipamento com falha contínua			
	Beneficiação / Substituição	A substituição do equipamento é a única opção possível dada a dificuldade em obter peças e componentes			
	Intervenção	Aquisição de duas novas máquinas		CAPEX: 2,5 M€	

QUADRO 6 -17

Intervenção no sistema de bombagem criogénica de GNL

Instalação: Terminal de GNL		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	10	5	7	7
	Estado	Equipamento(s) com falha intermitente			
	Beneficiação / Substituição	Extensão de vida útil - Recondicionamento e substituição de componentes móveis			
	Intervenção	Intervenção faseada nas bombas BP		CAPEX: 1,75 M€	

QUADRO 6 -18

Intervenção no sistema de proteção das subestações (relés SEPAM)

Instalação: Terminal de GNL		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	10	3	10	5
	Estado	Equipamento descontinuado pelo fabricante			
	Beneficiação / Substituição	A substituição dos equipamentos é a única opção viável face à inexistência de peças de reserva			
	Intervenção	Intervenção em todas as subestações do Terminal		CAPEX: 1,5 M€	

QUADRO 6 -19

Intervenção nas gruas dos tanques de armazenagem de GNL

Instalação: Terminal de GNL		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	5	10	10	7
	Estado	Equipamento inoperacional			
	Beneficiação / Substituição	Consolidação da alternativa a tomar dependente de consultas com fornecedores especializados			
	Intervenção	Intervenção nos 3 sistemas de elevação instalados		CAPEX: 1,5 M€	

QUADRO 6 -20

Intervenção no sistema de desidratação de gás

Instalação: AS do Carriço		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	10	5	10	7
	Estado	Equipamento em elevado estado de deterioração			
	Beneficiação / Substituição	Substituição dos tanques, alteração de tubagem, instrumentação e sistema de recirculação e filtragem			
	Intervenção	Intervenção geral no sistema		CAPEX: 1,5 M€	

QUADRO 6 -21

Intervenção no sistema de água do mar

Instalação: Terminal de GNL		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	7	7	7	7
	Estado	Equipamento em elevado estado de deterioração/corrosão			
	Beneficiação / Substituição	Extensão de vida útil - Recondicionamento de bombas, substituição de componentes em zonas submersas			
	Intervenção	Intervenção geral no sistema		CAPEX: 1,5 M€	

QUADRO 6 -22

Intervenção nas coberturas das estações

Instalação: RNTG		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	10	7	10	7
	Estado	Equipamento com falha intermitente			
	Beneficiação / Substituição	Substituição de coberturas – Impermeabilização das estações			
	Intervenção	Intervenção faseada em todas as estações da RNTG		CAPEX: 1,35 M€	

QUADRO 6 -23

Intervenção no grupo motobomba de combate a incêndios

Instalação: Terminal de GNL		IC	Melhoria do IE	Redução Prob. Falha	Índ. Efic. para o SNG
	Atributos	10	7	10	7
	Estado	Equipamento com falha contínua			
	Beneficiação / Substituição	Substituição é a única opção possível em função do IE e IC do equipamento e da descontinuação deste			
	Intervenção	Aquisição e instalação de novo grupo motobomba		CAPEX: 1,0 M€	

CRIAÇÃO DE EMPREGO EXTERNO (PROJETOS DE REMODELAÇÃO, MODERNIZAÇÃO E DIGITALIZAÇÃO)

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, modernização e digitalização, o qual totaliza 703 FTE (*full time equivalent*) para o primeiro quinquénio do presente plano.

QUADRO 6 -24

Manutenção ou criação de emprego externo para o período 2026-2030

Tipologia de Projeto	CAPEX	Emprego
Remodelação, modernização e digitalização de ativos	73,3 M€	986 FTE

6.2.2. Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento - Projetos Base

Esta análise tem por objetivo apresentar a evolução dos indicadores de desempenho da RNTIAT para o período do Plano, de 2026 a 2035, relativamente aos Projetos Base.

Os Projetos Base apresentados no Plano não apresentam qualquer impacto nos valores de capacidade de armazenamento e de importação/exportação da RNTIAT.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no subcapítulo 3.6-Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no subcapítulo 3.8-Critérios de Planeamento e no Anexo 5, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no subcapítulo 3.8, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas. Os atributos avaliados são os seguintes:

- I. Integração de Mercados e interoperabilidade - 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).

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 importante para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica. O balanço de capacidade da 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.

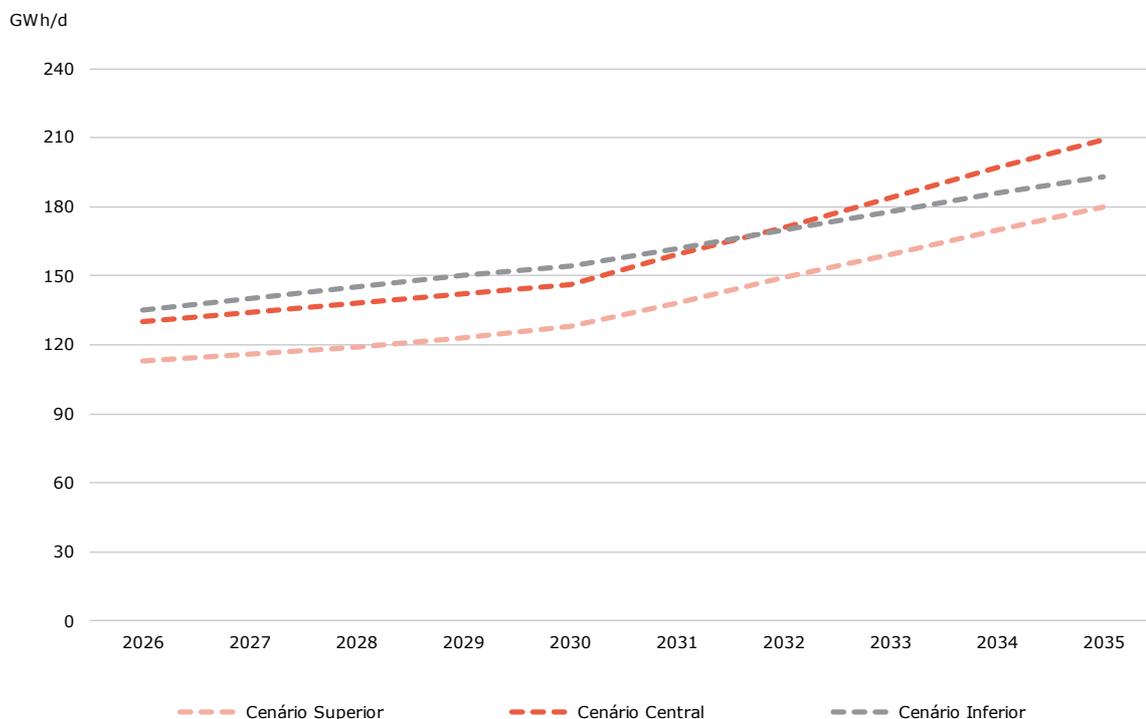
QUADRO 6-25

Evolução da reserva de capacidade na RNTG

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta de consumos (Cenário Superior)			260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Ponta de consumos (Cenário Central)	GWh/d	[A]	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Ponta de consumos (Cenário Inferior)			238	233	228	223	219	211	203	195	187	180
Capacidade de oferta		[B]	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
TGNL 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
Reserva de capacidade (Cenário Superior)												
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/d	[C=B-A]	113	116	119	123	128	138	149	159	170	180
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		3%	5%	9%	13%	22%	32%	41%	50%	59%
Reserva de capacidade (Cenário Central)												
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/d	[C=B-A]	130	134	138	142	146	159	171	184	197	209
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		3%	6%	9%	12%	22%	32%	42%	52%	61%
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)												
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/d	[C=B-A]	135	140	145	150	154	162	170	178	186	193
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		4%	7%	11%	14%	20%	26%	32%	38%	43%

FIGURA 6-7

Evolução da reserva de capacidade na RNTG



Em qualquer dos cenários analisados, verifica-se uma tendência de crescimento da reserva de capacidade no período compreendido entre os anos 2026 e 2035.

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 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 da União Europeia.

Verifica-se que a capacidade de exportação corresponde a 56% da capacidade de importação em todo o período em análise.

QUADRO 6-26

Evolução da capacidade bidirecional (exportação)

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
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)		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/d	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
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
Capacidade de exportação face à capacidade de importação		56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%

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 a maior ou menor concentração de capacidade nos pontos de entrada da RNTG, e, portanto, o grau de diversificação da capacidade disponibilizada aos importadores e comercializadores que garantem o abastecimento do sistema. Quanto menor for o seu valor, maior será o grau de diversificação da capacidade dos pontos de oferta da RNTG.

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 6-27

Evolução do Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTG

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Capacidade de oferta		373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
TGNL 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
Índice de HH		0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507

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, tendo associada uma quantidade finita de gás e uma parte considerável da sua capacidade de armazenamento se destinar preferencialmente à constituição de reservas de segurança e reserva adicional.

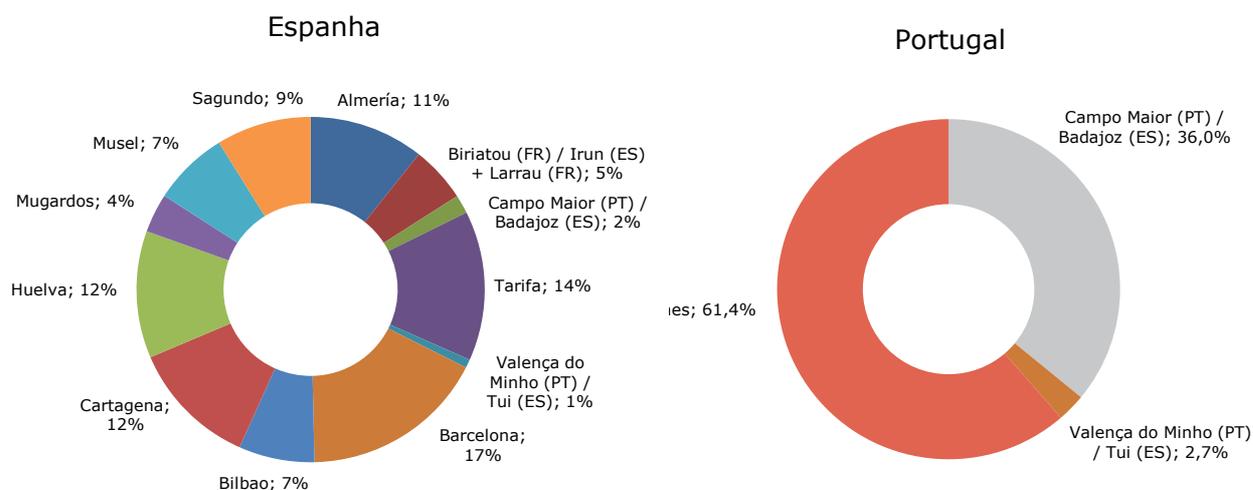
Da análise do quadro anterior verifica-se que com as capacidades atuais da RNTIAT, o valor do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade se situa nos 0,507.

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 2026.

2026

FIGURA 6-8

Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-28

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica em 2026

	Capacidade de entrada (GWh/d)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Espanha	Portugal
Total (Gasodutos + Terminais)	3 158	373	89,4%	10,6%
Gasodutos (GN)	1 025	144	32,5%	38,6%
Almería	337		10,7%	
Biriatou (FR) / Irun (ES) + Larrau (FR)	165		5,2%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	55	134	1,7%	36,0%
Tarifa	443		14,0%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,8%	2,7%
Terminais (GNL)	2 133	229	67,5%	61,4%
Barcelona	543		17,2%	
Bilbao	222		7,0%	
Cartagena	376		11,9%	
Huelva	376		11,9%	
Mugardos	115		3,6%	
Musel	223		7,1%	
Sagunto	278		8,8%	
Sines		229		61,4%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)			0,111	0,507

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 31 de dezembro de 2024, mais as infraestruturas com DFI tomada (fonte: ENTSOG)

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 31 de dezembro de 2024

Em 2026, prevê-se que o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal seja de 0,507 e o de Espanha igual a 0,111. 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 grande parte da diferença verificada nos respetivos IHHc.

Índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento

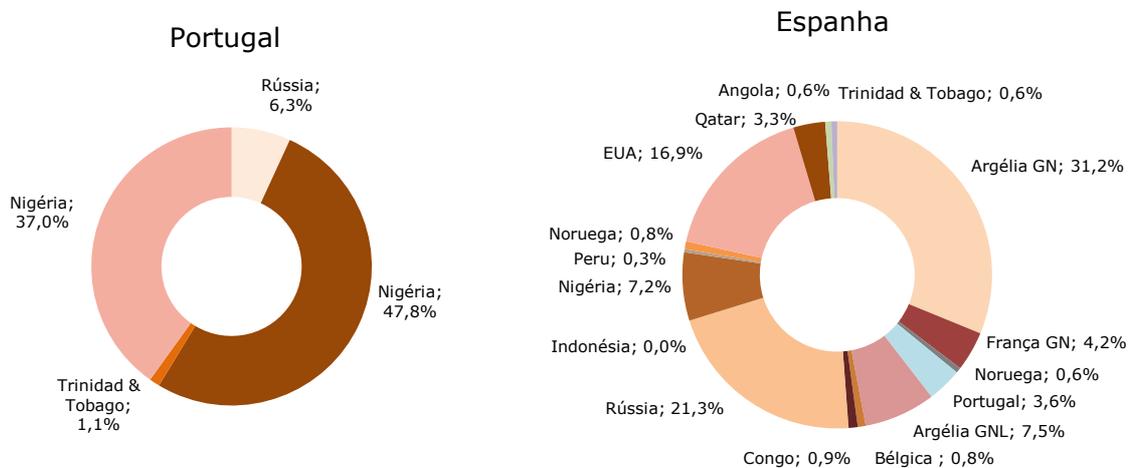
O índice de Herfindahl Hirschman aplicado às fontes de aprovisionamento (IHHa) permite medir a sua maior ou menor concentração e, portanto, o grau de diversificação das origens do gás. Este índice resulta do somatório dos pesos relativos de cada uma das fontes de aprovisionamento

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 de gás.

Na figura e no quadro seguintes apresentam-se os dados relativos às fontes de aprovisionamento de Espanha e Portugal, identificando a origem e o respetivo peso percentual, assim como o cálculo do índice de Herfindahl Hirschman do aprovisionamento para cada uma das regiões.

FIGURA 6-9

Aprovisionamento percentual (%) por origem na Península Ibérica



QUADRO 6-29

Aprovisionamento e cálculo do IHHa na Península Ibérica

	Aprovisionamento (GWh)		Aprovisionamento (%)	
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Espanha	Portugal
Total (GN+GNL)	339 151	53 105	86,5%	13,5%
Gás (GN)	134 258	4 105	39,6%	7,7%
Argélia GN	105 891		31,2%	
França GN	14 171		4,2%	
Noruega	1 893		0,6%	
Portugal GN	12 303		3,6%	
Espanha GN		4105		7,7%
Gás Natural Liquefeito (GNL)	204 893	49 000	60,4%	92,3%
Argélia GNL	25 311		7,5%	
Bélgica	2 795		0,8%	
Congo	3 221		0,9%	
Indonésia	80		0,0%	
Rússia	72 360	3 344	21,3%	6,3%
Nigéria	24 349	25 398	7,2%	47,8%
Peru	1 139		0,3%	
Noruega	2 777		0,8%	
EUA	57 354	19 666	16,9%	37,0%
Qatar	11 281		3,3%	
Trinidad & Tobago	2 173	593	0,6%	1,1%
Angola	2 053		0,6%	
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHa)			0,187	0,376

Notas:

(1) Dados referentes a 2024 (fonte: CORES - *Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos*).

(2) Dados referentes a 2024 (fonte: Direção-Geral de Energia e Geologia).

Atualmente, o IHHa em Portugal é de 0,376, considerando os dados relativos ao aprovisionamento do SNG no ano de 2024. O IHHa em Espanha é de 0,187, considerando os dados mais recentes da CORES - *Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos*, relativamente ao ano de 2024.

Dependência dos fornecedores de gás

No que se refere à análise do ano 2024, ambos os países da Península Ibérica dependem substancialmente de dois fornecedores de GNL: a Nigéria e os EUA. No caso de Espanha existe também uma grande dependência do Gás Natural ("GN") da Argélia e do GNL da Rússia.

Em Espanha, no ano de 2024 e em termos de repartição de entradas, verifica-se 39,6% de GN e 60,4% de GNL. Desse GN, 79% é proveniente da Argélia e no caso do GNL 35% do total de GNL provém da Rússia.

Para Portugal, as entradas de gás natural em 2024 repartem-se em 7,7% de GN e 92,3% de GNL. Do gás que chega por gasoduto, 100% provém de Espanha (de origem indeterminada), enquanto 52% do GNL que entra no sistema nacional foi proveniente 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 TGNL de Sines (que constitui a maior componente de capacidade 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 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.

Determina-se o atributo 'N-1' para três situações distintas de ponta de consumos e de utilização do AS do Carriço, a saber:

- A situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenamento) com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- A situação de capacidade de extração de 71,4 GWh/dia (com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenamento) com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- Apesar de não existir atualmente em Portugal um quadro regulamentar que permita a aplicação de medidas de atuação do lado da procura, considerou-se também a avaliação do critério N-1 que contempla a ponta extrema de consumos com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares nos Cenários de procura Superior, Central e Inferior, com a situação de capacidade de extração de 71,4 GWh/dia (com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenamento).

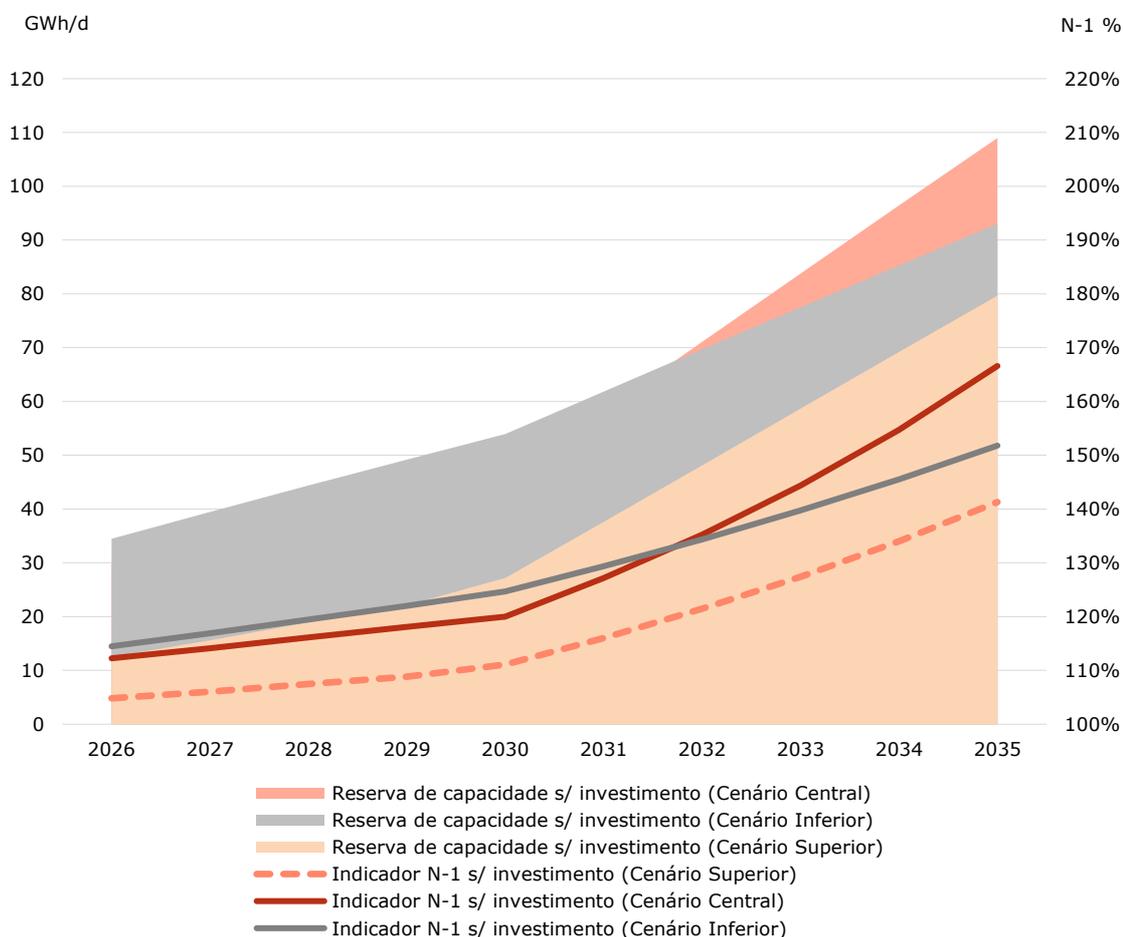
QUADRO 6-30

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/dia

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			238	233	228	223	219	211	203	195	187	180
Armazenamento Subterrâneo do Cariço												
Capacidade de oferta		[B]	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
TGNL de Sines			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	GWh/dia		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Armazenamento Subterrâneo do Cariço			129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Cenário Superior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)	GWh/dia	[C=B-A]	13	16	19	22	27	38	48	59	69	80
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₆]		3	6	10	15	25	36	46	57	67
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Superior)	%	[D=B/A]	105%	106%	107%	109%	111%	116%	121%	127%	134%	141%
Variação face a 2026		[D _N -D ₂₀₂₆]		1%	3%	4%	6%	11%	17%	23%	29%	36%
Cenário Central												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)	GWh/dia	[C=B-A]	30	34	38	42	45	58	71	84	96	109
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₆]		4	8	12	16	29	41	54	67	79
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Central)	%	[D=B/A]	112%	114%	116%	118%	120%	127%	135%	144%	155%	167%
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₆]		2%	4%	6%	8%	15%	23%	32%	42%	54%
Cenário Inferior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)	GWh/dia	[C=B-A]	34	39	44	49	54	62	70	78	85	93
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₆]		5	10	15	19	27	35	43	51	59
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)	%	[D=B/A]	114%	117%	119%	122%	125%	129%	134%	140%	146%	152%
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₆]		2%	5%	8%	10%	15%	20%	25%	31%	37%

FIGURA 6-10

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 129 GWh/dia



Da observação do quadro e da figura apresentados anteriormente, verifica-se que em qualquer um dos cenários do período em análise, o valor do "critério N-1" apresenta-se superior a 100%, com reserva de capacidade positiva, verificando-se também uma tendência crescente de 2026 a 2035. 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 2026 a 2035, variando o grau de cumprimento entre os 105% e os 141%. O valor da reserva de capacidade aumenta de 2026 a 2035, atingindo o valor máximo de 80 GWh/dia em 2035;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2026 a 2035, verificando-se valores do índice N-1 entre 112% em 2026 e 167% em 2035, e de reserva de capacidade entre 30 GWh/dia em 2026 e 109 GWh/dia em 2035;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 114% e 152%, e de reserva de capacidade entre 34 GWh/dia em 2026 e 93 GWh/dia em 2035.

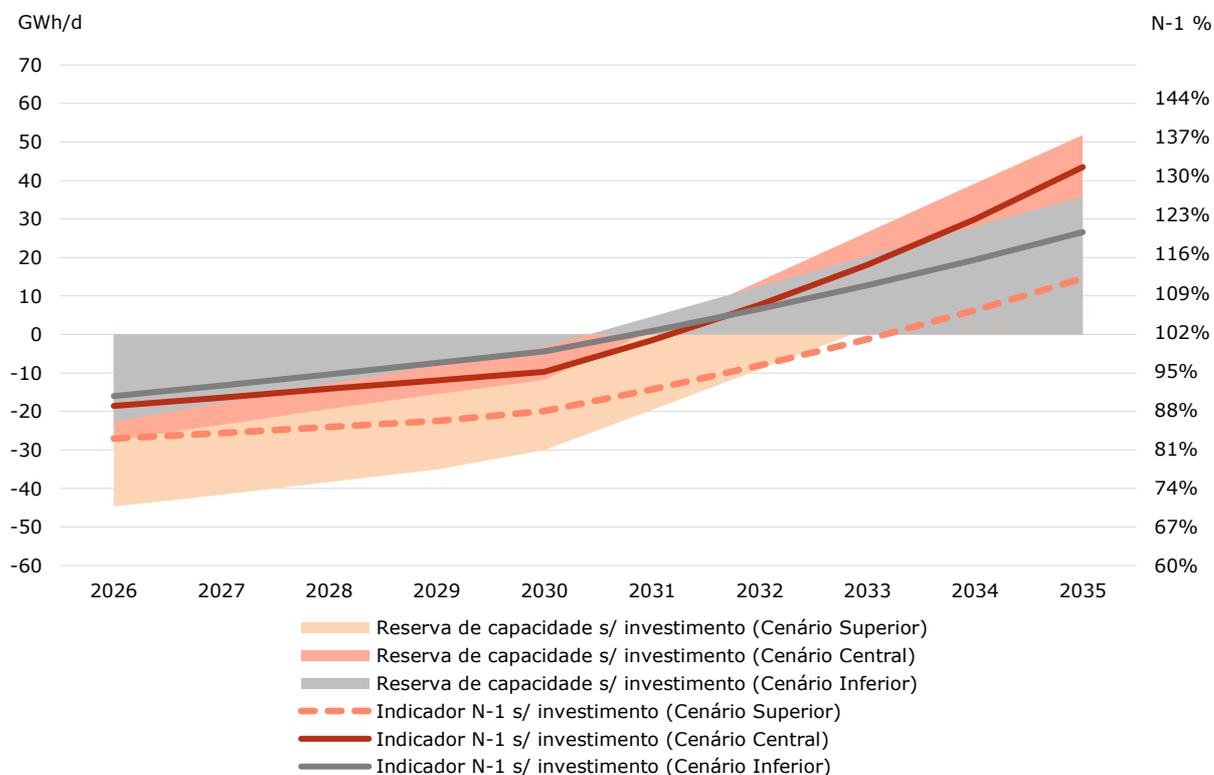
QUADRO 6-31

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			238	233	228	223	219	211	203	195	187	180
Armazenamento Subterrâneo do Carricho												
Capacidade de oferta		[B]	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
TGNL de Sines			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/dia		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
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Cenário Superior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)	GWh/dia	[C=B-A]	-45	-42	-38	-35	-30	-20	-9	1	12	22
Variação face a 2022		[C _N -C ₂₀₂₂]		3	6	10	15	25	36	46	57	67
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Superior)	%	[D=B/A]	83%	84%	85%	86%	88%	92%	96%	101%	106%	112%
Variação face a 2022		[D _N -D ₂₀₂₂]		1%	2%	3%	5%	9%	13%	18%	23%	29%
Cenário Central												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)	GWh/dia	[C=B-A]	-27	-23	-19	-15	-12	1	14	27	39	52
Variação face a 2022		[C _N -C ₂₀₂₂]		4	8	12	16	29	41	54	67	79
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Central)	%	[D=B/A]	89%	90%	92%	93%	95%	100%	107%	114%	122%	132%
Variação face a 2022		[C _N -C ₂₀₂₂]		1%	3%	5%	6%	12%	18%	25%	34%	43%
Cenário Inferior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)	GWh/dia	[C=B-A]	-23	-18	-13	-8	-3	5	12	20	28	36
Variação face a 2022		[C _N -C ₂₀₂₂]		5	10	15	19	27	35	43	51	59
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)	%	[D=B/A]	90%	92%	94%	96%	99%	102%	106%	110%	115%	120%
Variação face a 2022		[C _N -C ₂₀₂₂]		2%	4%	6%	8%	12%	16%	20%	25%	29%

FIGURA 6-11

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" e para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia



Nesta situação, com uma menor capacidade de extração do armazenamento subterrâneo, verifica-se o incumprimento do "critério N-1" no período 2026-2032 do Cenário Superior e no período 2026-2030 dos Cenários Central e Inferior de procura. Deste modo, da análise do quadro e figura *supra*, conclui-se que:

- No Cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 83% em 2026 e 96% em 2032, verificando-se valores de déficit da reserva de capacidade compreendidos entre 45 GWh/dia em 2026 e 9 GWh/dia em 2032;
- No Cenário Central, o grau de incumprimento do atributo varia entre 89% em 2026 e 95% em 2030, verificando-se valores de déficit da reserva de capacidade compreendidos entre 27 GWh/dia em 2026 e 12 GWh/dia em 2030;
- No Cenário Inferior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 90% em 2026 e 99% em 2030, verificando-se valores de déficit da reserva de capacidade compreendidos entre 23 GWh/dia em 2026 e 3 GWh/dia em 2030.

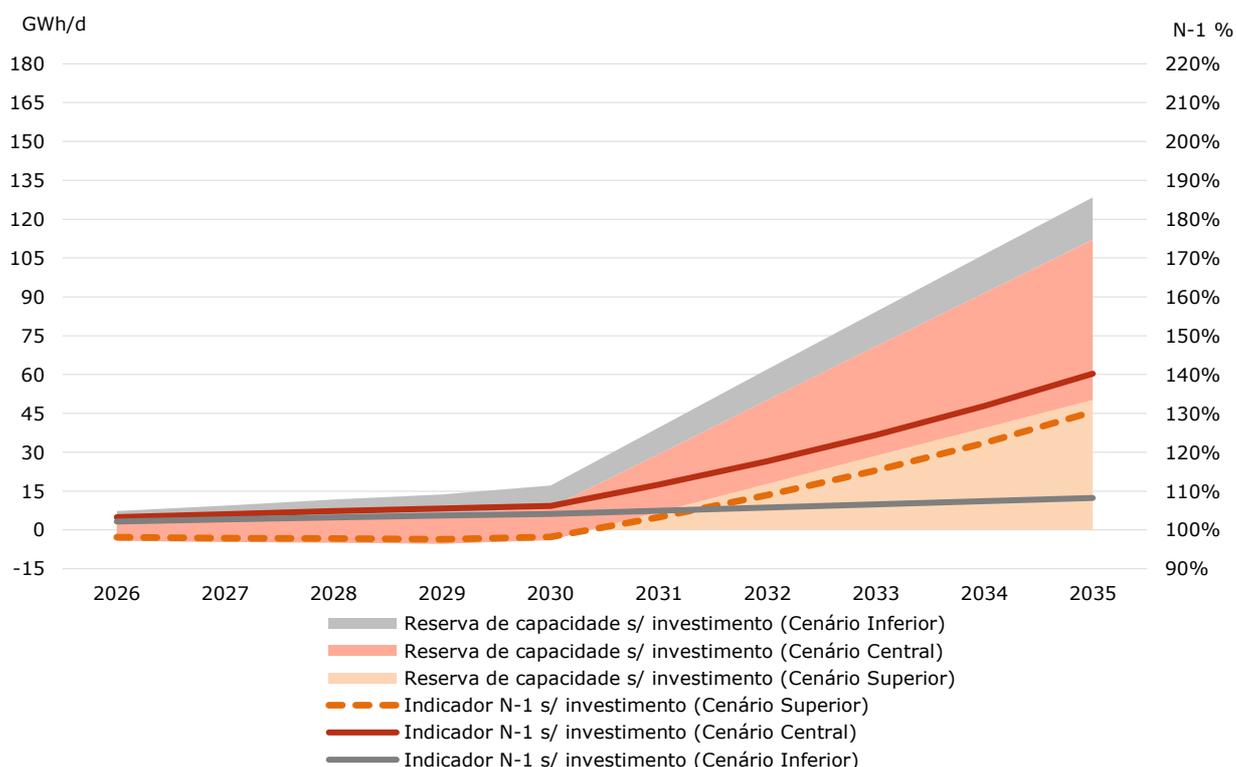
QUADRO 6-32

Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			220	220	220	221	219	209	198	187	176	165
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	209	207	205	204	203	193	183	173	163	154
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			211	210	209	208	207	205	204	202	200	199
Armazenamento Subterrâneo do Carricho												
Capacidade de oferta		[B]	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
TGNL de Sines	GWh/dia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
Armazenamento Subterrâneo do Carricho			71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
Cenário Superior												
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/dia	[C=B-A]	-4	-5	-5	-5	-4	7	18	29	39	50
Variação face a 2024		[C _N -C ₂₀₂₄]		-1	-1	-1	0	11	22	33	44	54
Critério N-1 (Cenário Superior)	%	[D=B/A]	98%	98%	98%	98%	98%	103%	109%	115%	122%	130%
Variação face a 2024		[D _N -D ₂₀₂₄]		0%	0%	-1%	0%	5%	11%	17%	24%	32%
Cenário Central												
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/dia	[C=B-A]	7	8	10	11	13	22	32	42	52	62
Variação face a 2024		[C _N -C ₂₀₂₄]		1	3	4	6	16	26	35	45	55
Critério N-1 (Cenário Central)	%	[D=B/A]	103%	104%	105%	106%	106%	112%	118%	124%	132%	140%
Variação face a 2024		[C _N -C ₂₀₂₄]		1%	2%	2%	3%	8%	14%	21%	29%	37%
Cenário Inferior												
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/dia	[C=B-A]	5	6	7	8	9	10	12	13	15	16
Variação face a 2024		[C _N -C ₂₀₂₂]		1	2	3	4	6	7	9	10	12
Critério N-1 (Cenário Inferior)	%	[D=B/A]	102%	103%	103%	104%	104%	105%	106%	107%	107%	108%
Variação face a 2024		[C _N -C ₂₀₂₄]		1%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	6%

FIGURA 6-12

Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia



Da análise do quadro e da figura apresentados *supra*, verifica-se um ligeiro incumprimento do "critério N-1" no horizonte temporal 2026-2030 do Cenários Superior e o cumprimento do "critério N-1" em todo o horizonte temporal dos Cenários Central e Inferior de procura.

- No Cenário Superior, o "critério N-1" é incumprido de 2026 a 2030, com grau de incumprimento de 98%. Os valores de défice da reserva de capacidade encontram-se compreendidos entre 4 GWh/dia em 2026 e 5 GWh/dia em 2029;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2026 a 2035, verificando-se valores do índice N-1 entre 103% em 2026 e 140% em 2035, e de reserva de capacidade entre 7 GWh/dia em 2026 e 62 GWh/dia em 2035;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 102% e 108%, e de reserva de capacidade entre 5 GWh/dia em 2026 e 16 GWh/dia em 2035.

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 das reservas de segurança e da reserva adicional (associada à Portaria n.º 59/2022), 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 adicional, e disponibilizar alguma 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 do Carriço, que teve em conta as melhores práticas de outros países europeus.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança e adicional, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 62/2020, à Portaria n.º 59/2022 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 RNTIAT³⁴

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 do Carriço e TGNL);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também

³⁴ Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento.

uma avaliação adicional das reservas a armazenar considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carriço.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

QUADRO 6-33

Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2922	2723	2521	2320	2119	2001	1882	1763	1644	1597
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1292	1298	1301	1306	1311	1300	1288	1276	1265	1253
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1630	1425	1219	1014	808	701	594	487	379	344
Cenário Central											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2810	2603	2393	2186	1979	1873	1767	1660	1554	1448
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1256	1258	1256	1256	1257	1241	1225	1208	1192	1176
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1553	1345	1138	930	722	632	542	452	362	272
Cenário Inferior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2641	2440	2239	2038	1838	1752	1666	1581	1495	1370
	(GWh)										
Clientes Protegidos		1231	1226	1222	1218	1214	1198	1183	1168	1153	1138
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1410	1214	1017	821	624	554	483	413	343	232
Capacidade de oferta de armazenamento											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408
	(GWh)										
Terminal de GNL de Sines		2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carriço		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-34

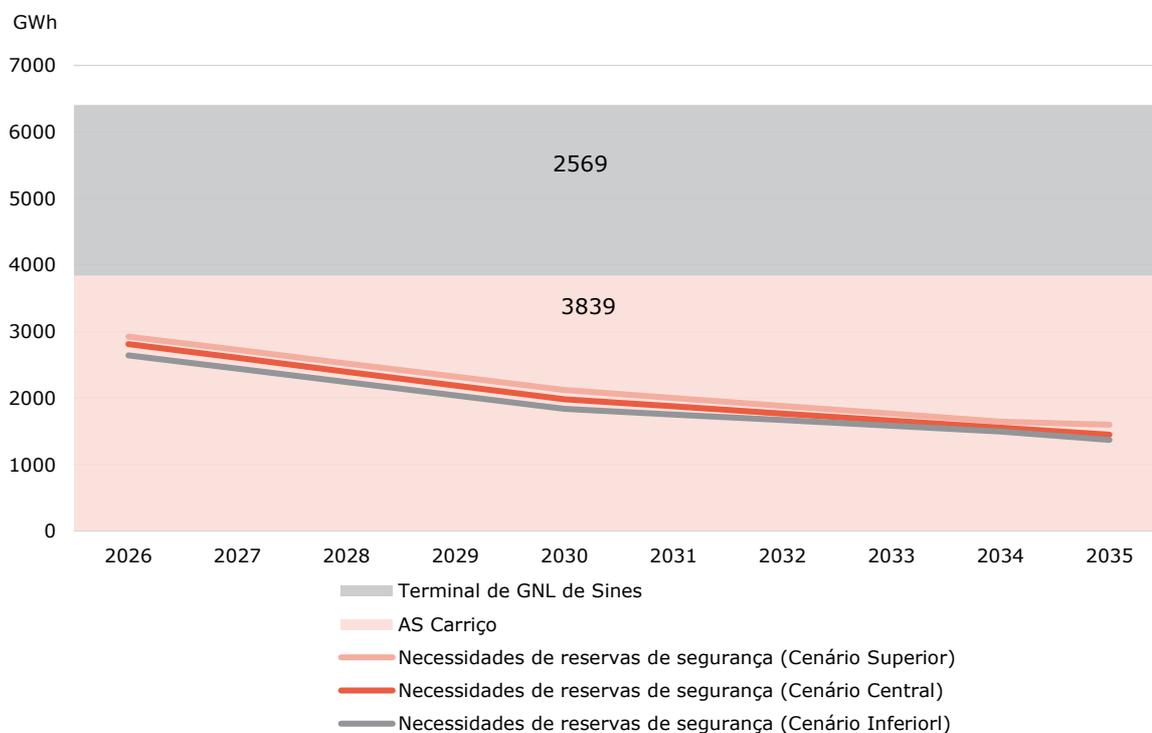
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3486	3685	3887	4088	4289	4407	4526	4645	4764	4811
Varição face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		5,7%	11,5%	17,3%	23,0%	26,4%	29,8%	33,2%	36,7%	38,0%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2922	2723	2521	2320	2119	2001	1882	1763	1644	1597
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Central												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3598	3805	4015	4222	4429	4535	4641	4748	4854	4960
Varição face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		5,7%	11,6%	17,3%	23,1%	26,0%	29,0%	31,9%	34,9%	37,8%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2810	2603	2393	2186	1979	1873	1767	1660	1554	1448
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Inferior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3767	3968	4169	4370	4570	4656	4742	4827	4913	5038
Varição face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		5,3%	10,7%	16,0%	21,3%	23,6%	25,9%	28,1%	30,4%	33,7%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2641	2440	2239	2038	1838	1752	1666	1581	1495	1370
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 6-13

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 Carriço 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 estimativas, o cenário de maior risco apresenta-se em 2026 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre a capacidade do AS do Carriço e a necessidade de reservas de segurança corresponde a cerca de 917 GWh.

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 de capacidade média) 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 de capacidade média);
- 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 Superior, Central e Inferior.

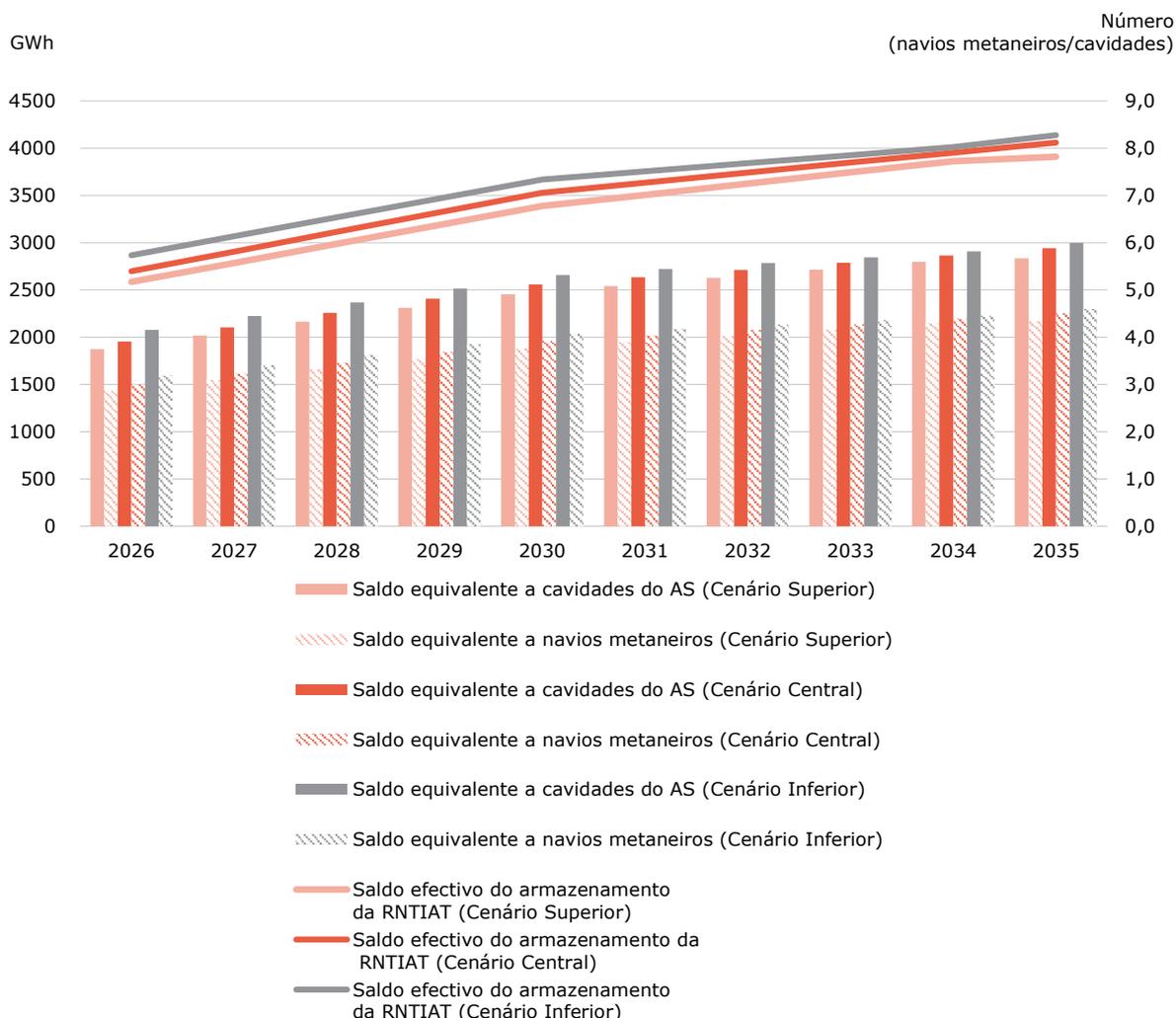
QUADRO 6-35

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2586	2785	2987	3188	3389	3507	3626	3745	3864	3911
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,9	3,1	3,3	3,5	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	4,3
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,7	4,0	4,3	4,6	4,9	5,1	5,3	5,4	5,6	5,7
Cenário Central												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2698	2905	3115	3322	3529	3635	3741	3848	3954	4060
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,0	3,2	3,5	3,7	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	4,5
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1	5,3	5,4	5,6	5,7	5,9
Cenário Inferior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2867	3068	3269	3470	3670	3756	3842	3927	4013	4138
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	4,2	4,4	4,7	5,0	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8	6,0

Figura 6-14

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise do quadro e da figura apresentados, poder-se-á referir que:

- No Cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT tem um comportamento crescente, atingindo o seu máximo em 2035. Em 2035, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é de 3911 GWh, o que equivale a cerca de 4,3 navios metaneiros e a 5,7 cavidades do AS do Carriço. 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 no SNG;
- No Cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente até 2035 sendo a tendência crescente menos acentuada no período 2030-2035. Em 2035 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu máximo de 4060 GWh, equivalente a cerca de 5,9 cavidades do AS do Carriço e a 4,5 navios metaneiros;

- No caso do Cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente até 2034 e um comportamento crescente menos intenso em 2035. No entanto, em 2035 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu máximo de 4138 GWh, equivalente a cerca de 4,6 navios metaneiros e 6 cavidades do AS do Carricho.

Capacidade de armazenamento total da RNTIAT, tendo em consideração a Portaria n.º 59/2022

Como referido, tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação das normas relativas ao aprovisionamento considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte, os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carricho.

Para cada ano e para os três Cenários de procura (Inferior, Central e Superior), procedeu-se à quantificação dos valores de:

- Necessidades totais de reservas de segurança e de reserva adicional (700 GWh) a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS do Carricho e TGNL de Sines);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Deste modo, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança, da reserva adicional e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT.

QUADRO 6-36

Evolução das necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal de acordo com a Portaria n.º 59/2022

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	3622	3423	3221	3020	2819	2701	2582	2463	2344	2297
Clientes Protegidos	(GWh)	1292	1298	1301	1306	1311	1300	1288	1276	1265	1253
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1630	1425	1219	1014	808	701	594	487	379	344
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Cenário Central											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	3510	3303	3093	2886	2679	2573	2467	2360	2254	2148
Clientes Protegidos	(GWh)	1256	1258	1256	1256	1257	1241	1225	1208	1192	1176
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1553	1345	1138	930	722	632	542	452	362	272
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Cenário Inferior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	3341	3140	2939	2738	2538	2452	2366	2281	2195	2070
Clientes Protegidos	(GWh)	1231	1226	1222	1218	1214	1198	1183	1168	1153	1138
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1410	1214	1017	821	624	554	483	413	343	232
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Capacidade de oferta de armazenamento											
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 Carriço		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839

No quadro seguinte, apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-37

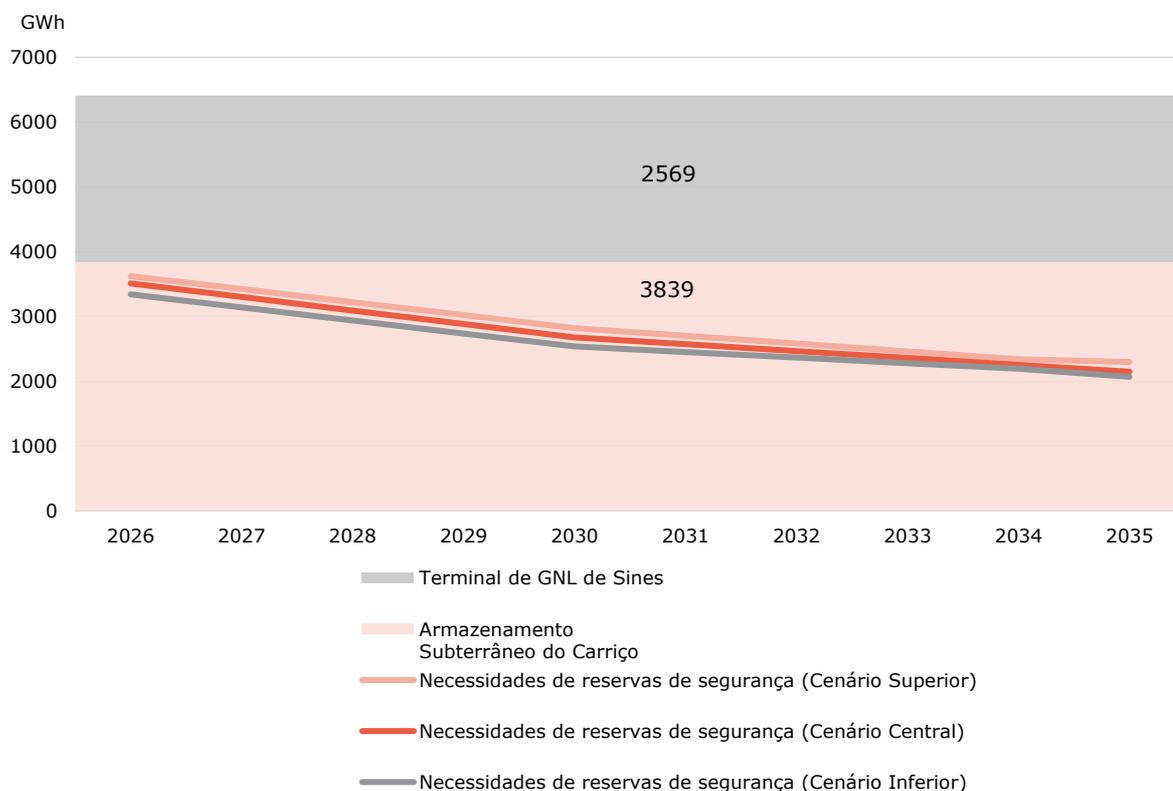
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT de acordo com as necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal (Portaria n.º 59/2022)

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2786	2985	3187	3388	3589	3707	3826	3945	4064	4111
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		7%	14%	22%	29%	33%	37%	42%	46%	48%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3622	3423	3221	3020	2819	2701	2582	2463	2344	2297
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Central												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2898	3105	3315	3522	3729	3835	3941	4048	4154	4260
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		7%	14%	22%	29%	32%	36%	40%	43%	47%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3510	3303	3093	2886	2679	2573	2467	2360	2254	2148
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Inferior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3067	3268	3469	3670	3870	3956	4042	4127	4213	4338
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		7%	13%	20%	26%	29%	32%	35%	37%	41%
Necessidades de armazen. no AS do Carricho	GWh		3341	3140	2939	2738	2538	2452	2366	2281	2195	2070
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte, apresenta-se a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional.

Figura 6-15

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional (Portaria n.º 59/2022)



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 Carriço 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 estimativas, o cenário de maior risco apresenta-se em 2026 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre a capacidade do AS do Carriço e as necessidades de reservas de segurança e adicional corresponde a cerca de 217 GWh.

Análise do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT com a reserva adicional da Portaria n.º 59/2022

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 para 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 de procura.

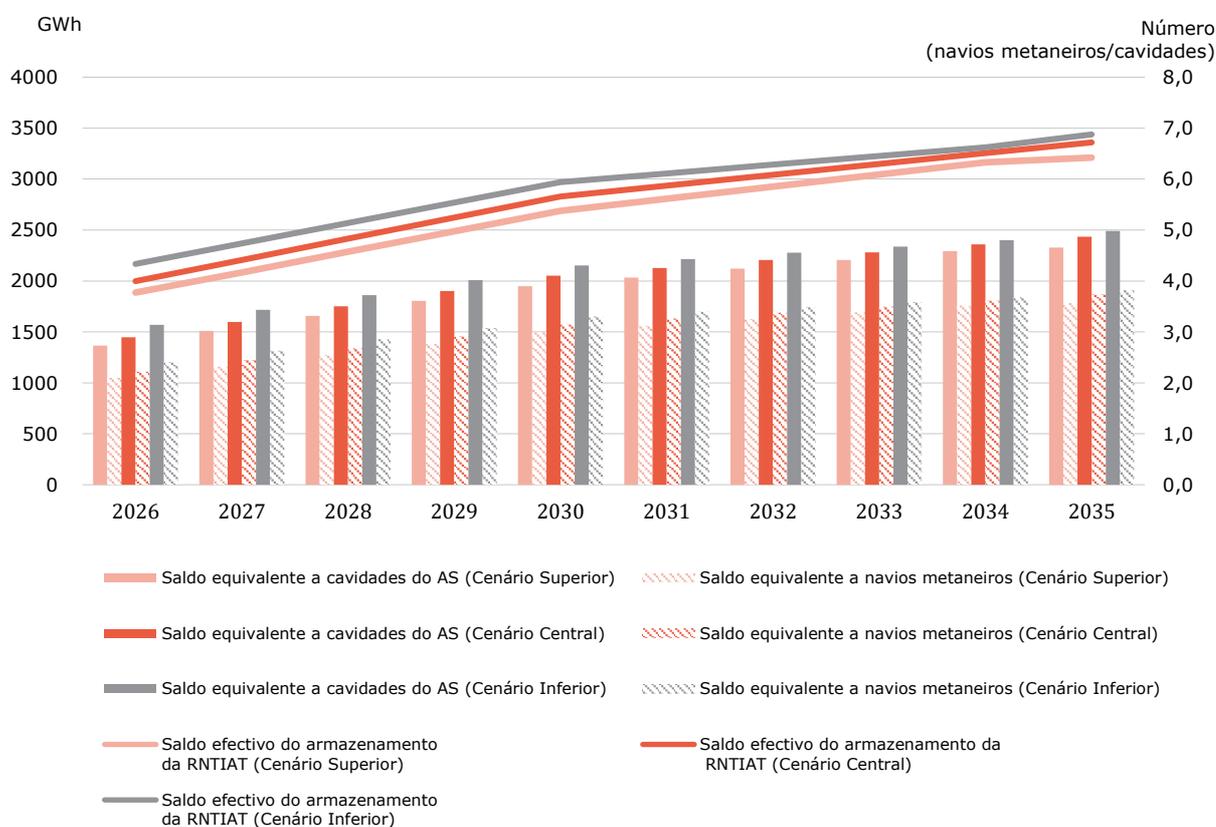
QUADRO 6-38

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional (Portaria n.º 59/2022)

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (Cenário Superior)	GWh	[D=C-900]	1886	2085	2287	2488	2689	2807	2926	3045	3164	3211
Saldo equivalente a navios metaneiros (Cenário Superior)	nº navios	[E=D/900]	2,1	2,3	2,5	2,8	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6
Saldo equivalente a cavidades do AS (Cenário Superior)	nº cavidades	[F=D/690]	2,7	3,0	3,3	3,6	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,7
Cenário Central												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (Cenário Central)	GWh	[D=C-900]	1998	2205	2415	2622	2829	2935	3041	3148	3254	3360
Saldo equivalente a navios metaneiros (Cenário Central)	nº navios	[E=D/900]	2,2	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7
Saldo equivalente a cavidades do AS (Cenário Central)	nº cavidades	[F=D/690]	2,9	3,2	3,5	3,8	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9
Cenário Inferior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (Cenário Inferior)	GWh	[D=C-900]	2167	2368	2569	2770	2970	3056	3142	3227	3313	3438
Saldo equivalente a navios metaneiros (Cenário Inferior)	nº navios	[E=D/900]	2,4	2,6	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8
Saldo equivalente a cavidades do AS (Cenário Inferior)	nº cavidades	[F=D/690]	3,1	3,4	3,7	4,0	4,3	4,4	4,6	4,7	4,8	5,0

Figura 6-16

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional (Portaria n.º 59/2022)



Da análise do quadro e da figura *supra*, poder-se-á referir que:

- Nos Cenários Superior, Central e Inferior, o saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente no período em análise, compreendido entre 2026 e 2035. Este crescimento do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é justificado pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no horizonte temporal em análise;
- No Cenário Superior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1886 GWh em 2026, equivalente a 2,1 navios metaneiros e 2,7 cavidades do AS Carriço e de 3211 GWh em 2035, equivalente a 3,6 navios metaneiros e 4,7 cavidades do AS Carriço;
- No Cenário Central verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1998 GWh em 2026, equivalente a 2,2 navios metaneiros e 2,9 cavidades do AS Carriço e de 3360 GWh em 2035, equivalente a 3,7 navios metaneiros e 4,9 cavidades do AS Carriço;

- No Cenário Inferior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 2167 GWh em 2026, equivalente a 2,4 navios metaneiros e 3,1 cavidades do AS Carriço e de 3438 GWh em 2035, equivalente a 3,8 navios metaneiros e 5 cavidades do AS Carriço.

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 (CO₂) em cada um dos cenários de evolução de procura do mercado elétrico analisados no PDIRG, a respetiva valorização económica, através do produto das toneladas emitidas de CO₂, e o preço médio em euros por tonelada de CO₂ emitido (€/ton CO₂).

No âmbito da diminuição de emissões de GEE, efetua-se também a avaliação da incorporação da mistura de hidrogénio na descarbonização do gás transportado na RNTIAT, de acordo com as metas da RCM n.º 63/2020 para 2025 e 2030.

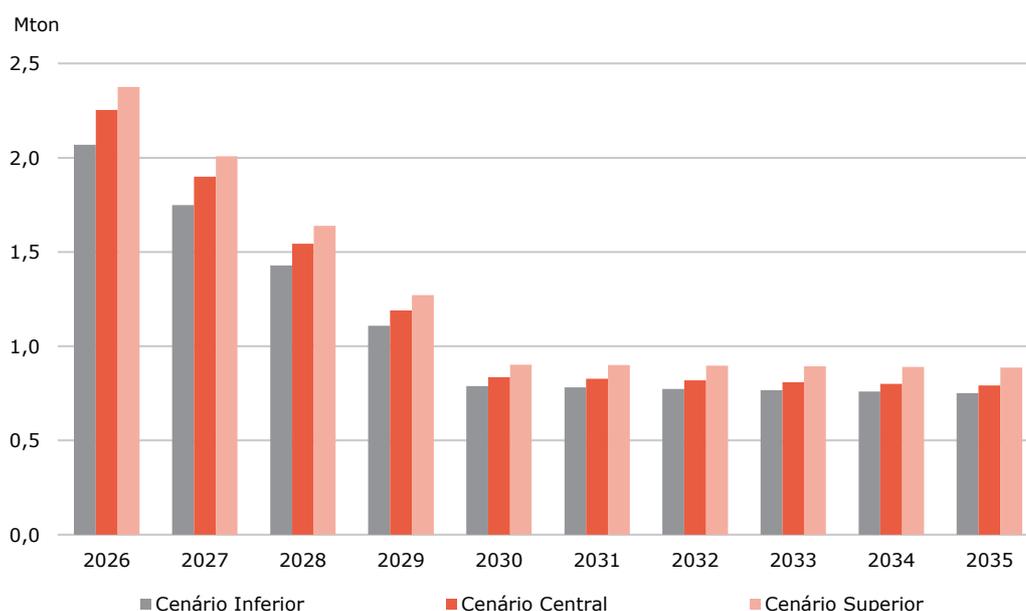
Emissões de CO₂

Ao nível do Mercado de Eletricidade, no período 2026-2035, verifica-se um decréscimo gradual do volume anual de emissões de CO₂ até 2030, resultante da maior produção de energia elétrica de origem renovável, em detrimento da produção de energia nas centrais térmicas a gás e de 2030 a 2035 mantém-se constante.

Em 2035, no Cenário Central, prevê-se um total de emissões de 0,8 Mton, equivalente a uma redução de 1,5 Mton, por comparação com uma emissão de 2,3 Mton em 2026.

Figura 6-17

Emissões de CO₂ pelas centrais de ciclo combinado a gás

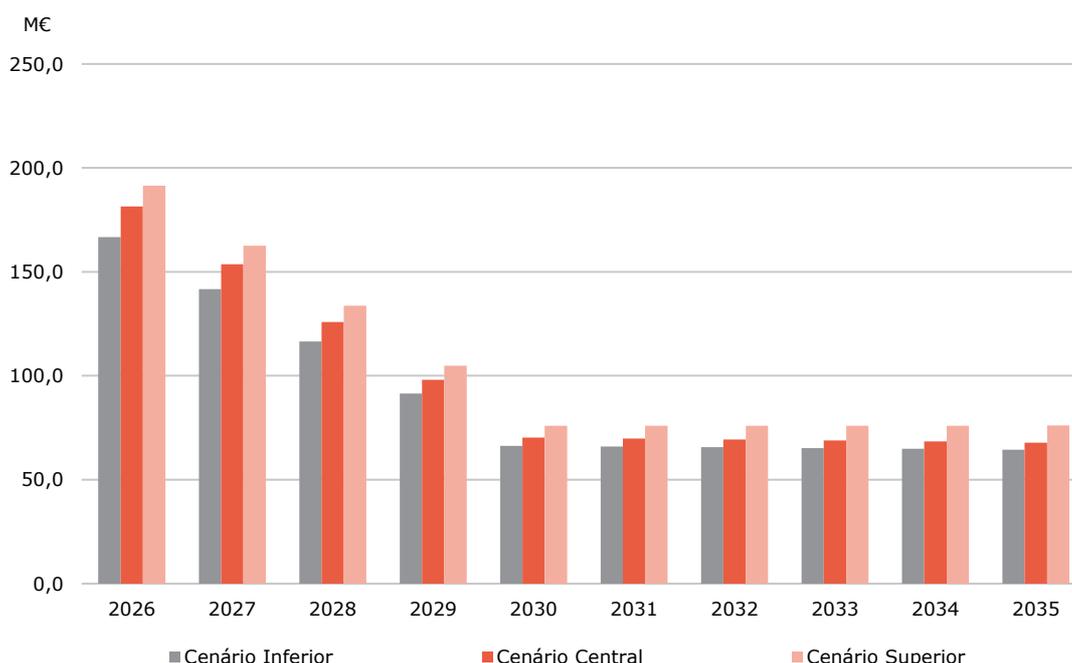


Tendo em conta a tendência dos preços dos direitos de emissão de CO₂ assumidas no RMSA-E 2023, os custos anuais para o sistema, apresentados na figura seguinte, poderão chegar aos 181,5 M€ em 2026 no Cenário Central, com uma subsequente redução até ao final do período analisado, verificando-se um custo estimado para 2035 de 67,9 M€.

Dos três cenários de evolução considerados, o Cenário Superior é aquele que apresenta valores de emissões mais elevados e o Cenário Inferior aquele que apresenta valores mais reduzidos.

Figura 6-18

Custos das emissões de CO₂ pelas centrais de ciclo combinado a gás



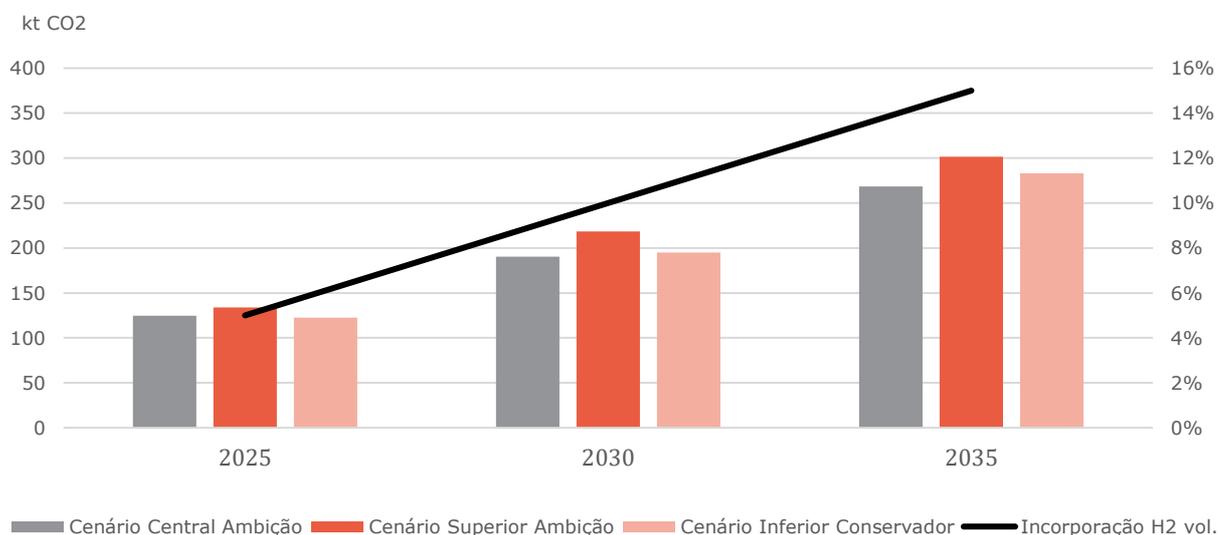
Incorporação da mistura de hidrogénio verde na descarbonização do SNG

Este exercício considera uma estimativa associada à mistura de hidrogénio de origem renovável no gás veiculado na RNTG de entre 5% em 2025, de 10% em 2030 e de 15% em 2035. Deste modo, do ponto de vista ambiental, a substituição parcial do gás natural veiculado na rede de transporte por hidrogénio verde contribui para evitar emissões de CO₂ que ascendem a 123-134 kton em 2025, a 190-218 kton em 2030, e a 268-301 kton em 2035.

A figura seguinte apresenta os resultados dos Cenários Inferior, Central e Superior nos horizontes temporais de 2025, 2030 e 2035.

Figura 6-19

Emissões de CO₂ evitadas pela incorporação de hidrogénio na rede de transporte



Backup às fontes de energia renovável (FER)

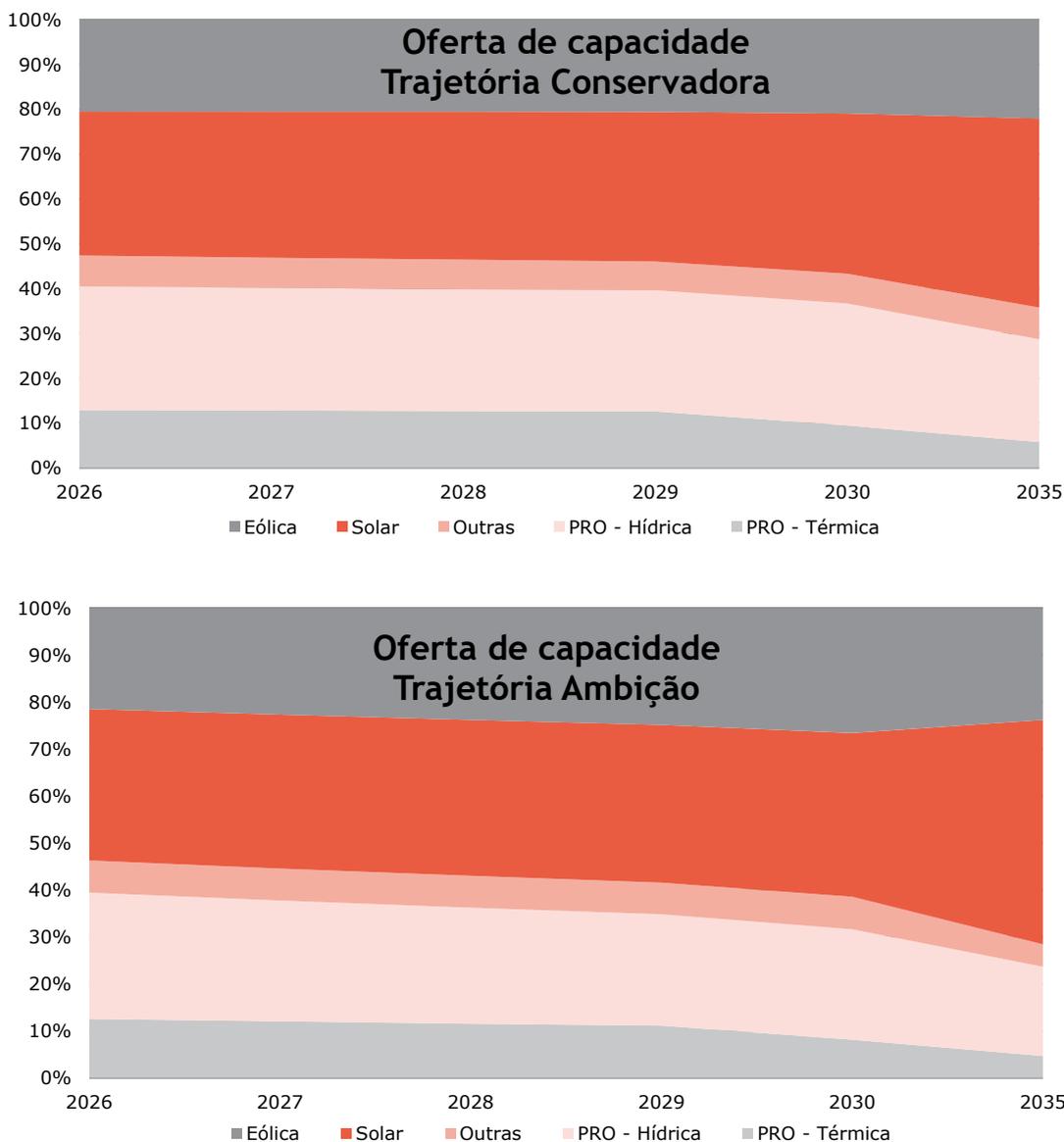
A utilização do gás na produção de eletricidade através de grupos de ciclo combinado, contribui para o backup às fontes de energia renovável (FER).

De forma a avaliar a importância da componente de produção térmica no sistema electroprodutor 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 perspetivada para a capacidade instalada no Sistema Electroprodutor Nacional baseada em FER, apresentada na figura seguinte, indica que, em 2030, 84% da capacidade de produção esteja repartida entre a produção em regime ordinário ("PRO") hídrica e produção em regime especial ("PRE"). Deste modo, o peso relativo da componente termoelétrica desce progressivamente, prevendo-se que não exceda 9% do total nas Trajetórias Conservadora e Ambição, relativamente ao horizonte 2030.

Figura 6-20

Evolução das componentes de oferta do Sistema Electroprodutor Nacional

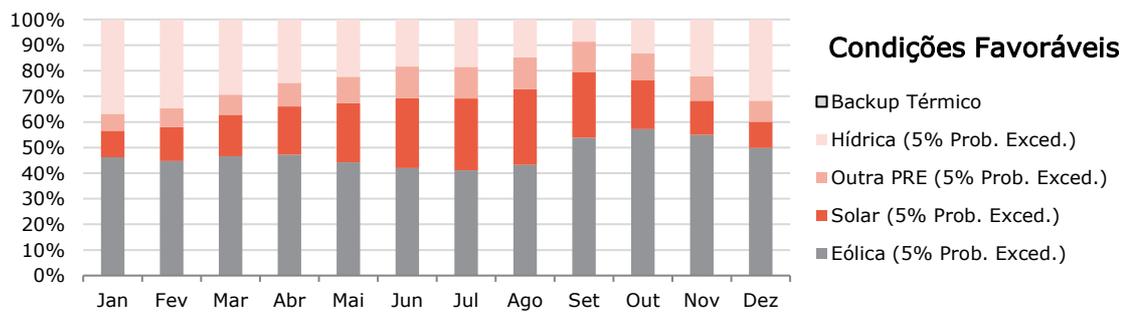
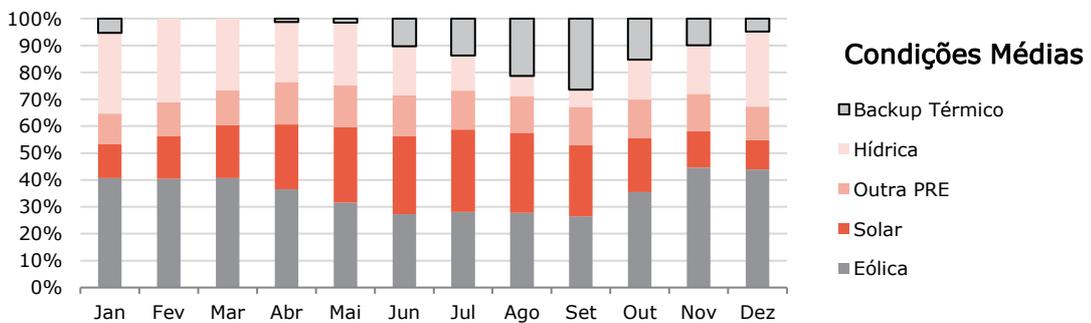
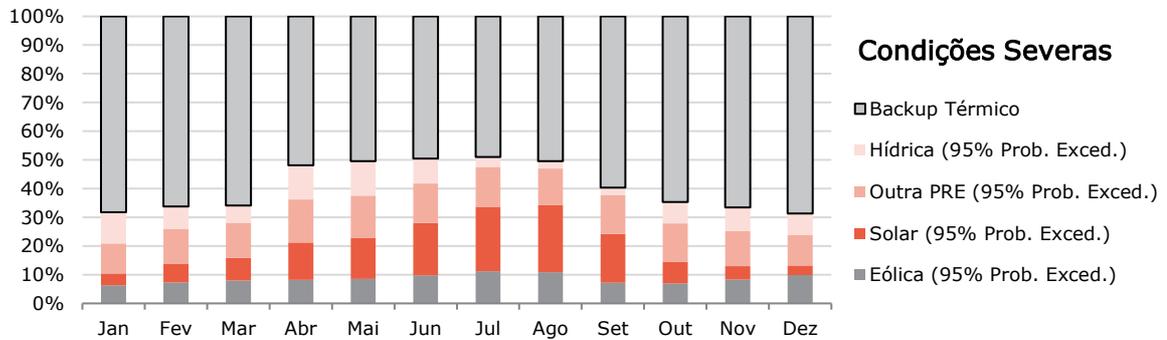


Analisadas as situações de procura diária máxima de eletricidade para o ano de 2030, nas três figuras seguintes apresenta-se o contributo da componente termoelétrica ao longo do ano tendo em conta três situações distintas (situação severa, média e favorável).

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 a gás poderá chegar aos 68% para o caso de condições severas. Esse valor poderá limitar-se a 26% em condições médias, e no caso de ocorrência de condições favoráveis, não existirá necessidade de recorrer ao *backup* termoelétrico a gás.

Figura 6-21

Abastecimento no dia de maior consumo de eletricidade em cada mês (ano de 2030)



Fica assim patente a necessidade de garantir o aprovisionamento diário de gás para assegurar que o sistema electroprodutor esteja dotado de *backup* térmico capaz de colmatar a variabilidade que caracteriza as fontes de energia renovável, em condições médias e severas.

Considerações 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 5.º 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 5.º 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 AS do Carriço - têm que ser utilizadas na sua capacidade máxima. Neste caso, importa ter em consideração os seguintes aspetos:

1. O AS do Carriço poderá ter apenas armazenado gás correspondente à constituição de reservas de segurança e adicional, 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.

6.2.3. Indutores e atributos Sistémicos de Planeamento - Projeto Complementar associado às novas cavidades de armazenamento subterrâneo do Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022)

O Projeto Complementar das duas novas cavidades de armazenamento subterrâneo do Carriço (RCM n.º 82/2022 e DL n.º 70/2022) é avaliado no âmbito do indutor Segurança do abastecimento.

Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT – resumo

Designação do projeto	Grandes Indutores de desenvolvimento da RNTIAT		
	Integração de mercados e interoperabilidade	Concorrência	Segurança do abastecimento
Duas novas cavidades de Armazenamento Subterrâneo do Carriço (DL n.º 70/2022)			X

Relativamente às duas novas cavidades no AS do Carriço, como referido nos capítulos 3 e 5 não estão definidas datas para a sua entrada em exploração e, desse modo, o presente PDIRG considera a entrada em operação destas cavidades, no 2.º quinquénio, em data a concretizar dependendo da decisão do Concedente. Não obstante, para efeitos da presente análise do Indutor Segurança de Abastecimento considerou-se, apenas como hipótese, a disponibilidade destas duas cavidades em todo o ano de 2035, correspondente ao último ano do período em avaliação neste PDIRG.

Tendo por base a evolução da procura de gás e das pontas diárias de consumo para os próximos dez anos, apresentadas no subcapítulo 3.6-Previsão da evolução da procura, bem como a aplicação dos indutores e respetivos atributos de planeamento referidos no subcapítulo 3.8-Critérios de Planeamento e no Anexo 5, neste capítulo procede-se à determinação de um conjunto de atributos referidos no subcapítulo 3.8, tendo em conta as atuais capacidades das infraestruturas.

Os atributos avaliados são os seguintes — 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.

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 e 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 importante para o desenvolvimento de um mercado liberalizado no seio da Península Ibérica.

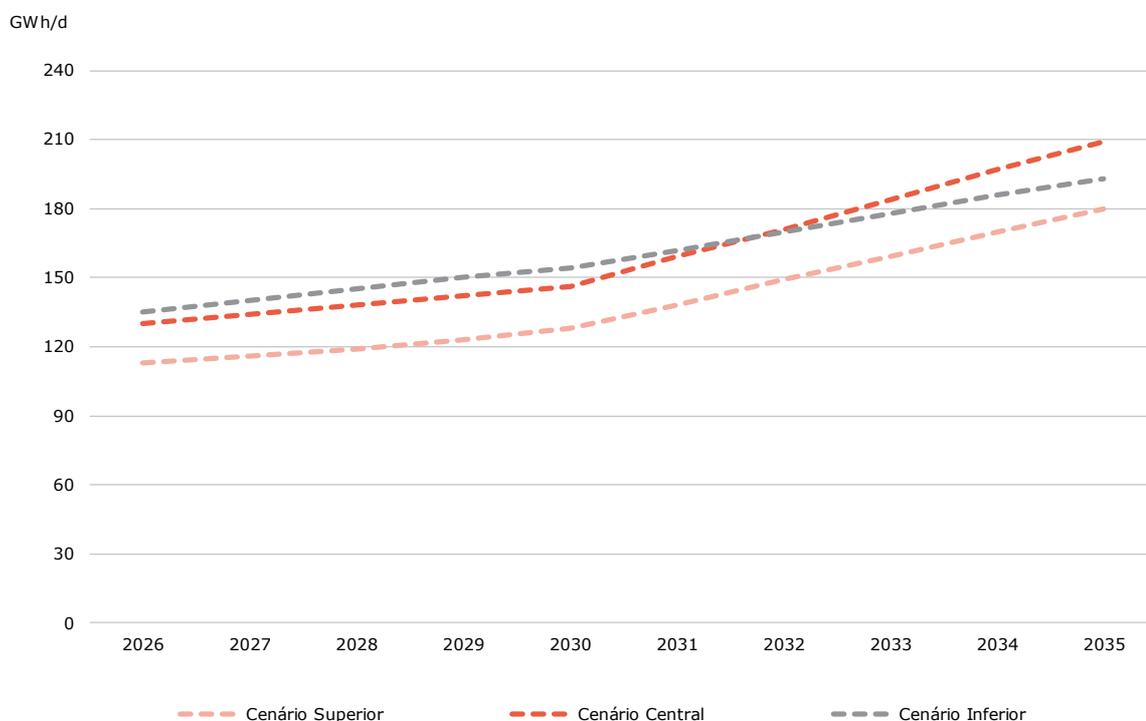
O balanço de capacidade à RNTG (oferta vs. procura) permite determinar a reserva de capacidade por diferença entre a capacidade de oferta e a ponta extrema de consumos. No quadro e na figura seguintes apresenta-se a evolução da reserva de capacidade na RNTG para os três cenários da evolução da procura.

QUADRO 6-39

Evolução da reserva de capacidade da RNTG

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta de consumos (Cenário Superior)			260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Ponta de consumos (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Ponta de consumos (Cenário Inferior)			238	233	228	223	219	211	203	195	187	180
Capacidade de oferta		[B]	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
TGNL de Sines			229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/dia		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
Reserva de capacidade (Cenário Superior)												
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/dia	[C=B-A]	113	116	119	123	128	138	149	159	170	180
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		3%	5%	9%	13%	22%	32%	41%	50%	59%
Reserva de capacidade (Cenário Central)												
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/dia	[C=B-A]	130	134	138	142	146	159	171	184	197	209
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		3%	6%	9%	12%	22%	32%	42%	52%	61%
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)												
Reserva de capacidade Projetos Base	GWh/dia	[C=B-A]	135	140	145	150	154	162	170	178	186	193
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₆]		4%	7%	11%	14%	20%	26%	32%	38%	43%

Figura 6-22
Evolução da reserva de capacidade da RNTG



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.

Verifica-se que a capacidade de exportação corresponde a 56% da capacidade de importação em todo o período em análise.

QUADRO 6-40

Evolução da capacidade bidirecional (exportação)

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Capacidade de entrada (ES -> PT)		144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/dia	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
Capacidade de saída (PT -> ES)		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/dia	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Interligação de Valença do Minho/Tui		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Capacidade de exportação face à capacidade de importação		56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%

Índice de Herfindahl Hirschman da capacidade

A diversificação dos pontos de oferta, avaliada 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.

QUADRO 6-41

Evolução do índice de Herfindahl Hirschman da capacidade na RNTG

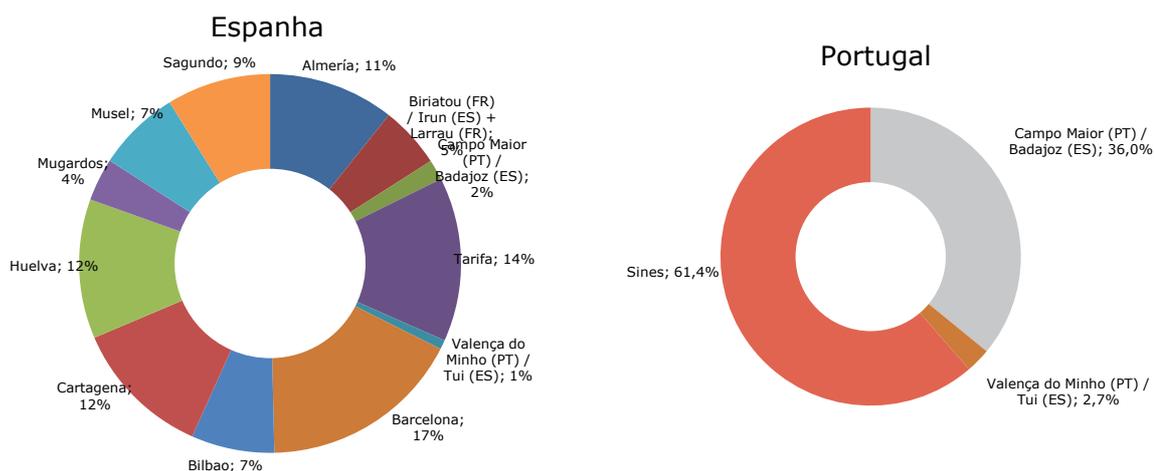
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Capacidade de oferta	373	373	373	373	373	373	373	373	373	373
TGNL de Sines	229	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/dia	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui		10	10	10	10	10	10	10	10	10
Índice de HH	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507	0,507

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 reserva adicional.

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 0,507.

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 2031.

Figura 6-23
Capacidade dos pontos de entrada (%) na Península Ibérica



QUADRO 6-42

Capacidade dos pontos de entrada e cálculo do IHHc na Península Ibérica em 2031

	Capacidade de entrada (GWh/dia)		Capacidade de entrada (%)	
	Espanha ⁽¹⁾	Portugal ⁽²⁾	Espanha	Portugal
Total (Gasodutos + Terminais)	3 158	373	89,4%	10,6%
Gasodutos (GN)	1 025	144	32,5%	38,6%
Almería	337		10,7%	
Biriatou (FR) / Irun (ES) + Larrau (FR)	165		5,2%	
Campo Maior (PT) / Badajoz (ES)	55	134	1,7%	36,0%
Tarifa	443		14,0%	
Valença do Minho (PT) / Tui (ES)	25	10	0,8%	2,7%
Terminais (GNL)	2 133	229	67,5%	61,4%
Barcelona	543		17,2%	
Bilbao	222		7,0%	
Cartagena	376		11,9%	
Huelva	376		11,9%	
Mugar dos	115		3,6%	
Musel	223		7,1%	
Sagunto	278		8,8%	
Sines		229		61,4%
Índice de Herfindahl Hirschman (IHHc)			0,111	0,507

Notas:

(1) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2031

(2) Capacidades instaladas nos pontos de entrada da rede em 1 de janeiro de 2031

Da análise da tabela anterior, verifica-se que em 2031 o índice de Herfindahl Hirschman da capacidade em Portugal será de 0,507 e o de Espanha será de 0,111. 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

Como foi referido no subcapítulo anterior, o IHHa verificado em Portugal e Espanha em 2024 foi de 0,376 e 0,187, respetivamente.

Dependência dos fornecedores de gás

Como foi referido na análise do ano 2024 (no subcapítulo 6.2.2), ambos os países da Península Ibérica dependem fortemente de dois fornecedores de GNL, a Nigéria e os EUA. No caso de Espanha existe também uma grande dependência do GN aprovisionado por gasoduto a partir da Argélia.

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 capacidade 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 excepcionalmente 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, correspondente ao 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.

Como consequência da hipótese de entrada em operação de duas novas cavidades no AS do Carriço (de acordo com a RCM n.º 82/2022 e o DL n.º 70/2022), a ocorrer em 2035, considerou-se uma capacidade de extração de 71,4 GWh/dia até 2034 e de 88,0 GWh/dia a partir de 2035, nas situações de volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenamento. Para as simulações de volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenamento, considerou-se uma extração máxima de 129 GWh/dia.

Determina-se o atributo 'N-1' para três situações distintas de ponta de consumos e de utilização do AS do Carriço, a saber:

- A situação de capacidade de extração máxima de 129 GWh/dia (volume operacional de gás nas cavidades superior a 60% da capacidade de armazenamento) com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- A situação de capacidade de extração de 71,4 GWh/dia até 2034 e 88,0 GWh/dia a partir de 2035 para a simulação com volume operacional de gás nas cavidades inferior a 60% da capacidade de armazenamento, com a ponta extrema de 1/20 anos dos Cenários de procura Superior, Central e Inferior;
- Apesar de não existir atualmente em Portugal um quadro regulamentar que permita a aplicação de medidas de atuação do lado da procura, considerou-se também a avaliação do critério N-1 que contempla a ponta extrema de consumos com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares, nos Cenários de procura Superior, Central e Inferior, com a situação de capacidade de extração de 71,4 GWh/dia até 2034 e 88,0 GWh/dia a partir de 2035.

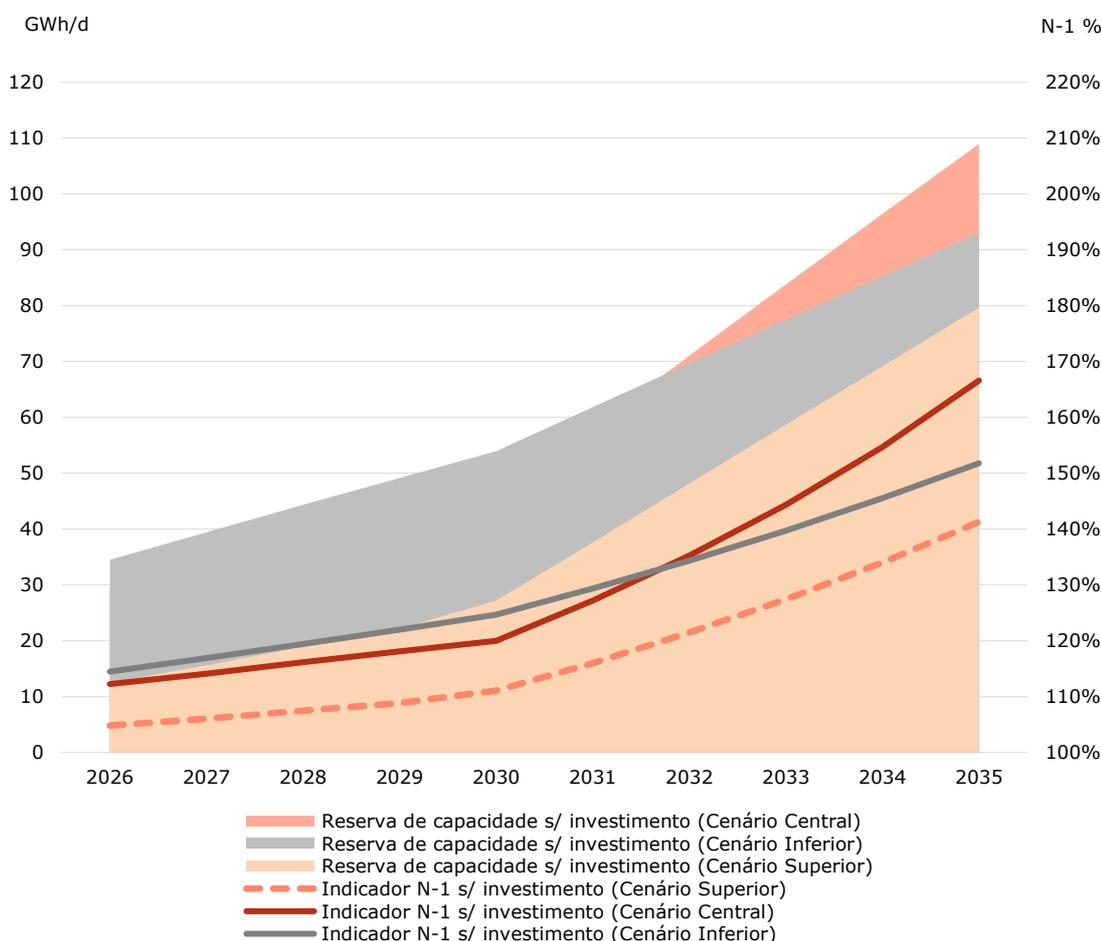
QUADRO 6-43

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 129 GWh/dia no AS do Carrigo

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			238	233	228	223	219	211	203	195	187	180
Armazenamento Subterrâneo do Carrigo												
Capacidade de oferta		[B]	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
TGNL de Sines			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz			134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Interligação de Valença do Minho/Tui	GWh/dia		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Armazenamento Subterrâneo do Carrigo			129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
Cenário Superior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)	GWh/dia	[C=B-A]	13	16	19	22	27	38	48	59	69	80
Variação face a 2026		$\frac{[C_N - C_{2026}]}{C_{2026}}$		3	6	10	15	25	36	46	57	67
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Superior)	%	[D=B/A]	105%	106%	107%	109%	111%	116%	121%	127%	134%	141%
Variação face a 2026		$\frac{[D_N - D_{2026}]}{D_{2026}}$		1%	3%	4%	6%	11%	17%	23%	29%	36%
Cenário Central												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)	GWh/dia	[C=B-A]	30	34	38	42	45	58	71	84	96	109
Variação face a 2026		$\frac{[C_N - C_{2026}]}{C_{2026}}$		4	8	12	16	29	41	54	67	79
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Central)	%	[D=B/A]	112%	114%	116%	118%	120%	127%	135%	144%	155%	167%
Variação face a 2026		$\frac{[C_N - C_{2026}]}{C_{2026}}$		2%	4%	6%	8%	15%	23%	32%	42%	54%
Cenário Inferior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)	GWh/dia	[C=B-A]	34	39	44	49	54	62	70	78	85	93
Variação face a 2026		$\frac{[C_N - C_{2026}]}{C_{2026}}$		5	10	15	19	27	35	43	51	59
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)	%	[D=B/A]	114%	117%	119%	122%	125%	129%	134%	140%	146%	152%
Variação face a 2026		$\frac{[C_N - C_{2026}]}{C_{2026}}$		2%	5%	8%	10%	15%	20%	25%	31%	37%

Figura 6-24

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 129 GWh/dia no AS do Carriço



Da observação do quadro e da figura apresentados anteriormente, verifica-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 2026 a 2035, variando o grau de cumprimento entre os 105% e os 141%. O valor da reserva de capacidade aumenta de 2026 a 2035, atingindo o valor máximo de 80 GWh/dia em 2035;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2026 a 2035, verificando-se valores do índice N-1 entre 112% em 2026 e 167% em 2035, e de reserva de capacidade entre 30 GWh/dia em 2026 e 109 GWh/dia em 2035;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 114% e 152%, e de reserva de capacidade entre 34 GWh/dia em 2026 e 93 GWh/dia em 2035;

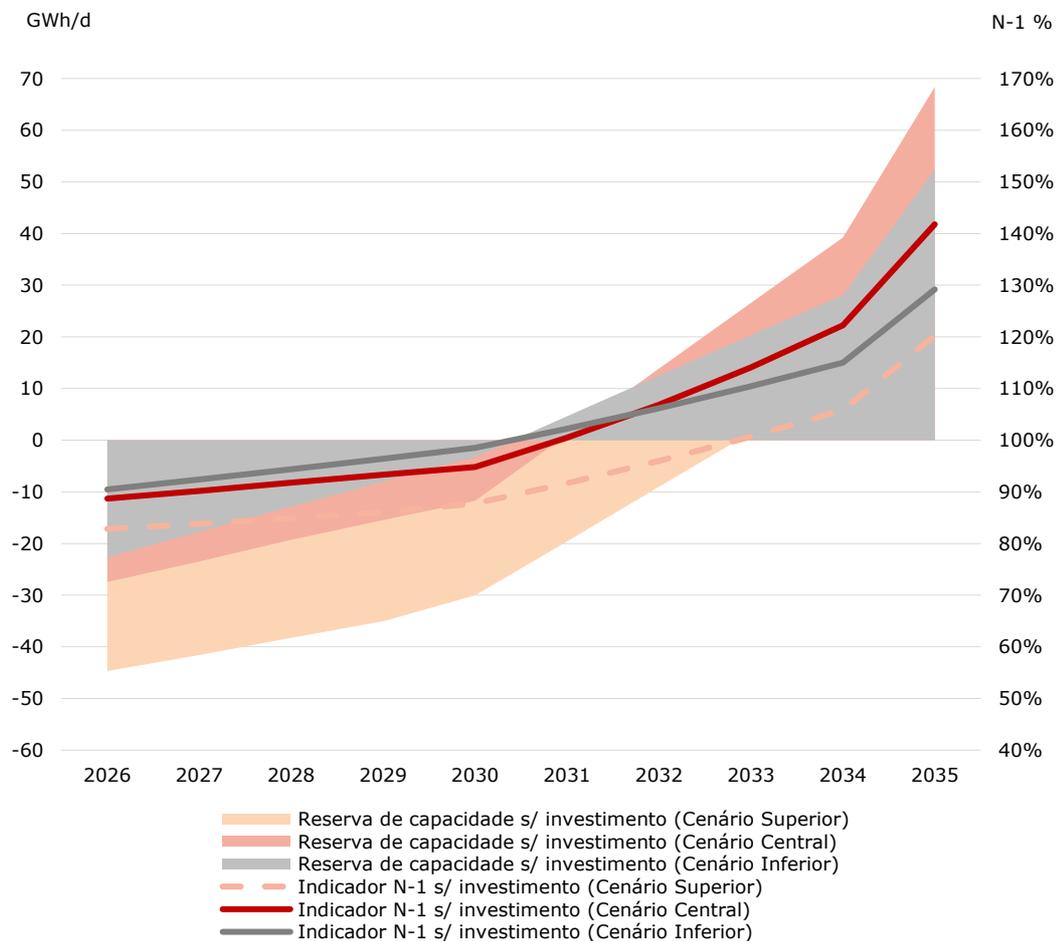
QUADRO 6-44

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2034 e 88 GWh/dia em 2035

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			260	257	254	250	245	235	224	214	203	193
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	243	239	235	231	227	214	202	189	176	164
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			238	233	228	223	219	211	203	195	187	180
Armazenamento Subterrâneo do Curiço												
Capacidade de oferta		[B]	215	215	215	215	215	215	215	215	215	232
TGNL de Sines	GWh/dia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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
Armazenamento Subterrâneo do Curiço			71	71	71	71	71	71	71	71	71	88
Cenário Superior												
Reserva de capacidade (Cenário Superior)	GWh/dia	[C=B-A]	-45	-42	-38	-35	-30	-20	-9	1	12	39
Variação face a 2024		$\frac{[C_N - C_{2024}]}{C_{2024}}$		3	6	10	15	25	36	46	57	84
Critério N-1 (Cenário Superior)	%	[D=B/A]	83%	84%	85%	86%	88%	92%	96%	101%	106%	120%
Variação face a 2024		$\frac{[D_N - D_{2024}]}{D_{2024}}$		1%	2%	3%	5%	9%	13%	18%	23%	37%
Cenário Central												
Reserva de capacidade (Cenário Central)	GWh/dia	[C=B-A]	-27	-23	-19	-15	-12	1	14	27	39	68
Variação face a 2024		$\frac{[C_N - C_{2024}]}{C_{2024}}$		4	8	12	16	29	41	54	67	96
Critério N-1 (Cenário Central)	%	[D=B/A]	89%	90%	92%	93%	95%	100%	107%	114%	122%	142%
Variação face a 2024		$\frac{[C_N - C_{2024}]}{C_{2024}}$		1%	3%	5%	6%	12%	18%	25%	34%	53%
Cenário Inferior												
Reserva de capacidade (Cenário Inferior)	GWh/dia	[C=B-A]	-23	-18	-13	-8	-3	5	12	20	28	52
Variação face a 2024		$\frac{[C_N - C_{2022}]}{C_{2022}}$		5	10	15	19	27	35	43	51	75
Critério N-1 (Cenário Inferior)	%	[D=B/A]	90%	92%	94%	96%	99%	102%	106%	110%	115%	129%
Variação face a 2024		$\frac{[C_N - C_{2024}]}{C_{2024}}$		2%	4%	6%	8%	12%	16%	20%	25%	39%

Figura 6-25

Evolução da reserva de capacidade na situação crítica e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2034 e 88 GWh/dia em 2035



Nesta situação, com uma menor capacidade de extração do armazenamento subterrâneo, verifica-se o incumprimento parcial do "critério N-1" nos Cenários Superior, Central e Inferior de procura. Deste modo, da análise do quadro e figura *supra*, conclui-se que:

- No Cenário Superior, o grau de incumprimento do atributo varia entre 83% em 2026 e 96% em 2032, verificando-se valores de défice da reserva de capacidade compreendidos entre 45 GWh/dia em 2026 e 9 GWh/dia em 2032. No período compreendido entre 2033 e 2035 verificam-se excedentes de reserva de capacidade de 1 a 39 GWh/dia;
- No Cenário Central, verificam-se valores relativos ao "critério N-1" compreendidos entre 89% e 95%, com défices de reserva de capacidade de 27 GWh/d em 2026 e de 12 GWh/dia em 2030. Em 2031 verifica-se um excedente de reserva de capacidade de 1 GWh/dia, com excedentes superiores nos anos seguintes;
- No Cenário Inferior, verificam-se valores relativos ao "critério N-1" compreendidos entre 90% e 99%, com défices de reserva de capacidade de 23 GWh/dia em 2026 e de 3 GWh/dia em 2030. No período compreendido entre 2031 e 2035 verifica-se um excedente de reserva de capacidade de 5 a 52 GWh/dia.

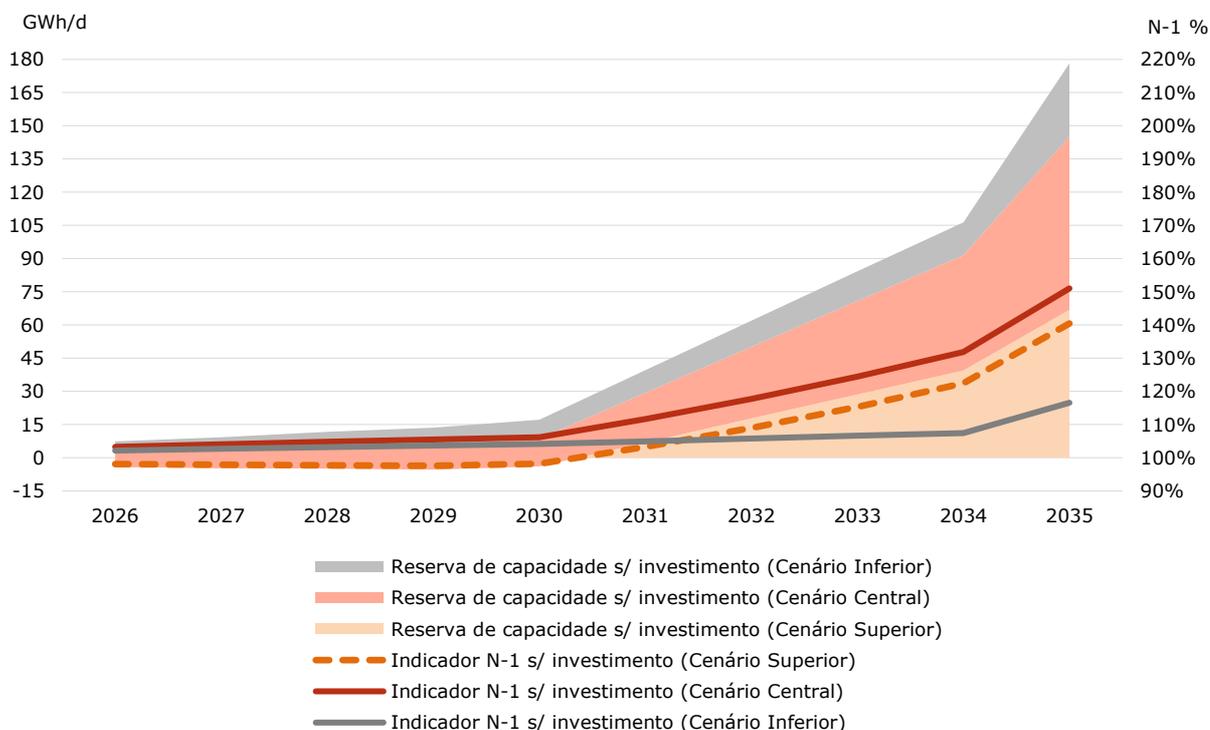
QUADRO 6-45

Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2034 e 88 GWh/dia em 2035

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Superior)			220	220	220	221	219	209	198	187	176	165
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Central)	GWh/dia	[A]	209	207	205	204	203	193	183	173	163	154
Ponta extrema (Dmax - 1/20 anos) (Cenário Inferior)			211	210	209	208	207	205	204	202	200	199
Armazenamento Subterrâneo do Carrico												
Capacidade de oferta		[B]	215	215	215	215	215	215	215	215	215	232
TGNL de Sines			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interligação Campo Maior/Badajoz	GWh/dia		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
Armazenamento Subterrâneo do Carrico			71	71	71	71	71	71	71	71	71	88
Cenário Superior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Superior)	GWh/dia	[C=B-A]	-4	-5	-5	-5	-4	7	18	29	39	67
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₂]		-1	-1	-1	0	11	22	33	44	71
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Superior)	%	[D=B/A]	98%	98%	98%	98%	98%	103%	109%	115%	122%	140%
Variação face a 2026		[D _N -D ₂₀₂₂]		0%	0%	-1%	0%	5%	11%	17%	24%	42%
Cenário Central												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Central)	GWh/dia	[C=B-A]	7	8	10	11	13	22	32	42	52	78
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₂]		1	3	4	6	16	26	35	45	72
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Central)	%	[D=B/A]	103%	104%	105%	106%	106%	112%	118%	124%	132%	151%
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₂]		1%	2%	2%	3%	8%	14%	21%	29%	48%
Cenário Inferior												
Reserva de capacidade s/ investimento (Cenário Inferior)	GWh/dia	[C=B-A]	5	6	7	8	9	10	12	13	15	33
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₂]		1	2	3	4	6	7	9	10	28
Indicador N-1 s/ investimento (Cenário Inferior)	%	[D=B/A]	102%	103%	103%	104%	104%	105%	106%	107%	107%	117%
Variação face a 2026		[C _N -C ₂₀₂₂]		1%	1%	2%	2%	3%	4%	4%	5%	14%

Figura 6-26

Evolução da reserva de capacidade na situação de ponta extrema com 'interruptibilidade' das centrais térmicas a gás da Tapada do Outeiro e de Lares e evolução do atributo "critério N-1" para uma capacidade de extração de 71 GWh/dia até 2034 e 88 GWh/dia em 2035



Da análise do quadro e da figura apresentados *supra*, verifica-se o cumprimento do "critério N-1" em todo o horizonte temporal dos Cenários Superior e Central, e um ligeiro incumprimento no Inferior de procura.

- No Cenário Superior, o "critério N-1" é cumprido de 2031 a 2035, variando o grau de cumprimento entre os 103% e os 140%. O valor da reserva de capacidade apresenta valores compreendidos entre 7 e 67 GWh/dia entre 2031 e 2035. No período 2026-2030 verifica-se um ligeiro incumprimento, com um valor de "N-1" de 98%;
- No caso do Cenário Central, o "critério N-1" é cumprido em todo o período em análise de 2026 a 2035, verificando-se valores do índice N-1 entre 103% em 2026 e 151% em 2035, e de reserva de capacidade entre 7 GWh/dia em 2026 e 78 GWh/dia em 2035;
- O "critério N-1" também é cumprido em todo o período em análise no caso do Cenário Inferior, verificando-se valores do índice N-1 entre 102% e 117%, e de reserva de capacidade entre 5 GWh/dia em 2026 e 33 GWh/dia em 2035.

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 das reservas de segurança, da reserva adicional (associada à portaria n.º 59/2022) e da reserva estratégica (associada ao DL n.º 70/2022), considerando a entrada em operação de duas novas cavidades no AS do Carriço, de modo a salvaguardar 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, adicional e estratégica, 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 do Carriço, que teve em conta as melhores práticas de outros países europeus.

A capacidade de armazenamento na RNTIAT deverá permitir o armazenamento do gás referente às reservas de segurança, adicional e estratégica, isto é, dando cumprimento ao DL n.º 62/2020, à Portaria n.º 59/2022, ao Regulamento (EU) n.º 1938/2017 e ao DL n.º 70/2022, 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 RNTIAT³⁵

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 do Carriço e TGNL de Sines);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação adicional das reservas a armazenar, considerando que no período

³⁵ Critério utilizado nos relatórios de Monitorização da Segurança de Abastecimento.

de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carrigo.

No quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT, considerando a disponibilidade das duas novas cavidades a construir no AS do Carrigo.

QUADRO 6-46

Evolução das necessidades de reservas de segurança

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2922	2723	2521	2320	2119	2001	1882	1763	1644	1597
	(GWh)										
Cientes Protegidos		1292	1298	1301	1306	1311	1300	1288	1276	1265	1253
Mercado Eletricidade (s/Turbogás e Lares)		1630	1425	1219	1014	808	701	594	487	379	344
Cenário Central											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2810	2603	2393	2186	1979	1873	1767	1660	1554	1448
	(GWh)										
Cientes Protegidos		1256	1258	1256	1256	1257	1241	1225	1208	1192	1176
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1553	1345	1138	930	722	632	542	452	362	272
Cenário Inferior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos	[A]	2641	2440	2239	2038	1838	1752	1666	1581	1495	1370
	(GWh)										
Cientes Protegidos		1231	1226	1222	1218	1214	1198	1183	1168	1153	1138
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1410	1214	1017	821	624	554	483	413	343	232
Capacidade de oferta de armazenamento											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	7608
	(GWh)										
Terminal de GNL de Sines		2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do Carrigo		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	5039

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-47

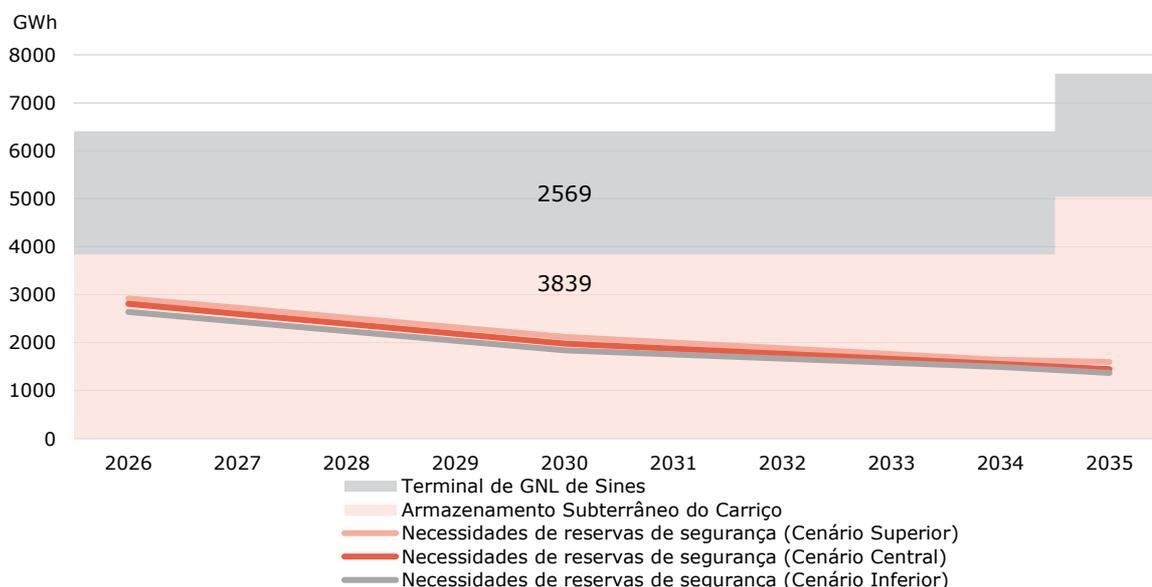
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3486	3685	3887	4088	4289	4407	4526	4645	4764	6011
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		6%	12%	17%	23%	26%	30%	33%	37%	72%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2922	2723	2521	2320	2119	2001	1882	1763	1644	1597
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Central												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3598	3805	4015	4222	4429	4535	4641	4748	4854	6160
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		6%	12%	17%	23%	26%	29%	32%	35%	71%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2810	2603	2393	2186	1979	1873	1767	1660	1554	1448
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Inferior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3767	3968	4169	4370	4570	4656	4742	4827	4913	6238
Variação face a 2026	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		5%	11%	16%	21%	24%	26%	28%	30%	66%
Necessidades de armazen. no AS do Carriço	GWh		2641	2440	2239	2038	1838	1752	1666	1581	1495	1370
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 6-27

Evolução das necessidades de reservas de segurança e da capacidade de armazenamento da RNTIAT



Da análise dos quadros e das figuras apresentados *supra*, verifica-se que:

- Em todos os cenários de procura considerados, e para o período analisado, o AS do CARRIÇO 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 estimativas, o cenário de maior risco apresenta-se em 2026 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre as capacidades do AS do CARRIÇO e as necessidades de reservas de segurança é cerca de 917 GWh.

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.

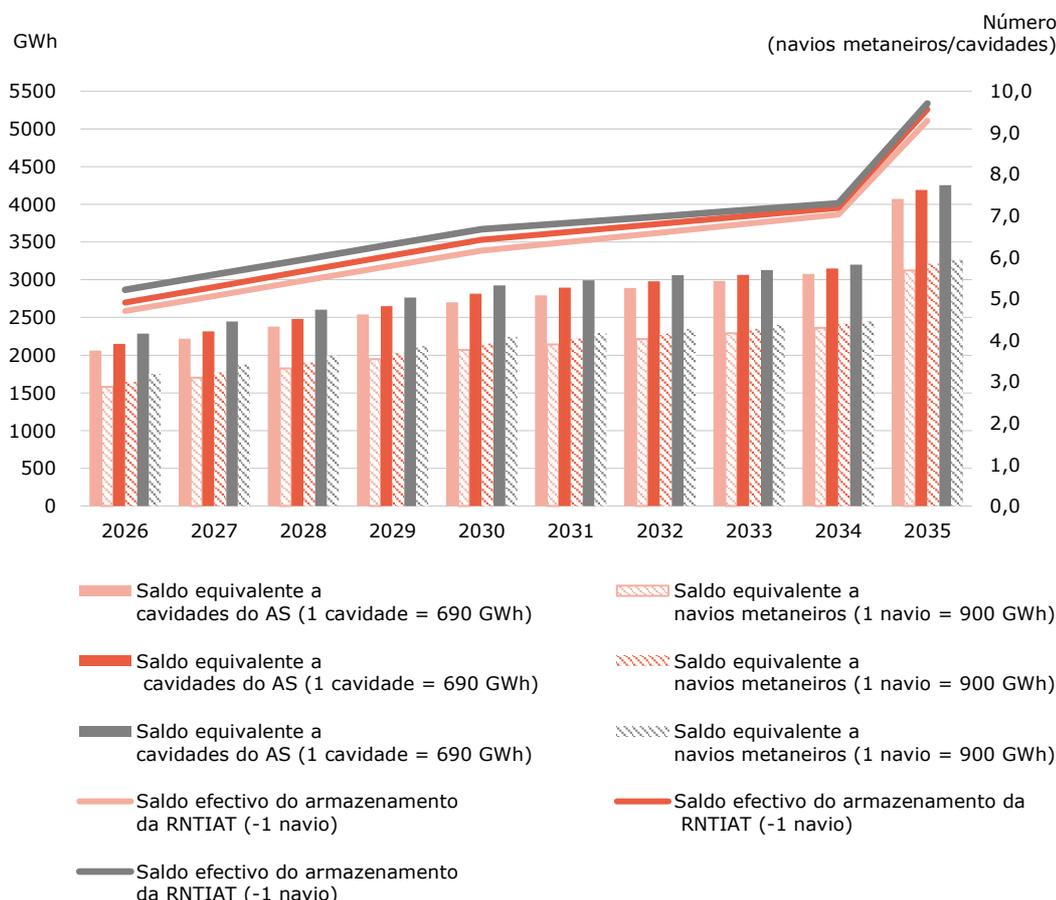
QUADRO 6-48

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2586	2785	2987	3188	3389	3507	3626	3745	3864	5111
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,9	3,1	3,3	3,5	3,8	3,9	4,0	4,2	4,3	5,7
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,7	4,0	4,3	4,6	4,9	5,1	5,3	5,4	5,6	7,4
Cenário Central												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2698	2905	3115	3322	3529	3635	3741	3848	3954	5260
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,0	3,2	3,5	3,7	3,9	4,0	4,2	4,3	4,4	5,8
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,9	4,2	4,5	4,8	5,1	5,3	5,4	5,6	5,7	7,6
Cenário Inferior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2867	3068	3269	3470	3670	3756	3842	3927	4013	5338
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	5,9
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	4,2	4,4	4,7	5,0	5,3	5,4	5,6	5,7	5,8	7,7

Figura 6-28

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT



Da análise do quadro e da figura apresentados *supra*, verifica-se um crescimento generalizado do saldo efetivo do armazenamento, justificado essencialmente pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no SNG, e pela inclusão de duas novas cavidades para armazenamento da reserva estratégica, em 2035, associadas ao DL n.º 70/2022.

Deve referir-se também que:

- No Cenário Superior, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT tem um comportamento crescente até 2035, atingindo um máximo de 5111 GWh. O saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT em 2026 equivale a cerca de 2,9 navios metaneiros e a 3,7 cavidades do AS do Carriço, e em 2035 corresponde a cerca de 5,7 navios metaneiros e a 7,4 cavidades do AS do Carriço;
- No Cenário Central, o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente em todo o período em análise. Em 2035 o saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT atinge o seu máximo de 5260 GWh, equivalente a cerca de 7,6 cavidades do AS do Carriço e a 5,8 navios metaneiros;

- No caso do Cenário Inferior, o saldo efetivo da capacidade de armazenamento da RNTIAT apresenta um aumento até 2035 atingindo o seu máximo de 5338 GWh, equivalente a 7,7 cavidades do AS do Carrigo e 5,9 navios metaneiros.

Capacidade de armazenamento total da RNTIAT, tendo em consideração a Portaria n.º 59/2022

Como referido, tendo em conta a Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro, que fixa a quantidade global mínima de reservas de segurança de gás e determina a constituição de uma reserva adicional no SNG, efetuou-se também a avaliação das normas relativas ao aprovisionamento considerando que no período de 1 de outubro a 31 de março do ano seguinte os comercializadores com carteira de consumo de gás constituem e mantêm uma reserva adicional de até 700 GWh no AS do Carrigo.

Para cada ano e para os três Cenários de procura (Inferior, Central e Superior), procedeu-se à quantificação dos valores de:

- Necessidades totais de reservas de segurança e de reserva adicional (700 GWh) a constituir;
- Capacidade de armazenamento operacional disponível nas infraestruturas da RNTIAT (AS do Carrigo e TGNL de Sines);
- Saldo de armazenamento da RNTIAT.

Deste modo, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das necessidades de reserva de segurança, da reserva adicional e da capacidade de oferta de armazenamento total da RNTIAT

QUADRO 6-49

Evolução das necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal de acordo com a Portaria n.º 59/2022

		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	3622	3423	3221	3020	2819	2701	2582	2463	2344	2297
Cientes Protegidos	(GWh)	1292	1298	1301	1306	1311	1300	1288	1276	1265	1253
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1630	1425	1219	1014	808	701	594	487	379	344
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Cenário Central											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	3510	3303	3093	2886	2679	2573	2467	2360	2254	2148
Cientes Protegidos	(GWh)	1256	1258	1256	1256	1257	1241	1225	1208	1192	1176
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1553	1345	1138	930	722	632	542	452	362	272
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Cenário Inferior											
Necessidades de reservas de segurança 30 dias de procura excepcionalmente elevada - 1/20 anos e reserva adicional	[A]	3341	3140	2939	2738	2538	2452	2366	2281	2195	2070
Cientes Protegidos	(GWh)	1231	1226	1222	1218	1214	1198	1183	1168	1153	1138
Mercado Eletricidade (s/ Turbogás e Lares)		1410	1214	1017	821	624	554	483	413	343	232
Portaria n.º 59/2022, de 28 de janeiro - Reserva adicional do SNG		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Capacidade de oferta de armazenamento											
Capacidade de armazenamento da RNTIAT	[B]	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	6408	7608
Terminal de GNL de Sines	(GWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569	2569
Armazenamento Subterrâneo do CARRIÇO		3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	3839	5039

No quadro seguinte apresenta-se a evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT.

QUADRO 6-50

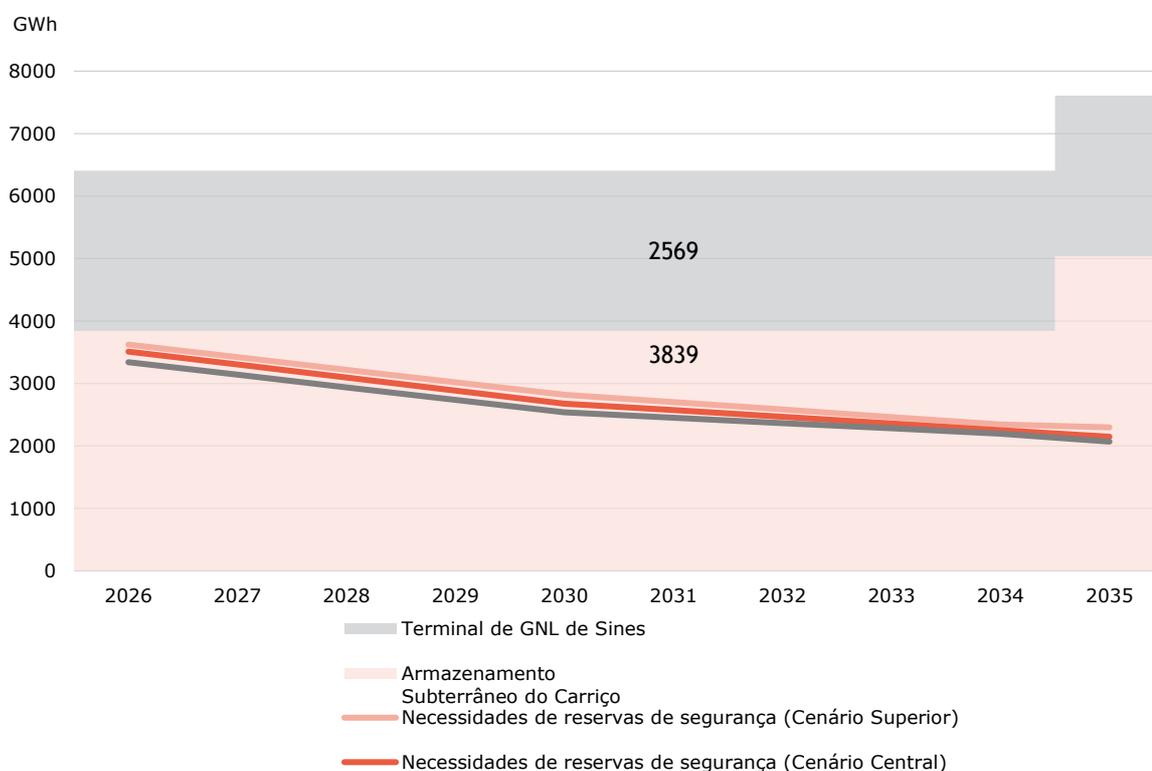
Evolução do saldo de armazenamento da RNTIAT de acordo com as necessidades de reservas de segurança e de reserva adicional no período invernal (Portaria n.º 59/2022)

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2786	2985	3187	3388	3589	3707	3826	3945	4064	5311
Varição face a 2024	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		7%	14%	22%	29%	33%	37%	42%	46%	91%
Necessidades de armazen. no AS do CARRIÇO	GWh		3622	3423	3221	3020	2819	2701	2582	2463	2344	2297
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Central												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	2898	3105	3315	3522	3729	3835	3941	4048	4154	5460
Varição face a 2024	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		7%	14%	22%	29%	32%	36%	40%	43%	88%
Necessidades de armazen. no AS do CARRIÇO	GWh		3510	3303	3093	2886	2679	2573	2467	2360	2254	2148
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cenário Inferior												
Saldo do armazenamento da RNTIAT	GWh	[C=B-A]	3067	3268	3469	3670	3870	3956	4042	4127	4213	5538
Varição face a 2024	%	[C _N /C ₂₀₂₄]		7%	13%	20%	26%	29%	32%	35%	37%	81%
Necessidades de armazen. no AS do CARRIÇO	GWh		3341	3140	2939	2738	2538	2452	2366	2281	2195	2070
Necessidades de armazen. no TGNL de Sines			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Na figura seguinte apresenta-se a evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e adicional.

Figura 6-29

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e reserva adicional (Portaria n.º 59/2022)



Da análise dos quadros e das figuras apresentadas *supra*, verifica-se que:

- Nos Cenários de procura Superior, Central e Inferior o AS do Carrigo possui capacidade suficiente no período compreendido entre 2026 e 2035 para satisfazer as necessidades de reservas de segurança e reserva adicional, não sendo necessário recorrer ao armazenamento do TGNL de Sines;
- De acordo com as estimativas, o cenário de maior risco apresenta-se em 2026 para o Cenário Superior, no qual a diferença entre as capacidades do AS do Carrigo e as necessidades de reservas de segurança é cerca de 217 GWh.

Análise do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT com a reserva adicional da Portaria n.º 59/2022

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 de 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.

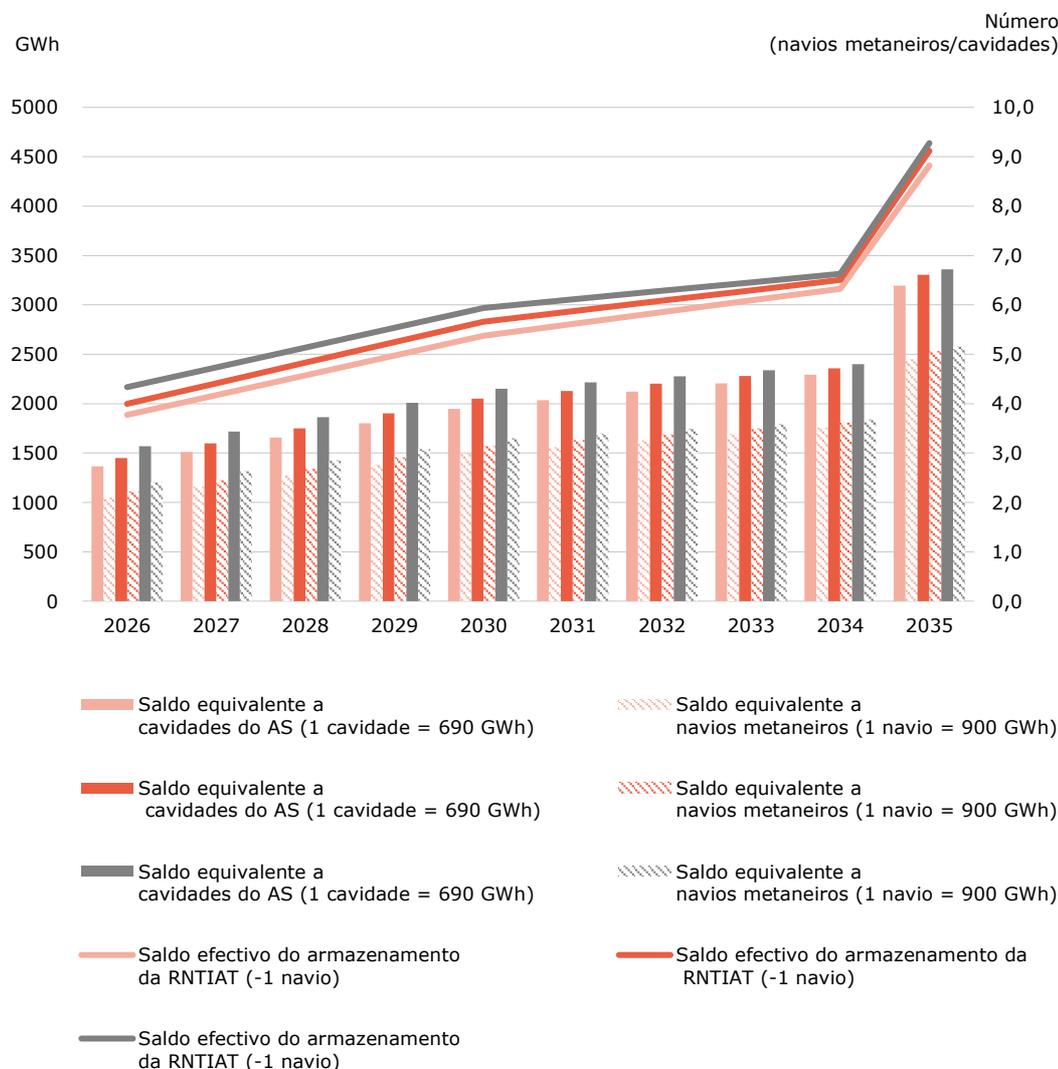
QUADRO 6-51

Evolução do saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e reserva adicional (Portaria n.º 59/2022)

			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Cenário Superior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1886	2085	2287	2488	2689	2807	2926	3045	3164	4411
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,1	2,3	2,5	2,8	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	4,9
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,7	3,0	3,3	3,6	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	6,4
Cenário Central												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	1998	2205	2415	2622	2829	2935	3041	3148	3254	4560
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,2	2,5	2,7	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	5,1
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	2,9	3,2	3,5	3,8	4,1	4,3	4,4	4,6	4,7	6,6
Cenário Inferior												
Saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT (-1 navio)	GWh	[D=C-900]	2167	2368	2569	2770	2970	3056	3142	3227	3313	4638
Saldo equivalente a navios metaneiros (1 navio = 900 GWh)	nº navios	[E=D/900]	2,4	2,6	2,9	3,1	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	5,2
Saldo equivalente a cavidades do AS (1 cavidade = 690 GWh)	nº cavidades	[F=D/690]	3,1	3,4	3,7	4,0	4,3	4,4	4,6	4,7	4,8	6,7

Figura 6-30

Evolução da capacidade de armazenamento da RNTIAT e da necessidade de reserva de segurança e reserva adicional (Portaria n.º 59/2022)



Da análise do quadro e da figura apresentados *supra*, poder-se-á referir que:

- Nos Cenários Superior, Central e Inferior, o saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT apresenta uma tendência crescente no período em análise, compreendido entre 2026 e 2035. Este crescimento do saldo efetivo do armazenamento da RNTIAT é justificado pela diminuição das necessidades de reservas de segurança, originadas pela perspectiva de diminuição da procura de gás no horizonte temporal em análise e pela entrada em operação de duas novas cavidades no AS Carriço (DL n.º 70/2022);
- No Cenário Superior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1886 GWh em 2026, equivalente a 2,1 navios metaneiros e 2,7 cavidades do AS Carriço e de 4411 GWh em 2035, equivalente a 4,9 navios metaneiros e 6,4 cavidades do AS Carriço;

- No Cenário Central verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 1998 GWh em 2026, equivalente a 2,2 navios metaneiros e 2,9 cavidades do AS Carriço e de 4560 GWh em 2035, equivalente a 5,1 navios metaneiros e 6,6 cavidades do AS Carriço;
- No Cenário Inferior verificam-se valores de saldo efetivo de armazenamento da RNTIAT de 2167 GWh em 2026, equivalente a 2,4 navios metaneiros e 3,1 cavidades do AS Carriço e de 4638 GWh em 2035, equivalente a 5,2 navios metaneiros e 6,7 cavidades do AS Carriço.

6.2.4. Avaliação de benefícios e próximos passos associados ao gasoduto Monforte-Évora e à estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte

A eventual impossibilidade de aproveitamento do potencial associado à produção de biometano incrementa o risco de redução de consumo no SNG devido à dificuldade de acesso a volumes de gases renováveis que contribuem para a sua descarbonização, bem como de garantir a competitividade do fornecimento de gás às indústrias que devido à intensidade do seu consumo energético não têm alternativa.

Perante esta situação, a REN Gasodutos desenvolveu os projetos de biometano apresentados no capítulo 5 no sentido de avaliar alternativas técnicas que permitam capturar a totalidade ou parte da produção de biometano na zona do Alentejo (zona com volume relevante de projetos sem possibilidade de ligação viável à RNTG), tendo por base o seguinte:

- O desenvolvimento deste mercado requer soluções complementares à ligação à rede por gasoduto, como sejam o gasoduto virtual (transporte por camião) e o *reverse flow* (instalação de compressão para inversão do fluxo no sentido das redes de baixa/média pressão para as redes de alta pressão);
- As instalações de produção de biometano devem ligar-se à Rede Pública de Gás mais próxima, independentemente do seu nível de pressão, devendo a solução a adotar ser a mais custo eficiente, dependendo dos níveis de consumo e custos de investimento e operação associados.

Dado que o projeto da estação piloto de descarga de gás comprimido em Monforte se encontra em avaliação por parte da ERSE, tal como foi referido no capítulo 4, o seu investimento está naturalmente condicionado às conclusões deste processo para tomada de decisão.

Não obstante, registam-se os seguintes benefícios associados a esta solução de transporte, que se encontram detalhados na proposta submetida à ERSE e apresentada ao Estado Concedente:

- **Maior flexibilidade e minimização do risco de custos afundados para o SNG.**
Comparativamente com as soluções clássicas, esta solução afigura-se de menor custo de investimento, pode ser transferida para outras localizações em caso de encerramento da produção de biometano e possibilita um tempo de execução mais curto;
- Consolida o potencial de descarbonização do sistema de gás, permitindo uma **redução anual de emissões de cerca de 18 kt CO₂/ano** por cada projeto ligado à rede com um caudal médio de injeção de 1000 Nm³/h;
- **Contribui para a sustentabilidade do SNG e dos clientes 'hard to abate', minimizando o risco de redução de consumos** e alavancando o potencial de captura de gás renovável.

Efetivamente, mesmo assumindo que metade da totalidade da meta do PAB para 2040 seria transportada por gasoduto virtual (em Monforte e eventualmente noutras localizações a designar), a incorporação deste gás no sistema permite a redução do custo unitário de utilização da rede gás, comparativamente com o cenário de perda de consumo equivalente.

- **Solução de curto prazo**, complementar à rede existente, permitindo ligar projetos de produção num raio a definir no âmbito do projeto piloto.

Relativamente ao projeto relativo ao gasoduto de alta pressão Monforte-Évora, descrito no capítulo 4, descrevem-se infra o conjunto de benefícios identificados:

- Proporciona um **reforço da sustentabilidade e segurança de abastecimento dos consumos do SNG**, potenciando a produção de gás renovável e viabilizando a sustentabilidade da indústria *'hard to abate'* portuguesa, reforçando também o abastecimento dos consumos de gás de Évora com a sua ligação à RNTG;
- Potencial de descarbonização do SNG: A quantidade de **emissões de CO2 evitadas** anualmente pela utilização do biometano no consumo (em alternativa ao gás natural) **ascende a cerca de 215 kt CO₂/ano**, com uma valorização de cerca de 29,5 M€/ano a preços de licenças de emissão projetados para 2030³⁶;
- **Potencial impacto económico para o SNG**: Com base na informação atualmente existente é possível fazer uma avaliação, ainda que simplificada, do impacto económico da implementação do gasoduto Monforte-Évora no SNG. A disponibilidade desta infraestrutura na rede de alta pressão do SNG contribui para o aumento da quantidade de gases renováveis transportados, assumindo-se **dois pressupostos de cenarização**:
 - a) **Os gases renováveis injetados crescem aos volumes de gás assumidos nos cenários de consumo para o período 2030-2040** pelo facto de não existirem alternativas descarbonizadas em volume no sistema. Neste pressuposto, a previsão de aumento de volumes transportados (1,1 e 2,2 TWh/ano em 2030 e 2040, respetivamente) acabará por compensar o acréscimo marginal de custos do gasoduto Monforte-Évora, estimando-se, tudo o resto constante, uma **redução dos custos unitários de entrega de gás ao cliente final entre 2% a 7%**;
 - b) **Os gases renováveis injetados substituem outros gases** mantendo-se inalterado o cenário de evolução do volume de gás transportado. Neste cenário, estima-se que o **impacto económico desta nova infraestrutura alinhe com os níveis de custo das infraestruturas de alta pressão**.

³⁶ Valor para 137,1 €₂₀₂₃/t CO₂ para 2030 de acordo com o cenário *Announced Pledges Scenario – Advanced economies with net zero emissions pledges* da Agência Internacional de Energia, publicado no World Energy Outlook 2023

6.3. AVALIAÇÃO AMBIENTAL

No âmbito do enquadramento legal vigente, o PDIRG está sujeito a Avaliação Ambiental uma vez que se enquadra, pelo menos, numa das seguintes alíneas do ponto 1 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 232/2007 de 15 de junho, na sua redação atual.

- Os planos e programas para os sectores da agricultura, floresta, pescas, energia, indústria, transportes, gestão de resíduos, gestão das águas, telecomunicações, turismo, ordenamento urbano e rural ou utilização dos solos e que constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos mencionados nos anexos I e II do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de maio, na sua atual redação (revogado e atualmente substituído pelo Decreto – Lei n.º 151-B/2013, de 31 de outubro);
- Os planos e programas que, atendendo aos seus eventuais efeitos num sítio da lista nacional de sítios, num sítio de interesse comunitário, numa zona especial de conservação ou numa zona de proteção especial, devam ser sujeitos a uma avaliação de incidências ambientais nos termos do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de abril, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de fevereiro;
- Os planos e programas que, não sendo abrangidos pelas alíneas anteriores, constituam enquadramento para a futura aprovação de projetos e que sejam qualificados como suscetíveis de ter efeitos significativos no ambiente.

No mesmo diploma legal e ainda no artigo 3.º refere-se, especificamente, que:

- Compete à entidade responsável pela elaboração do plano ou programa averiguar se o mesmo se encontra sujeito a avaliação ambiental.
- A sujeição do plano ou programa a avaliação ambiental pode ser objeto de consulta promovida pela entidade referida no número anterior às entidades às quais, em virtude das suas responsabilidades ambientais específicas, possam interessar os efeitos ambientais resultantes da aplicação do plano ou programa, designadamente a Agência Portuguesa do Ambiente, o Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade, I. P., o Instituto da Água, I. P., as Administrações de Região Hidrográfica, I. P., as comissões de coordenação e desenvolvimento regional, as autoridades de saúde ou os municípios da área abrangida pelo plano ou programa, as quais dispõem de 20 dias para apresentarem as suas observações.

É justamente com base nestes pontos 2 e 3 do artigo 3.º que se enquadra a Nota Técnica justificativa da não realização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) do PDIRG 2026-2035, apresentada em conjunto com o presente PDIRG e do qual faz parte integrante.

O PDIRG 2026-2035, em relação aos investimentos propostos, apresenta uma sobreposição quase integral com o anterior PDIRG 2024-2033, que foi objeto de AAE. O único projeto que não constava da edição anterior corresponde a uma futura ligação entre Monforte e Évora, num estado embrionário, uma vez que o quadro regulatório ainda precisa de ser consolidado, a definição do provável percurso ainda apresenta muita incerteza e indefinição em relação a potenciais interligações com a rede de distribuição e à localização de atuais e futuros produtores de gases renováveis e hipocarbónicos que se queiram ligar à nova infraestrutura. Considera-se assim que a sua inclusão numa AAE deverá ocorrer em momentos posterior – numa das próximas edições do PDIRG.

A Nota Técnica Justificativa da não sujeição a AAE do PDIRG 2026-2035 assenta no pressuposto de que o exercício de avaliação ambiental dos investimentos propostos para o próximo decénio já foi concretizado em momento anterior (PDIRG 2024-2033), nomeadamente para os Projetos Complementares, cuja decisão de investimento depende da decisão do Estado Concedente.

No contexto dos investimentos propostos, tanto o Quadro de Governação (QG), como as Questões Estratégicas (QE) e as Questões Ambientais e de Sustentabilidade (QAS) enunciadas na anterior edição do Plano se mantêm válidas para a atual proposta de PDIRG, uma vez que apenas ocorreu algum desfasamento temporal na efetiva implementação desses investimentos. Em relação ao Quadro de Referência Estratégico (QRE), como se viu anteriormente, existiram algumas atualizações do enquadramento legal e normativo, tanto nacional como europeu, mas que não alteram os pressupostos subjacentes a esta infraestrutura nem invalidam a Avaliação Ambiental anteriormente realizada.

Face ao exposto na Nota Técnica aludida, considera-se que não será necessário sujeitar a presente edição de Plano a nova Avaliação Ambiental Estratégica, mantendo-se as conclusões da AAE relativa ao PDIRG 2024-2033 que de seguida se transcrevem:

- *A Avaliação Ambiental (AA) do PDIRG incidiu sobre as intervenções constantes da proposta do ORT para a RNTIAT para o período de planeamento (2024-2033). Estas intervenções dividem-se em Projetos Base e Projetos Complementares (no primeiro caso, por iniciativa da REN; no segundo caso, condicionados por manifestações de interesse e diretrizes externas à REN, nomeadamente do Estado Concedente) e têm por objetivo, dar resposta à indispensável adaptação da RNTIAT para acolher fontes de energia de base renovável e às diretrizes do Estado Concedente no que respeita à capacidade de armazenagem que garanta a reserva estratégica e de segurança e às extensões de rede e adaptações necessárias aos compromissos do país no âmbito da construção de um corredor europeu de hidrogénio verde.*
- *Em virtude das características do Plano, nomeadamente o facto de não apresentar alternativas para avaliar, apresentando um conjunto de propostas de intervenção que dão resposta direta às exigências do quadro legal e às diretrizes do Estado Concedente, condicionou a escolha de uma metodologia com algumas diferenças face à metodologia mais comum aplicada a Avaliações Ambientais Estratégicas. A especificidade da abordagem preconizada para a avaliação desta edição do PDIRG consistiu na identificação de Fatores Relevantes para a Avaliação Ambiental (FRAA), em lugar de Fatores Críticos para a Decisão (embora o processo que conduziu até aí tenha sido, em tudo, semelhante ao preconizado nos guias de referência da AAE), uma vez que o processo de avaliação não pretendia optar por uma estratégia preferencial (nem estava em condições de o fazer). A aplicação dos referidos FRAA às propostas do Plano – a saber: FRAA1 – Coesão Territorial e Social; FRAA2 – Energia e Alterações Climáticas; FRAA3 – Capital Natural e Cultural – permitiu, obter informação sobre os seus expectáveis impactos a vários níveis e identificar constrangimentos e condicionantes (nomeadamente no território) no sentido de, quando justificado e possível, melhorar as propostas e deixar recomendações para os futuros projetos que lhe darão seguimento. Para além destas informações o processo de avaliação termina com a preparação do seguimento do Plano, tendo em conta os mesmos FRAA que serviram a fase de avaliação, e que assenta em Diretrizes de Planeamento e Gestão (DPG) e Diretrizes de Monitorização (DM) correspondendo, neste caso, ao apuramento anual dos principais indicadores que serão objeto de publicação nos Relatórios de Avaliação e Controlo Ambiental dos anos subsequentes.*

CONTACTOS

REN - Gasodutos, S.A.

Estrada Nacional 116, Vila de Rei
2674-505 Bucelas - Portugal
Telefone: (+351) 219 688 200

REN 

www.ren.pt